



*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-2010-0000273 del 24/05/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della Raffineria della società ENI S.p.A. sita nel comune di Taranto

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 Ministero 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 di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali n. 894, del 19 novembre 2007, relativo al progetto di modifica della Raffineria, concernente l'integrazione di una unità Hydrocracking nell'esistente unità RHU (Residue Hydroconversion Unit) per l'adeguamento alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CE del 13 ottobre 1998 e Direttiva 2003/17/CE del 3 marzo 2003);

VISTA la nota prot. n. DSA-2008-0025543 del 17 settembre 2008, con cui la Direzione Generale ha chiarito l'interpretazione della prescrizione, di cui al citato decreto DSA-2007-0000894, relativa alla capacità di lavorazione della raffineria;

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 l'accordo di programma "Area industriale di Taranto e Statte stipulato" ai sensi dell'art. 5, comma 20, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n.



59, in data 11 aprile 2008 ed il successivo protocollo integrativo del 19 febbraio 2009, tra il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e la Regione Puglia, unitamente a Ministero dell'interno, Ministero dello sviluppo economico, Ministero della salute, Provincia di Taranto, Comune di Taranto, Comune di Statte, APAT, ARPA Puglia, e ILVA SpA, EDISON SpA, ENIPOWER SpA, ENI SpA, Cementir Italia s.r.l., SANAC SpA e AMIU Taranto S.p.A.;

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. 321, del 19 maggio 2008, di nomina del Comitato di coordinamento previsto all'Accordo di programma per l'area industriale di Taranto e Statte dell'11 aprile 2008;

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;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1° ottobre 2008, 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 in materia di grandi impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

VISTI i verbali delle riunioni dell'8 maggio 2008, del 28 maggio 2008, del 16 luglio 2008, del 17 settembre 2008 e dell'11 dicembre 2008 del Comitato di coordinamento previsto all'Accordo di programma per l'area industriale di Taranto e Statte;

VISTA l'istanza presentata in data 30 ottobre 2006 dalla società ENI 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 Taranto;

VISTA la nota DSA-2006-0033878 del 29 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale, ora Direzione Generale 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 del 30 gennaio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 5 febbraio 2007, al n. DSA-2007-0003451, 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-2007-0008686 del 22 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 13 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000024 dell'11 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-2008-0008520 del 27 marzo 2008 formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota IPPC-2008-00000220 del 17 marzo 2008;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 24 aprile 2008, Prot. RAFFTA/DIR/GDS/sd/159, e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0012761 del 12 maggio 2008;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con note prott. nn. RAFFTA/DIR/GDS/sd/176 del 19 maggio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 maggio 2008, al n. DSA-2008-0014756; RAFFTA/DIR/GDS/sd/180 del 28 maggio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 giugno 2008, al n. DSA-2008-0015776; RAFFTA/DIR/GDS/sd/187 del 4 giugno 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 12 giugno 2008, al n. DSA-2008-0016235 e RAFFTA/DIR/GDS/sd/189 del 9 giugno 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 13 giugno 2008, al n. DSA-2008-0016357;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000626 del 29 maggio 2008, di modifica del Gruppo Istruttore;



VISTA la nota DSA-2008-0027453 del 1° ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0001239 del 10 ottobre 2008, e la successiva nota di errata corrige CIPPC-00-2008-0001289 del 20 ottobre 2008, di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la nota del 13 novembre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 25 novembre 2008, al prot. n. DSA-2008-0034294, 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 l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. n. RAFFTA/DIR/GDS/347 del 27 novembre 2008, acquisita al protocollo n. CIPPC-00-2008-0001589 del 4 dicembre 2008;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota del 12 maggio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 3 giugno 2009, al n. DSA-2009-0013702;

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;

VISTA la nota del 15 luglio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 luglio 2009, al n. DSA-2009-0019240, con la quale il Gestore ha comunicato di voler avviare le attività preliminari all'esercizio degli impianti oggetto della richiesta di assoggettabilità alla procedura di valutazione di impatto ambientale, presentata dal Gestore al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare in data 18 giugno 2009, riguardante la modifica del progetto di cui al citato Decreto DSA-2007-0000894;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. n. RAFFTA/DIR/CG/230 del 1° settembre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 settembre 2009, al n. DSA-2009-0023573;

VISTA la Determinazione Dirigenziale prot. n. exDSA-2009-0031451 del 25 novembre 2009, con cui la Direzione Generale ha disposto l'esclusione dall'assoggettabilità alla procedura di valutazione di impatto ambientale, richiesta dal



Gestore in data 18 giugno 2009, riguardante la modifica del progetto di cui al citato Decreto DSA-2007-0000894;

VISTO il Certificato n. 46686-2008-AE-ITA-Sincert, rilasciato alla ENI S.p.A. Divisione Refining and marketing – Raffineria di Taranto, per la prima volta in data 27 maggio 2008, che attesta la conformità alla norma ISO 14001:2004, con validità fino al 27 maggio 2011;

VISTO il Certificato di registrazione EMAS n. I - 000290 del 2 marzo 2005;

VISTA la nota prot. n. DVA-2010-0003950 del 15 febbraio 2010, con cui la Direzione generale ha richiesto al Gestore chiarimenti in merito al certificato di registrazione EMAS della Raffineria e la nota di risposta del Gestore prot. n. RAFFTA/DIR/CG/39 del 15 febbraio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 25 febbraio 2010, al n. DVA-2010-0005711;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la competente Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* in apposito *portale web* a ciò dedicato;

RILEVATO che 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, tra cui la nota del 12 marzo 2009 dell'associazione PeaceLink acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare al prot. n. DSA-2009-0006280 del 13 marzo 2009; la nota del 16 luglio 2009 dell'associazione Alta Marea, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare al prot. n. DSA-2009-0021534 del 6 agosto 2009; le note del 19 ottobre 2009 dell'associazione PeaceLink, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare al prot. n. exDSA-2009-0028088 del 21 ottobre 2009 e del 21 ottobre 2009 dell'associazione Alta Marea, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare al prot. n. exDSA-2009-0028348 del 22 ottobre 2009, allegate al verbale della conferenza dei servizi del 22 ottobre 2009, trasmesso con nota prot. n. exDSA-2009-28840 del 28 ottobre 2009;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-00000756 del 2 aprile 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 ENI S.p.A. ubicata nel Comune di Taranto (TA), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota del 28 aprile 2009, Prot. RAFFTA/DIR/CG/129, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 29



aprile 2009, al n. DSA-2009-0010565, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-00000756 del 2 aprile 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 29 aprile 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-2009-00014737 dell'11 giugno 2009;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001946 dell'11 settembre 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 29 aprile 2009;

VISTA la nota Prot. n. AOO-89 del 19 ottobre 2009 - 0011795, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 ottobre 2009, al prot. n. DSA-2009-0028021, con la quale la Regione Puglia ha richiesto di estendere la convocazione delle Conferenze dei Servizi per il rilascio delle autorizzazioni integrate ambientali alla raffineria ENI e alle centrali Edison ed Enipower di Taranto anche all'ARPA Puglia;

VISTA la nota Prot. n. AIL n, 404/09 del 3 luglio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 6 luglio 2009, al prot. n. DSA-2009-0017063, con la quale l'associazione Alta Marea ha richiesto di partecipare alle Conferenze dei Servizi per il rilascio delle autorizzazioni integrate ambientali per l'esercizio degli impianti rientranti nel citato Accordo di programma "Area industriale di Taranto e Statte" dell'11 aprile 2008;

VISTA la nota prot. n. 12889 del 15 ottobre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19 ottobre 2009 al n. DSA-2009-0027832, con cui il Ministero dell'interno ha espresso parere favorevole al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale alla Raffineria ENI SpA di Taranto, a condizione che vengano attuate le prescrizioni impartite dal Comitato Tecnico Regionale della Regione Puglia a conclusione dell'istruttoria ex D.Lgs. 334/99 sul rapporto di sicurezza edizione ottobre 2005, trasmessa al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con nota prot. n. 7393 del 9 luglio 2009, acquisita al protocollo n. DSA-2009-0018832 del 16 luglio 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 22 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 note prot. n. DSA-2009-0028840 del 28 ottobre 2009 e DSA-2009-0028895 del 28 ottobre 2009;



VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000297 del 24 febbraio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 3 marzo 2010, al prot. n. DSA-2010-0006222, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il nuovo parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della Raffineria della società ENI S.p.A. ubicata nel Comune di Taranto, 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 "Mineral oil and gas Refineries" (Febbraio 2003), "Large Combustion Plants" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Luglio 2007), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

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 i Sindaci dei comuni di Taranto e di Statte non hanno formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

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

DECRETA

la società ENI S.p.A., identificata dal codice fiscale 00484960588, con sede legale in Piazzale Enrico Mattei n. 1 - 00144 Roma (RM) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della Raffineria ubicata nel Comune di Taranto (TA), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 24 febbraio 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0000297, comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 30 ottobre 2006 dalla società ENI S.p.A. ed integrata il 19 maggio 2008, il 28 maggio 2008, il 4 giugno 2008, il 9 giugno 2008, il 12 maggio 2009, il 27 novembre 2008 e il 1° settembre 2009 (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. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, lo studio completo sui benefici ambientali per le ricadute di cui al Capitolo 7, paragrafo "Emissioni convogliate in aria", pag. 124 del parere istruttorio;
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, lo studio di fattibilità per la messa in esercizio del misuratore in continuo per la verifica della temperatura di combustione nel sistema torce di cui al Capitolo 7, paragrafo "Emissioni convogliate in aria", pagg. 124-125 del parere istruttorio;
5. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, la relazione tecnica di cui al Capitolo 7, paragrafo "Emissioni non convogliate in aria", pag. 125 del parere istruttorio, relativa al sistema di bilanciamento e recupero dei vapori già adottato o che intenderà adottare;
6. Si prescrive al Gestore di trasmettere al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 4 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, la relazione tecnica sulla copertura delle vasche di disoleazione di cui al Capitolo 7, paragrafo "Emissioni non convogliate in aria", pag. 126 del parere istruttorio;



7. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, l'analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi di cui al Capitolo 7, paragrafo "Emissioni non convogliate in aria", pagg. 125-126 del parere istruttorio;
8. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi da 3 a 7, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2007, 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, costituiscono parte integrante del presente provvedimento le prescrizioni derivanti dall'istruttoria del Rapporto di Sicurezza svolta ai sensi dell'art. 21 del decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i. nonché gli altri eventuali provvedimenti che l'autorità competente ai sensi del medesimo decreto adotterà.

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 trasmettere al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare tempestivamente comunicazione dell'avvenuto rinnovo della registrazione EMAS a tutt'oggi in fase di aggiornamento e a comunicare



qualsiasi successiva variazione intervenga nell'ambito della certificazione ISO 14001 e della registrazione EMAS.

Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, 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. 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.
3. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2 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.
4. 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.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, commi 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, ne informi tempestivamente l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale il quale, effettuati i dovuti controlli con oneri a carico del Gestore, ne riferirà all'Autorità Competente, proponendo eventuali azioni da intraprendere.
6. 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 otto anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto. La suddetta durata è subordinata alla presentazione del rinnovo della registrazione EMAS. In assenza di quest'ultima l'autorizzazione si intende valida sei anni, ai sensi dell'art. 9, comma 3 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, in quanto l'impianto risulta certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001.
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 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

AREA INDUSTRIALE DI TARANTO E STATTE

1. Oltre quanto disposto all'art. 5, la presente autorizzazione sarà soggetta a riesame a seguito del rilascio di tutte le autorizzazioni integrate ambientali per l'esercizio degli impianti coinsediati nell'area industriale e oggetto dell'Accordo di programma "Area industriale di Taranto e Statte" dell'11 aprile 2008, anche alla luce dei risultati discendenti dall'attuazione dei relativi piani di monitoraggio e controllo.



2. Il riesame valuterà tutte le possibili interconnessioni esistenti tra gli impianti coinesati nell'area industriale introducendo eventuali più restrittive prescrizioni alla luce di quanto emerge dai suddetti accertamenti ed allineerà le disposizioni comuni a più impianti e contenute nei rispettivi piani di monitoraggio e controllo.

Art. 7
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. 8
AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14 del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce 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. 9
DISPOSIZIONI FINALI

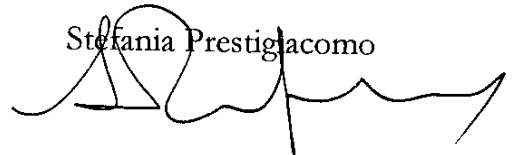
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale 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 al Gestore, nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali, al Ministero dell'interno, alla Regione Puglia, alla Provincia di Taranto, al Comune di Taranto, al Comune di Statte e all'Istituto Superiore per 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 competente Direzione per la Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* in apposito *portale web* a ciò dedicato;
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 - 0006222 del 03/03/2010

CIPPC-00-2010-0000297
del 24/02/2010

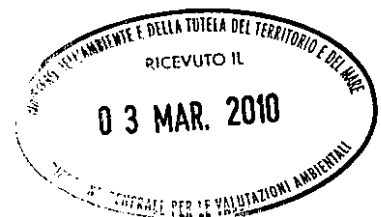
Ministero dell' Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. Dott. Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N.
Ref. Mittente:

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da ENI
SpA - Raffineria di Taranto.**

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

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali



c/o ISPRA - Via Vitaliano Brancati, 48 - 00144 ROMA - Tel 0650072443 / Fax 0650072904



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

**PARERE ISTRUTTORIO PER LA RAFFINERIA ENI
SITA IN TARANTO (TA)**

GRUPPO ISTRUTTORE

**MARCO MAZZONI
MARCELLO IOCCA
ALESSANDRO MARTELLI
ROCCO SIMONE
UMBERTO REALFONZO
STEFANO CASTIGLIONE**

**GESTORE
LOCALITÀ
DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**ENI S.p.A.
TARANTO
24 febbraio 2010
151**



Commissione Istruttoria IPPC

PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

INDICE

DEFINIZIONI	4
ATTI NORMATIVI DI CUI SI È PRESA VISIONE	7
ATTI PRESUPPOSTI	8
DOCUMENTI ESAMINATI	10
PARTE INTRODUTTIVA	11
1. INQUADRAMENTO GENERALE	13
1.1 IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC	13
1.2 ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE	13
1.2.1 Produzione di energia termica ed elettrica	15
1.2.2 Unità ausiliarie	16
1.2.3 Sistema acqua	20
1.2.4 Acque sotterranee	20
1.2.5 Sistema di Gestione Ambientale	20
1.3 QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE	20
1.4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	23
1.5 PRINCIPALI DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	27
1.6 ALTRI ASPETTI INFORMATIVI	27
2. IMPATTI E CRITICITÀ ATTUALI	29
2.1 INTERFACCIA CON LO STABILIMENTO ENIPower	29
2.2 CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	30
2.3 CONSUMI IDRICI	45
2.4 ASPETTI ENERGETICI	49
2.5 EMISSIONI IN ARIA	50
2.5.1 Emissioni non convogliate	58
2.5.2 Sostanze inquinanti pertinenti	61
2.6 SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	61
2.6.1 Sostanze inquinanti pertinenti	71
2.7 RIFIUTI	72
2.8 RUMORE	77
2.9 SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE	78
2.10 ODORI	79
2.11 ALTRE CRITICITÀ	79
3. IMPIANTO DA AUTORIZZARE E PROPOSTE DEL GESTORE	80
3.1 MODIFICHE "AUTOIL"	80
3.1.1 Emissioni di bolla attese	83
3.2 INCLUSIONE IMPIANTO GPL	86
3.2.1 Descrizione dell'impianto	86
3.2.2 Emissioni in atmosfera	86
3.2.3 Emissioni in acqua	89
3.2.4 Produzione di rifiuti	90
3.2.5 Suolo e sottosuolo	91
3.3 PROPOSTA DI VARIANTE DEL TRATTAMENTO ACQUE DI FALDA	92
3.4 PIANO DI MIGLIORAMENTO PROPOSTO DAL GESTORE	95
3.4.1 Copertura delle vasche di disoleazione degli impianti di trattamento acque	99
3.4.2 Implementazione di una procedura LDAR	101
3.5 AUMENTO CAPACITÀ PRODUTTIVA	102
4. VERIFICA DI CONFORMITÀ CRITERI IPPC	103
4.1 PREVENZIONE DELL'INQUINAMENTO MEDIANTE LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI	103
4.1.1 Configurazione attuale	103
4.1.2 Configurazione futura dopo modifiche Autoil	111
4.1.3 Confronto tra le prestazioni della raffineria e le indicazioni della LGMTD	113



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

4.2 PRESENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI.....	115
4.3 GESTIONE CORRETTA DEI RIFIUTI	117
4.4 UTILIZZO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	117
4.5 PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI.....	118
4.6 ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ	118
5. CONVINCIMENTI E MOTIVAZIONI	119
6. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	120
7. PRESCRIZIONI E VALORI LIMITE DI EMISSIONE	122
PRODUZIONE ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA	122
EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA	122
EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA.....	125
EMISSIONI IN ACQUA	127
EMISSIONI SONORE E PRESCRIZIONI	129
PRESCRIZIONI SULLE AREE DI STOCCAGGIO PROVVISORIO MATERIALI E MACCHINARI.....	129
PRESCRIZIONI SUI RIFIUTI	129
GESTIONE SERBATOI E PIPE-WAY.....	131
PRESCRIZIONI SU SUOLO E SOTTOSUOLO.....	132
PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI	132
MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI	132
MONITORAGGI AMBIENTALI	133
8. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	134
9. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	134
10. DURATA, RINNOVO E RIESAME	134
11. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO E OBBLIGHI DI NOTIFICA	136
12. PRESCRIZIONI DI RILEVANZA AMBIENTALE DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI	137
13. VALUTAZIONE DELLE OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	139



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	Istituto per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ex-APAT), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Lombardia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a ENI SpA, 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.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato IV del decreto legislativo n. 59 del 2005. si intende per:

- 1) *tecniche*: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
- 2) *disponibili*: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente valide nell'ambito del pertinente comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa avervi accesso a condizioni ragionevoli;
- 3) *migliori*: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'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.



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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.

Norma di Qualità Ambientale La serie di requisiti, inclusi gli obiettivi di qualità, che sussistono in un dato momento in un determinato ambiente o in una specifica parte di esso, come stabilito nella normativa vigente in materia ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Atti normativi di cui si è presa visione

- Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 “Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento”;
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 “Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I”;
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 “Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del 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;



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

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".

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 24/2008 11/01/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Raffineria di Taranto ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing al Gruppo Istruttore (GI);
Ing. Giulio Martino (Referente)
Ing. Lorenzo Mancini
Dott. Francesco Carella
Prof. Sergio Rapagnà;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 626/2008 del 29/05/2008, che modifica la composizione del Gruppo Istruttore (GI) nel modo seguente;
Ing. Giulio Martino (Referente)
Dott. Mauro Rotatori
Dott. Francesco Carella
Prof. Sergio Rapagnà;
- 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. Vito Balice, Referente Regione Puglia
– Arch. Cosimo De Leonardis, Referente Comune di Taranto
- 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:
– Ing. Nazzareno Santilli
– Ing. Tommaso Piccinno
– Arch. Liana De Rosa
- preso atto che sono pervenute osservazioni da parte del pubblico e cioè:
Associazione PeaceLink di Taranto, Prot DSA 2009-0006280 del 13/03/2009
AIL Sezione di Taranto e altri, Prot DSA 2009-0021534 del 06/08/2009;
Associazione Alta Marea di Taranto, di cui all'Allegato 4 del Resoconto Verbale della Conferenza dei Servizi del 22 ottobre 2009.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

- visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
il verbale CIPPC 687/2008 della riunione del GI del 28/02/2008;
il verbale CIPPC 688/2008 dell'incontro tra il GI e il Gestore del 04/04/2008;
il verbale CIPPC 877/2008 della riunione del GI del 14/07/2008;
- Visto il decreto del Ministero 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 1239/2008 del 10/10/2008 e la lettera di incarico nuova commissione - errata corrige CIPPC 1289/2008 del 20/10/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Raffineria di Taranto ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Chim. Marco Mazzoni – Referente
 - Dott. Marcello Iocca
 - Dott. Ing. Vincenzo Rizzo
 - Dott. Ing. Rocco Simone
 - Dott. Ing. Alessandro Martelli
 - Dott. Ing. Bonaventura Lamacchia
 - Cons. Umberto Realfonzo
 - Dott. Stefano Castiglione
- 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. Ing. Pierfrancesco Palmisano, Referente Regione Puglia
 - Dott. Ing. Antonio Ruggieri, Referente Provincia di Taranto
 - Arch. Cosimo De Leonardis, Referente Comune di Taranto
- visti i verbali delle riunioni dei GI nominati per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
il verbale della riunione del GI del 06/11/2008, N° Prot. CIPPC-00_2008-0001395 del 06-11-2008;
il verbale della riunione del GI e del Gestore del 19/11/2008, N° Prot. CIPPC-00_2008-0001498 del 20-11-2008;
il verbale della riunione del GI del 06/02/2009, N° Prot. CIPPC-00_2009-0000280 del 09-02-2009;
il verbale della riunione del GI del 15/05/2009, N° Prot. CIPPC-00_2009-0001177 del 18-05-2009;
il verbale della riunione del GI del 28/05/2009, N° Prot. CIPPC-00_2009-0001237 del 01-06-2009;
il verbale della riunione del GI del 02/09/2009, N° Prot. CIPPC-00_2009-0001879 del 03-09-2009;
il verbale della riunione del GI del 29/10/2009
- Visto Il verbale della Conferenza dei Servizi del 29 aprile 2009, N° Prot. CIPPC-00_2009-0001357 del 11-06-2009



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il verbale della Conferenza dei Servizi del 22 ottobre 2009. N° Prot. exDSA-2009-0028840 del 28-10-2009.

Documenti esaminati

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 30/10/2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-28104, dalla società ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing, con sede legale in Piazzale Enrico Mattei 1, 00144 Roma, relativa alla Raffineria con sede operativa in Taranto;
- esaminata la concessione della proroga dei termini di consegna delle integrazioni, protocollo CIPPC 552/2008 del 14/05/2008;
- esaminata la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore in data:
- 04/06/2008 CIPPC 652/2008;
 - 10/06/2008 CIPPC 689/2008;
 - 17/06/2008 CIPPC 706/2008;
 - 30/06/2008 CIPPC 768/2008;
 - 04/12/2008 CIPPC 1589/2008.
- 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
 - Reference Document on Industrial Cooling Systems; Dicembre 2001
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Scheda Sintetica R.ev 2, allegata al verbale, N° Prot. CIPPC 687/2008 della riunione del GI del 28/02/2008;
- Relazione Istruttoria Rev 3, N° Prot. CIPPC 0092/2009 del 20/01/2009;
- Piano di Monitoraggio e Controllo Rev 4, prot. CIPPC-00_2009-0001813 del 25/08/2009.

Parte introduttiva

L'istruttoria riguardante lo stabilimento ENI di Taranto è stata avviata secondo le procedure stabilite per gli impianti di competenza statale. In particolare il supporto ISPRA ha svolto la sua funzione in accordo a quanto definito dall'accordo sottoscritto con il MATTM al riguardo.

E' stata pertanto prodotta la scheda sintetica di analisi della documentazione presentata dal Gestore, scheda presentata dal supporto al Gruppo Istruttore (G.I.) istituito nell'ambito della Commissione Nazionale IPPC che l'ha adottata.

Successivamente è stata formulata dal G.I. Una richiesta di integrazione al Gestore che gli è stata trasmessa dal MATTM, oltre che illustrata al Gestore stesso in una apposita riunione che ha visto la presenza anche del supporto APAT.

Successivamente a tali attività è stato firmato dal MATTM, dalle autorità territorialmente competenti e dai Gestori IPPC insediati nella zona un Accordo di Programma per la zona industriale di Taranto e Statte, all'interno della quale è compreso anche il sito della ENI spa.

Nell'ambito del Comitato di Coordinamento del citato Accordo di Programma, sono state definite scadenze e tipologie dei documenti istruttori per tutte le AIA di pertinenza.

In particolare per lo stabilimento ENI di Taranto è stata indicata dal Comitato una suddivisione dell'istruttoria in due parti secondo lo schema seguente.

Prima Parte

Raffinazione

1. Distillazione primaria e Distillazione sottovuoto (CDU)
2. Idroconversione catalitica residui (HDC)
3. Visbreaking e Thermal Cracking (TSTC)
4. Desolfurazione Catalitica gasoli e kerosene (HDS 1 e HDS2)
5. Platformer Reforming catalitico (PLAT)
6. MEROX (purificazione gasoli da mercaptani)
7. Isomerizzazione (TIP)
8. Desolfurazione nafte (HDT)
9. LPG (Impianto lavaggio e frazionamento GPL)
10. Hot-Oil (circuito olio caldo)
11. Unità Gascon (Gas Concentration)
12. Unità Produzione Idrogeno
13. PSA (Purificatore idrogeno)
14. Unità Lavaggi Amminici (Ucarsol 1 e 2)
15. CDP/EST - 9000 (Eni slurry technology Commercial demonstration plant)
16. CDP/EST (Eni slurry technology)



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Unità di trattamento

- 17.Sour Water Stripper (SWS1, SWS2 e SWS3)
- 18.Unità di trattamento soda
- 19.Recupero Zolfo (CLAUS 2, CLAUS 3,CLAUS 4)
- 20.Impianti di trattamento gas di coda (SCOT)
- 21.Blow-down e torce

Seconda Parte

Stoccaggio e movimentazione di prodotti e semilavorati

- 1.Blending
- 2.Pontile (terminale marittimo carico/scarico)
- 3.Campo boe (discarica greggio navi)
- 4.Discarica greggio autocisterne
- 5.Sala pesatura e pensiline di carico/scarico cisterne (ATB)
 - carico Area Rete (benzina e gasolio)
 - carico Area Extrarete (bitume, gasolio, olio combustibile e kerosene)
 - carico Zolfo
 - carico GPL
 - scarico autobotti (ATB) di greggio
- 6.Trattamento vapori da serbatoi e da caricamento autobotti
- 7.Parco sfere (stoccaggio GPL)
- 8.MBTE (stoccaggio e additivazione MTBE);
- 9.PSA N₂ (produzione azoto)
- 10.Azoto (sistema di stoccaggio e distribuzione N₂)
- 11.Ossigeno (sistema di stoccaggio e distribuzione O₂)

Gestione utilities e Trattamento reflui

- 12.Distribuzione olio combustibile e gas combustibile
- 13.Distribuzione acque industriali, di raffreddamento e antincendio;
- 14.Unità trattamento acque reflue (TAE)
- 15.Circuito fuel gas
- 16.Sistemi di raffreddamento

Nel mese di novembre 2008 sono state formulate al gestore delle ulteriori richieste di chiarimento nel corso di una riunione con il G.I. ed il Gestore stesso. Il Gestore sempre nel mese di novembre 2008 ha inviato ulteriori integrazioni al fine di ulteriore chiarimento.

Si emana il seguente parere istruttorio



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

1. Inquadramento generale

1.1 Identificazione del complesso IPPC

Ragione sociale	Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing - Raffineria di Taranto
Sede legale	Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 ROMA
Sede operativa	S.S. 106 Jonica - 74100 TARANTO
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC	Raffinerie di Petrolio e di gas Codice IPPC: 1.2 Classificazione NACE: Fabbricazione di prodotti petroliferi raffinati Codice 23.20 Classificazione NOSE-P: Trasformazione di Prodotti Petroliferi Codice 105.08
Gestore	Gaetano DE SANTIS
Referente IPPC	Francesco PICARDI
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI
Sistema di gestione ambientale	EMAS; ISO 14001

1.2 Assetto produttivo attuale

La Raffineria ha una capacità di lavorazione autorizzata di 6,5 milioni di tonnellate per anno (autorizzazione Regione Puglia, anno 2004).

Le principali produzioni sono:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;
- olio combustibile per centrali elettriche;
- bitume;
- zolfo.

Il gestore dichiara inoltre di ottemperare alla prescrizione ministeriale contenuta nel parere positivo di compatibilità ambientale relativa alla limitazione a 5.000.000 t/anno di greggi e semilavorati a fino alla data di entrata in esercizio dell'impianto HDC (rif. comunicazione MATTM prot. DSA-2008-0025643 del 17.09.08). Successivamente all'avviamento dell'impianto HDC la lavorazione di greggi e semilavorati sarà portata a 6.500.000 t/anno.

La Raffineria è entrata in esercizio nell'estate del 1967 ed è stata gestita dalla Shell fino al 1975, quindi è passata sotto il controllo nazionale dell'Eni nel 2002.

Gli interventi impiantistici più rilevanti effettuati nella Raffineria, per incrementare la resa in distillati, sono stati la costruzione dell'impianto di conversione termica a due stadi TSTC (Visbreaking e Thermal Cracking) nel 1983 e la realizzazione nel 1994 dell'impianto RHU di conversione spinta, in presenza d'idrogeno, dei residui, ad alto tenore di zolfo, provenienti dalla distillazione atmosferica.

Nel corso degli anni si sono avute, inoltre, notevoli modifiche strutturali dell'unità per la produzione di energia elettrica (CTE), oggi di proprietà EniPower.

La Raffineria di Taranto è caratterizzata da un ciclo produttivo basato sulle unità di distillazione Atmosferica e Vacuum (CDU) nelle quali il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria. In particolare i residui di distillazione atmosferica sono impiegati in un impianto di conversione/desolforazione catalitica (RHU), dove sono prodotti gasoli pregiati e olio combustibile desolforati e demetallizzati. L'impianto integrato di Visbreaking e Thermal Cracking (TSTC) è basato su processi di conversione termica della carica (cracking termico), con la produzione di idrocarburi leggeri, gasolio da desolforare, bitume, olio combustibile e residuo.

Nella raffineria sono presenti le seguenti unità:

- unità di desolforazione catalitica: garantiscono la rimozione dei composti solforati dai prodotti (benzine, gasoli e kerosene);
- unità di reforming catalitico (PLAT): riceve le frazioni più pesanti delle nafte prodotte dall'impianto HDT e, per mezzo di reazioni catalitiche, ne eleva il numero di ottano per successiva formulazione di benzine per autotrazione;
- unità di isomerizzazione catalitica (TIP): riceve le frazioni più leggere delle nafte prodotte dall'impianto HDT e, per mezzo di reazioni di isomerizzazione, ne eleva il numero di ottano, per successiva formulazione di benzine per autotrazione;
- Impianto LPG: riceve GPL da vari impianti a monte e ne separa il propano, butano e code di etano;
- Unità Gascon, progettata per frazionare gli idrocarburi leggeri provenienti dal complesso TSTC in fuel gas, GPL, nafta leggera e nafta pesante;
- Unità Merox (Mercaptans Oxidation): progettata per la desolforazione del GPL e della nafta provenienti dalla Unità Gascon e del GPL proveniente dalla distillazione atmosferica;
- Unità di Produzione Idrogeno;
- Impianto sperimentale CDP/EST, per valorizzare le frazioni petrolifere pesanti, attraverso idrotattamento ad alta pressione e temperatura;
- Unità lavaggi Amminici, dedicate alla separazione di H₂S dal combustibile gassoso;
- tre unità Sour Water Stripper, che effettuano lo strippaggio dell'idrogeno solforato e dell'ammoniaca dalle acque acide di raffineria;
- 3 impianti di recupero dello zolfo (unità CLAU) e un impianto di trattamento gas di coda SCOT;
- 2 linee di collettori di blow-down che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 2 torce idrocarburiche.

La Raffineria di Taranto riceve il greggio attraverso:

- Oleodotto Monte Alpi - Taranto (OMAT) di lunghezza pari a 137 km, che permette la lavorazione del greggio nazionale Montealpi, stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi ubicato in località Viggiano (PZ). Nel 2005 sono state lavorate nella raffineria circa 3,1 milioni di tonnellate di greggio proveniente dall' Oleodotto Monte Alpi.
- Oleodotto sottomarino (Sea - line) di Raffineria, di lunghezza di 3,6 km, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe (5 boe di ormeggio ancorate sul fondo del mare) al Parco serbatoi di Raffineria.
- Pensiline di scarico greggio nazionale.

La Raffineria riceve, inoltre, le seguenti materie prime:



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

–Catalizzatori, impiegati principalmente per processi di desolforazione (di benzine, gasoli e/o cherosene), processi di demetallizzazione e idroconversione residui (impianto RHU e TSTC), reazioni/conversioni (impianti di Isomerizzazione e Reforming), processi di separazione (setacci molecolari);

–Chemicals, necessari al corretto funzionamento degli impianti di processo della Raffineria (sostanze chimiche, filmanti, anticorrosivi, emulsionanti) sono in genere forniti e gestiti direttamente da Ditte Terze specializzate.

Per lo stoccaggio dei prodotti finiti e semilavorati, la Raffineria è dotata di un parco serbatoi comprendente 133 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici, per una capacità complessiva di circa 2.096.066 m³.

I serbatoi sono distinti in:

- serbatoi a tetto galleggiante per il contenimento dei prodotti volatili quali petrolio greggio, benzina e kerosene, e dotati di tenuta ad anello liquido;
- serbatoi a tetto fisso per il contenimento di prodotti pesanti quali olio combustibile e gasolio;
- serbatoi sferici o cilindrici per lo stoccaggio del GPL.

Il trasferimento dei prodotti finiti avviene tramite:

- Pontile, che si estende per una lunghezza di 1 km ed è dotato di due ormeggi per navi fino a 18.000 tonnellate di portata lorda (attracchi 1 – 2) e di due ormeggi per navi fino a 60.000 tonnellate (attracchi 3 – 4). Il Pontile è collegato con i serbatoi di Raffineria tramite 13 tubazioni.
- Oleodotto Olio Combustibile verso ILVA che trasferisce olio combustibile denso allo stabilimento ILVA.
- Oleodotti che trasferiscono butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

I prodotti finiti sono inoltre spediti via terra in tutta la Puglia, la Basilicata, il Molise ed in parte della Calabria e della Campania, alimentando così gran parte del mercato del Centro-Sud d'Italia, attraverso le seguenti pensiline dedicate al carico/scarico di autobotti (ATB):

- pensiline di carico benzina e gasolio;
- pensiline di carico bitume e olio combustibile;
- pensiline di carico Zolfo;
- pensiline carico GPL;
- pensiline di scarico autobotti (ATB) di greggio.

1.2.1 Produzione di energia termica ed elettrica

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica (CTE), di proprietà Enipower. La CTE fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa. La centrale è oggetto di una separata istruttoria per il rilascio di AIA.

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di Proprietà Enipower, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da Enipower. L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

1.2.2 Unità ausiliarie

All'interno della Raffineria di Taranto è presente un impianto di trattamento acque reflue, denominato TAE, che opera un trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo e degli scarichi oleosi dei cicli di raffinazione.

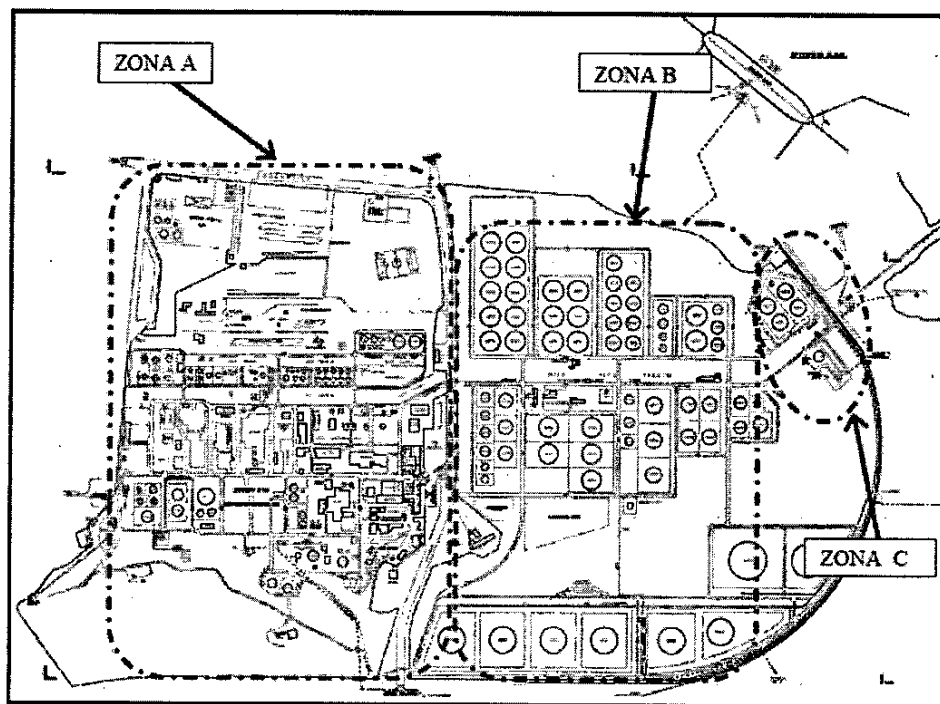
Le acque trattate sono inviate al corpo idrico di destinazione (Mar Grande).

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) si suddivide in tre sezioni denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono e trattano i reflui provenienti dai bacini di afflusso suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A - B - C.

La zona A raccoglie e tratta, attraverso l'impianto TAE A, la totalità delle acque di processo e delle acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti della raffineria. Il TAE B raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi ricadenti nella "zona B". I reflui vengono rilanciati al TAE A per il trattamento ed il successivo scarico. Il TAE C raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata C. I reflui vengono rilanciati al TAE B e quindi al TAE A per il trattamento e successivo scarico.

Nell'impianto vengono anche trattate, in accordo al Piano di Bonifica approvato dal MATTM, le acque di falda emunte nell'area dello stabilimento. Attualmente lo schema di convogliamento e trattamento è oggetto di una proposta di Variante in attesa di autorizzazione da parte della competente direzione del MATTM.

Nella figura seguente sono indicate le aree di pertinenza dei tre sistemi fognari e dei relativi impianti di trattamento.



Nello schema seguente viene descritto l'assetto attuale del trattamento acque di raffineria.



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

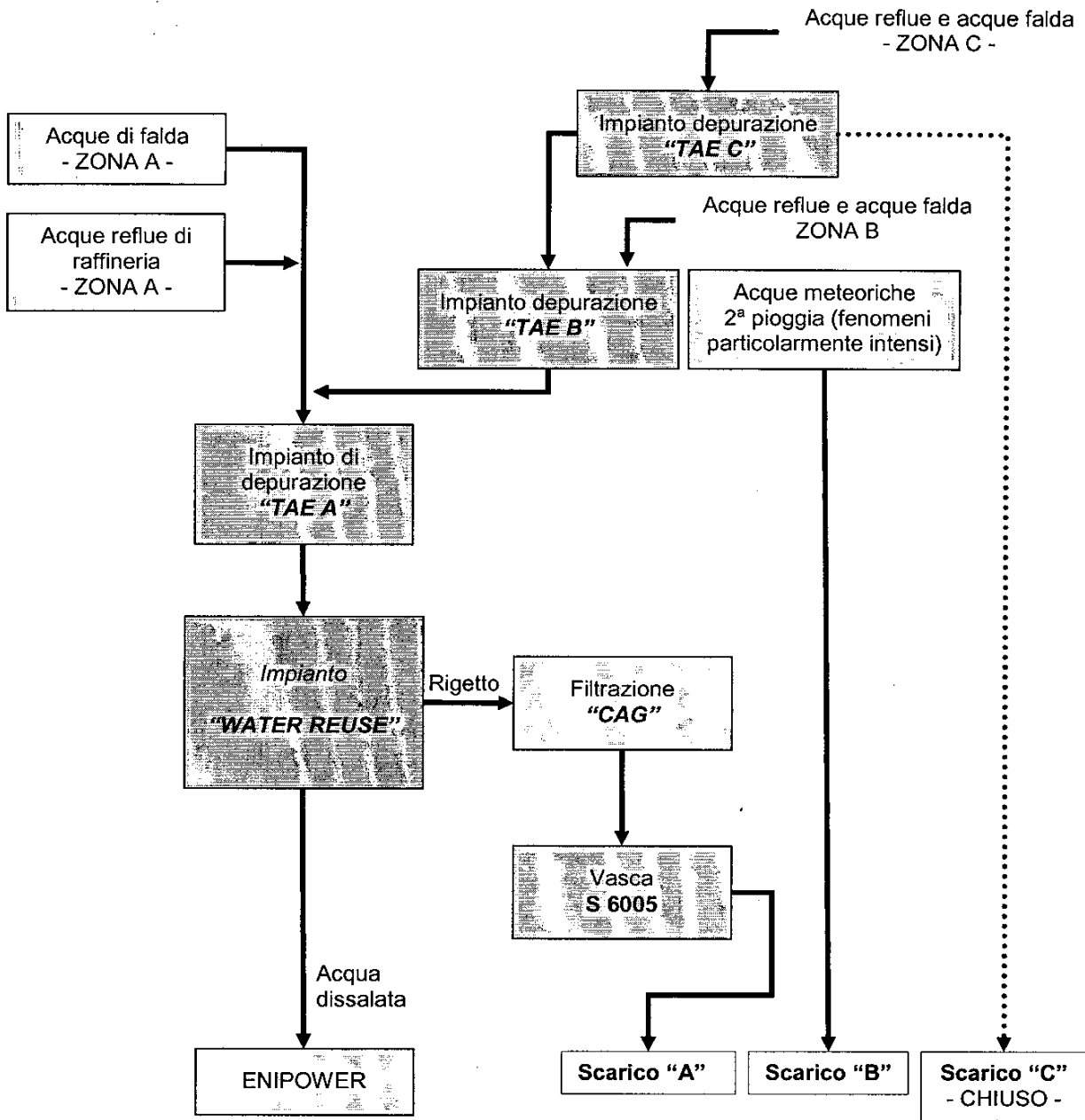
Nelle more dell'approvazione del progetto di variante da parte del MATTM e del completamento per la realizzazione della rete di raccolta e pretrattamento delle acque di falda, descritti nel successivo capitolo 4, le acque in uscita dal TAE A alimenteranno il Water Reuse, come nell'attuale configurazione.

In caso di eventi eccezionali (piogge particolarmente intense e prolungate, riduzione di capacità e/o up-sets dell'impianto Water Reuse), il Gestore dichiara che gestirà l'effluente biologico in uscita dall'impianto TAE A alimentandolo alla successiva sezione di Water Reuse o scaricandolo parzialmente a mare. Tale cambio di assetto impianto e del conseguente scarico a mare sarà oggetto di comunicazione agli Enti Competenti, come pure il ritorno alle condizioni di normale funzionamento.

Il TAE A, pertanto, raccoglie e tratta, oltre ai reflui derivanti dalla "zona A", tutti i reflui della raffineria che, dopo trattamento, vengono scaricati nel Mar Grande (corpo recettore) attraverso il canale di scarico denominato A. Inoltre attraverso il canale di scarico denominato "B" vengono scaricate acque meteoriche non di prima pioggia in caso di eventi intensi.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

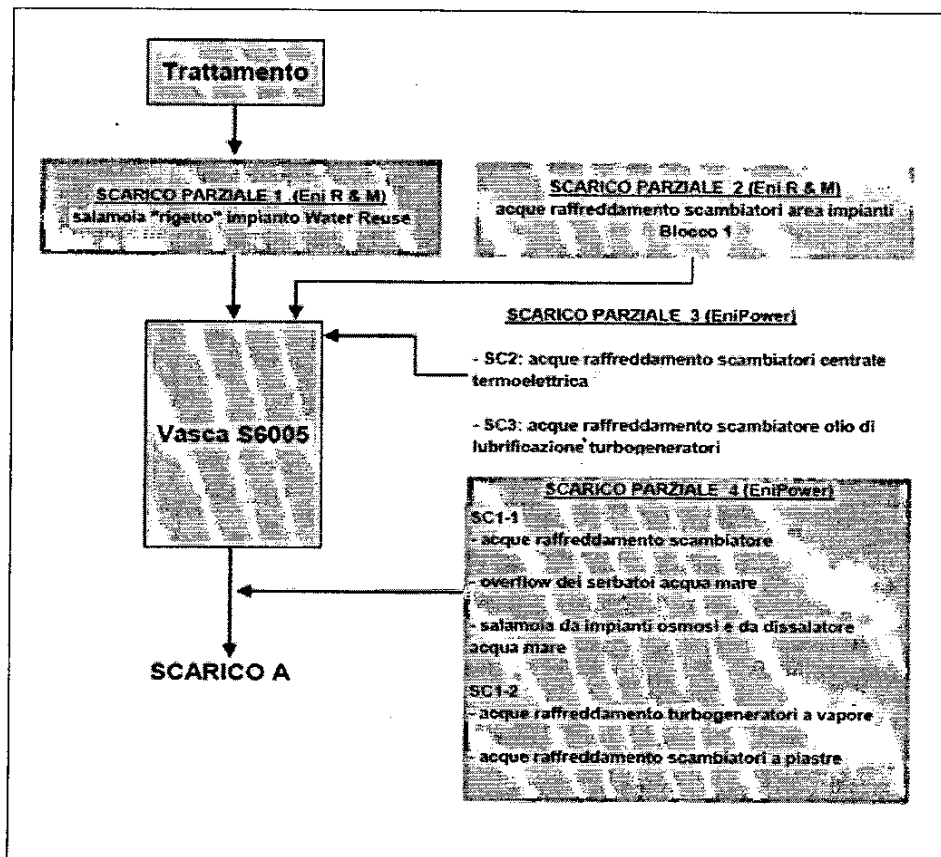
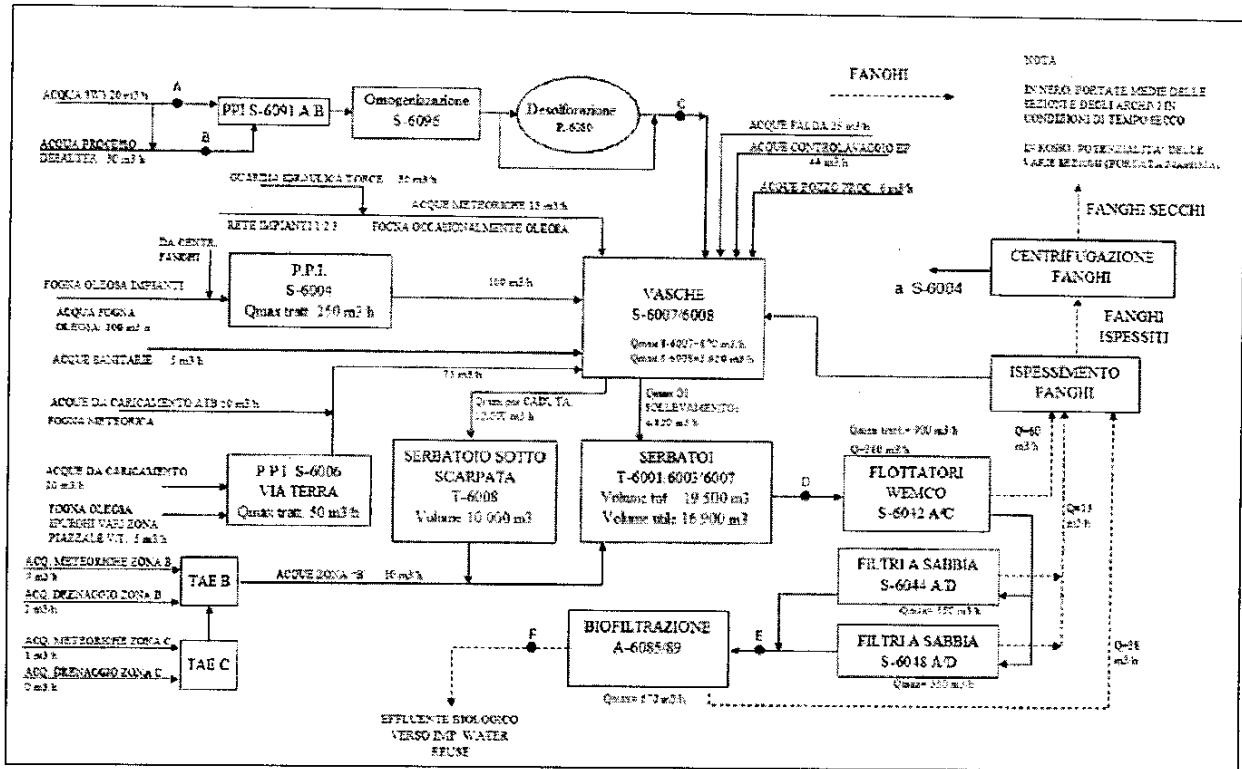


Nei due schemi a blocchi seguenti vengono illustrati con maggiore dettaglio le operazioni unitarie adottate nell'impianto TAE A, con l'identificazione delle correnti in ingresso e la loro provenienza, e la composizione dello scarico finale A che riunisce correnti provenienti sia dalla raffineria che dalla CTE Eni Power.

Le correnti identificate con le lettere da A ad F corrispondono ai punti di controllo nei quali vengono monitorati i parametri necessari a caratterizzare il funzionamento dell'impianto e le efficienze di rimozione per gli inquinanti principali.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO





Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

1.2.3 Sistema acqua

L'approvvigionamento di acqua alla raffineria avviene secondo tre distinti flussi.

- Acqua potabile dall'Acquedotto per usi igienico-sanitari.
- Acqua di mare dal Mar Grande, prelevata mediante pompe sommerse, per l'utilizzo come acqua antincendio e come acqua di raffreddamento e di processo per gli Impianti. Una frazione di acqua di mare viene, infatti, demineralizzata (tramite due impianti di dissalazione gestiti da EniPower) e impiegata negli impianti di processo. Parte della produzione di acqua demineralizzata viene anche utilizzata per la produzione di vapore da distribuire alla Raffineria.
- Acqua prelevata da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria, proveniente dalla falda profonda (profondità maggiore di 100 m). Tale acqua è utilizzata come acqua di processo. Parte di questa acqua viene, inoltre, inviata allo Stabilimento EniPower per la produzione di acqua demineralizzata.

1.2.4 Acque sotterranee

L'area dello stabilimento è stata interessata, a partire dal 2002, da diverse attività di caratterizzazione ambientale mirate all'investigazione dello stato qualitativo dei suoli e delle acque sotterranee della Raffineria.

I risultati di tali attività sono stati trasmessi al Ministero dell'Ambiente e Tutela del territorio e agli Enti che partecipano alle Conferenze dei Servizi presso il Ministero dell'Ambiente.

A fronte dei risultati ottenuti, la Raffineria ha realizzato 9 sbarramenti idraulici. Le acque intercettate dagli sbarramenti idraulici vengono convogliate all'impianto di trattamento acque effluenti denominato TAE.

Maggiori dettagli sono presenti nel successivo paragrafo 2.4.

1.2.5 Sistema di Gestione Ambientale

La Raffineria di Taranto ha ottenuto nel 2001 la Certificazione ISO 14001 e nel 2005 la registrazione EMAS del proprio Sistema di Gestione Ambientale.

1.3 Quadro autorizzativo attuale

Il quadro autorizzativo attuale è stato oggetto di successive integrazioni da parte del Gestore al fine di completare e chiarire il quadro stesso. Tra i diversi aspetti autorizzativi si evidenziano i seguenti.

Per quanto riguarda la capacità di trattamento di greggio attualmente autorizzata, i due provvedimenti di riferimento sono il Decreto Ministeriale MICA del 31/10/1996 con il quale si autorizzava l'incremento della capacità di lavorazione di greggio da 3.500.000 a 5.000.000 di tonnellate anno, e la DD Regione Puglia del 27/12/2004 con la quale si autorizza un ulteriore incremento della capacità produttiva sino a 6.500.000 tonnellate anno di greggio. Si citano qui entrambi i provvedimenti in quanto tra le prescrizioni del Decreto di compatibilità ambientale ottenuto dal Gestore per le modifiche "Autoil" è presente una limitazione a tale capacità produttiva, richiamando espressamente il citato atto autorizzativo del MICA del 1996. Tale riduzione di capacità produttiva è stata interpretata dal Gestore dichiarando una lavorazione massima di 5.000.000 di tonnellate anno di greggio e di 1.500.000 di tonnellate anno di semilavorati in ingresso alla raffineria. A seguito di richieste di specifici chiarimenti e di comunicazioni da parte del MATTM il Gestore ha dichiarato, in sede di seconda integrazione nel mese di novembre 2008, di ottemperare alla prescrizione contenuta nel parere di compatibilità ambientale relativa alla limitazione a 5.000.000 t/anno di greggi e semilavorati fino alla data di entrata in esercizio dell'impianto HDC (rif. comunicazione MATTM prot. DSA-2008-0025643 del 17.09.08). Successivamente all'avviamento dell'impianto HDC la lavorazione di greggi e semilavorati sarà portata a 6.500.000 t/anno. Pertanto dal punto di vista autorizzativo si configurano due assetti:



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

quello presente con una capacità di trattamento pari a 5.000.000 t/anno di greggio e quella futura (dopo l'avvio del nuovo HDC) con una capacità produttiva pari a 6.500.000 t/anno di greggio.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, come visto la situazione impiantistica vede il trattamento combinato delle acque reflue industriali con quelle emunte dalla falda nell'ambito del piano di bonifica. Vista la particolarità della situazione la configurazione autorizzativa è stata oggetto di diverse richieste di integrazione. A novembre 2008 il Gestore ha fornito il seguente quadro cronologico.

In seguito si riporta la cronologia degli eventi che hanno determinato il rilascio da parte della Provincia di Taranto dell'autorizzazione agli scarichi idrici di raffineria del 2004 (rif. Determina Dirigenziale n. 176/2004), nonché l'iter istruttorio relativo all'approvazione, da parte del Ministero Ambiente, del Progetto Definitivo di bonifica della Falda e successiva Variante al PDBF.

- *DIC. 2003: la raffineria di Taranto invia alla Provincia di Taranto la richiesta di rinnovo dell'autorizzazione agli scarichi in Mar Grande denominati A – B – C. Al momento della suddetta richiesta l'autorizzazione vigente era la Determina dirigenziale n. 154 del 01.12.2000).*
- *MARZO 2004: la raffineria, in ottemperanza alle prescrizioni formulate dal MATTM in sede di cds istruttoria, trasmette agli Enti Competenti i seguenti elaborati tecnici:*
 - *“Progetto Definitivo di Bonifica delle Acqua di Falda della Raffineria”;*
 - *“Progetto Trattamento Acque Impianto per il recupero effluenti TAE A” (Realizzazione dell'impianto Water Reuse parte integrante del PDBF di cui sopra);*
- *APRILE 2004: il MATTM approva in sede di cds decisoria il Progetto Definitivo di Bonifica delle Acqua di Falda comprensivo del Progetto Trattamento Acque Impianto per il recupero effluenti TAE A.*
- *MAGGIO 2004: il Comitato Tecnico della Provincia di Taranto richiede alla raffineria integrazioni necessarie al rilascio dell'autorizzazione agli scarichi idrici A – B – C.*
- *SETT. 2004: il MATTM emana il Decreto di approvazione del Progetto Definitivo di Bonifica delle Acqua di Falda ai sensi dell'art. 17 comma 14 del D. Lgs. n. 22/97.*
- *SETT. 2004: la raffineria trasmette alla Provincia di Taranto, a completamento dell'iter istruttorio e conseguente rilascio del relativo provvedimento di autorizzazione agli scarichi, la dichiarazione (rif. nota Prot. RAFTA/DIR/BC/125 del 21.09.04) di non essere in possesso di reti fognarie segregate per le acque meteoriche (rif. L.R. n. 282/03) e di non ricevere più le acque di zavorra provenienti dalle navi cisterna*
- *SETT. 2004: la raffineria richiede alla Provincia di Taranto di poter trattare presso il proprio impianto di trattamento “TAE A”, ai sensi degli art. 27 e 28 del D. Lgs. 22/97 le acque di falda emunte dagli sbarramenti idraulici per il periodo transitorio di 24 mesi ovvero fino alla messa a regime dell'impianto Water Reuse del PDBF.*
- *OTT. 2004: la Provincia di Taranto rilascia l'autorizzazione agli scarichi idrici A. B – C di raffineria con Determina Dirigenziale n. 176 del 18 ottobre 2004.*
- *NOV. 2004: la raffineria di Taranto comunica alla Provincia di Taranto che l'impianto di trattamento “TAE A” è stato potenziato con una sezione biologica di trattamento delle acque reflue comprendente quella propedeutica di desolfurazione e quella di ispessimento e disidratazione fanghi e che lo “scarico C” viene definitivamente chiuso in quanto non riceve più le acque di zavorra delle navi cisterne.*
- *FEB. 2005: la Provincia di Taranto rilascia alla raffineria, con Determina Dirigenziale n. 31 del 28.02.05, l'autorizzazione a trattare le acque di falda come rifiuto (CER 191308) presso l'impianto TAE A per il periodo transitorio di 24 mesi ovvero fino al completamento della sezione Water Reuse del PDBF.*



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- FEB. 2007: la raffineria richiede alla Provincia di Taranto una proroga di ulteriori 6 mesi della Determina n. 31/2005 a fare data dalla sua scadenza.
- LUGLIO 2007: la raffineria trasmette al MATTM la "Variante al Progetto Definitivo di Bonifica delle acque di Falda" relativa agli interventi di revamping/miglioramento ed alla gestione operativa dell'impianto centralizzato TAE A e Water Reuse, nel pieno rispetto di quanto definito dal PDBF.
- SET. 2007: la raffineria inoltra al MATTM le integrazioni alla Variante del PDBF, in ottemperanza alle prescrizioni formulate in sede di cds istruttoria.
- DIC. 2007: la raffineria inoltra al MATTM la nota tecnica contenente le ulteriori predisposizioni tecniche alla Variante del PDBF, in ottemperanza alle prescrizioni formulate in sede di cds decisoria.
- GEN. 2008: il MATTM approva con prescrizioni, in sede di cds decisoria, la Variante al PDBF.
- GEN. 2008: la raffineria inoltra alla Provincia di Taranto la richiesta di rinnovo dell'autorizzazione agli scarichi idrici A e B in Mar Grande.
- FEB. 2008: il MATTM emana il Decreto Direttoriale Prot. n. 4396/QdV/Di/B del 28 febbraio 2008 che recepisce la Conferenza di Servizi decisoria del 15/01/2008 e pertanto l'approvazione della Variante al PDBF.
- LUG. 2008: la raffineria trasmette al MATTM le risposte alle prescrizioni formulate dal MATTM in sede di cds decisoria di gennaio '08 relative alla Variante del PDBF.

Le concessioni per estrazione ed utilizzo di acqua da pozzo sono in scadenza a marzo 2011.

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, la situazione viene descritta in una relazione dedicata che il Gestore ha inserito nella prima integrazione (maggio 2008). Da tale documentazione si evince che tre camini principali della raffineria non risultano al momento autorizzati espressamente, pur avendo il Gestore ottemperato agli obblighi di domanda e di comunicazioni successive al MICA. I camini e le unità produttive afferenti sono i seguenti.

- Camino E1 (impianti afferenti: CDU, HDT, HDS1, PLAT);
- Camino E2 (impianti afferenti: TSTC, HDS2, CLAUS U2000/2100);
- Camino E4 (impianto Hot Oil);

Per quanto riguarda i camini E7 (TIP) ed E8 (RHU) esiste una autorizzazione all'esercizio degli impianti originanti le emissioni da parte del Min Industria.

Complessivamente si rileva una mancanza di una autorizzazione esplicita alle emissioni in atmosfera della Raffineria per tutti i camini, mentre sono presenti prescrizioni di diverso livello nei vari provvedimenti autorizzativi all'esercizio della raffineria nella sua interezza o per singoli impianti.

Per quanto riguarda gli aspetti di bonifica, con DD del MATTM del 27/07/07 è stata data autorizzazione provvisoria all'avvio dei lavori relativi al "Progetto definitivo dell'intervento di bonifica con misure di sicurezza" ricadente nel SIN di Taranto. Mentre con DD del MATTM del 28/02/08 è stato approvato il "Progetto definitivo di bonifica delle acque di falda della Raffineria di Taranto dell'ENI Div. R & M e successive integrazioni ed aggiornamenti del 8/12/07 e del 12/12/07".



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Per quanto riguarda la realizzazione dei nuovi impianti "Autoil" il MATTM ha emanato un Decreto VIA in data 19/11/2007 con prescrizioni, riportate nello specifico nel capitolo 6 della presente relazione.

1.4 Inquadramento territoriale e ambientale

La Raffineria Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing (sup.totale mq. 2.738.936), è localizzata ad ovest della città di Taranto nella "zona industriale C1" del PRG (D.G.R.614/78). Una piccola porzione dell'area (c.a.il 5% dell'intera superficie) è classificata area a "Verde per l'industria- A13" ed a "Verde di rispetto - A1".

All'interno dell'area sono presenti anche il polo siderurgico ILVA, il cementificio Cementir, l'Industria Campana Gas Liquefatti, la centrale termoelettrica della Soc. ENIPOWER S.p.A., la stazione di arrivo dell'oleodotto proveniente dalla Val d'Agri di proprietà ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production.

Il grosso comprensorio industriale e portuale ha mutato completamente l'aspetto della fascia costiera nel settore settentrionale del Mar Grande.

Il lotto industriale è attraversato dalla Statale Jonica 106 e delle linee ferroviarie Bari-Taranto e Taranto - Metaponto. In particolare la strada statale divide l'area degli impianti di processo, servizi, edifici e strutture per la spedizione dei prodotti petroliferi via terra, da quella dei serbatoi, degli impianti di miscelazione e delle strutture per la spedizione dei prodotti petroliferi via mare.

Di pertinenza della Raffineria anche il pontile Petroli, la tubazione sottomarina e gli scarichi a mare (A-B-C, dei quali lo scarico C attualmente inutilizzato), con concessione demaniale dal 1967/1970. Le zone residenziali più vicine all'insediamento industriale sono a circa 2 Km. Le aree esterne alla cinta doganale, poste a ovest e a sud della Raffineria e di proprietà dello stesso gestore, hanno destinazione d'uso di tipo "Aree di interesse collettivo - B1", "Aree di interesse pubblico- B2", "Zona ferroviaria- B3", "Zona a Parco Territoriale- A8".

Suolo e sottosuolo

Con la L.426/98 "Nuovi interventi in campo ambientale", l'area industriale di Taranto è stata classificata come Sito di Interesse Nazionale, successivamente perimetrata con D.M. del 10/01/2000. Sulla base del disposto D.M.471/99, il gestore dichiara di aver eseguito attività di caratterizzazione ambientale del sito (con maglia di indagine 50x50 per un totale di 1.100 sondaggi geognostici), progettazione ed esecuzione di interventi di messa in sicurezza e bonifica delle acque di falda con Progetto Definitivo di Bonifica approvato in CdS del 20/04/04 e recepito con D.M. del 2/09/04 (aggiornato con variante del luglio 2007), progettazione ed esecuzione degli interventi di bonifica del suolo e sottosuolo con Progetto Definitivo del febbraio 2006 autorizzato con D.M. del 27/07/2007.

Per la caratterizzazione ambientale dell'area sono state individuate 12 Aree Omogenee, alcune delle quali esterne al muro di cinta doganale della Raffineria.

a)Caratterizzazione aree interne.(2000-2005)

I campioni di terreno esaminati hanno evidenziato concentrazioni anomale di Arsenico, Piombo, Idrocarburi totali ed aromatici. Il gestore menziona una sola condizione di hot-spot del sottosuolo, riferibile all'area caricamento rete (S593) a circa 2 m dal p.c.

Non sono state rilevate concentrazioni anomale o significative di zinco, cromo totale, nichel, rame, selenio, vanadio, cadmio, IPA e PCB. Inoltre per tutti i campioni (27) Top Soil esaminati, non sono stati riscontrati diossine e furani.

I monitoraggi sulle acque di falda superficiale hanno fatto emergere concentrazioni anomale di composti: metalli, piombo, nichel, cromo totale, arsenico, selenio, idrocarburi totali e aromatici,



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

MTBE. Degli 8 hot-spot individuati, il gestore dichiara che 5 sono stati intercettati dagli sbarramenti idraulici (nove in totale) realizzati nell'ambito del Progetto definitivo di bonifica della falda, per i restanti 3 è stata avviata l'attività di integrazione delle misure di Messa in Sicurezza di Emergenza con sistema Pump & Treat.

Per le acque di falda profonda, infine, le indagini sui 4 pozzi profondi oltre i 100 m presenti nell'area della raffineria non hanno rilevato fenomeni di contaminazione in atto, che testimonierebbero anche l'assenza di infiltrazioni tra la prima e la seconda falda.

b) Caratterizzazione aree esterne. (2003-2004)

La caratterizzazione della qualità del suolo e del sottosuolo di lotti di proprietà Eni lontani dall'area impiantistica non ha prodotto evidenza di anomalie rispetto ai requisiti di qualità previsti dal D.M.471/99, né per i campioni di terreno né per i campioni estratti dalle acque di falda.

A seguito di prescrizioni ottenute in sede di C.d.S del

20/04/04 di approvazione del Piano di caratterizzazione integrativo della raffineria di Taranto, che recepisce le prescrizioni dettate dalla CdS del 23/10/03, il Gestore ha provveduto anche ad effettuare un'indagine più accurata sulle concentrazioni di Arsenico e Selenio sul terreno e acque sotterranee, di Piombo tetraetile nelle acque di falda e di Diossine e Furani su campionamento top soil.

I risultati analitici per i parametri Arsenico e Selenio nei campioni di terreno hanno evidenziato valori inferiori ai limiti del D.M.471/99. Sulle acque di falda sono emerse solo due anomalie per il Selenio (PE13- PE14). Le concentrazioni di Piombo tetraetile nei campioni di acqua sono tutte inferiori al limite specificato nel corso del procedimento dall'Istituto Superiore della Sanità (0,1 µg/l).

Come evidenziato nel decreto di approvazione del PDBF, il trattamento dell'acqua di falda (9 opere di sbarramento idraulico) unificato al trattamento degli effluenti di stabilimento (impianto di trattamento effluenti TAE A integrato da sezione di recupero delle acque reflue-Water Reuse), noto come tecnica del *Pump & Treat*, consente il riutilizzo delle acque trattate, con un diminuito impegno della risorsa idrica locale da parte dello stabilimento, e la diminuzione del carico di inquinanti reimmessi allo scarico in mare con una riduzione del 20 % circa dello scarico complessivo.

Con Variante al PDBF del settembre 2007, approvata con prescrizioni in sede di CdS decisoria del 15/01/08 (Dec.Dir Prot.n.4396/QdV/DI/B del 28/02/08), il gestore propone interventi di revamping e maggiore flessibilità operativa dell'impianto centralizzato (TAE A + Water Reuse) *"in caso di prolungata riduzione di capacità o di fermata (parziale o totale) dell'impianto Water Reuse e/o in condizioni di anomalo afflusso in caso di intense precipitazioni meteoriche, evitando pertanto possibili ripercussioni sulla regolarità di marcia degli impianti di raffineria"*.

Tali interventi consistono in :

- separazione delle acque di falda mediante rete segregata con realizzazione di n. 2 serbatoi di accumulo delle acque di falda di capacità di stoccaggio complessiva di 5000 mc, per garantire la separazione delle acque di falda rispetto a quelle di processo;
- pre-trattamento dedicato delle acque di falda segregate prima dell'invio all'impianto Water Reuse, per la rimozione dei principali contaminanti presenti (idrocarburi, BTEX, MTBE);
- potenziamento dell'attuale sezione di ultrafiltrazione con un incremento complessivo del 33% dell'attuale superficie (n.16 moduli aggiuntivi ai n.48 installati per ciascuna cassetta)



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

finalizzato a migliorare le prestazioni dell'attuale trattamento di ultrafiltrazione, limitando eventuali riduzioni di capacità o up-sets del Water Reuse;

- inserimento di una nuova batteria di filtrazione su carbone attivo in uscita dal TAE A, per il trattamento delle sole acque reflue di Raffineria;
- inserimento di strumentazione di analisi on-line della qualità in uscita dal TAE A (TOC, torbidità), per la corretta gestione di eventuali emergenze che degradino la qualità delle acque in uscita dal trattamento biologico e ne limitino la possibilità di alimentazione al Water Reuse;
- potenziamento del trattamento biologico esistente.

Per la realizzazione degli stessi il gestore stima un periodo tra i 6 ed i 12 mesi dall'approvazione della variante.

Nel maggio 2006, a seguito di uno sversamento accidentale di prodotto petrolifero dal serbatoio T3002, viene eseguita in accordo con il MATTM la caratterizzazione del bacino di contenimento e la predisposizione del progetto di *Messa In Sicurezza d'Emergenza* approvato¹ in CdS decisoria del 15/01/08.

I risultati della caratterizzazione ambientale evidenziano la presenza di una contaminazione dello strato più superficiale del bacino di contenimento (circa 20 cm di profondità), con presenza (strato di circa 8 cm) di prodotto petrolifero essiccato per tutta la sua superficie. Nessun segno di contaminazione per le acque di falda superficiale, data la natura limosa - argillosa del terreno.

Il progetto di MISE prevede:

- misure di TLV-TWA del benzene all'interno del bacino di contenimento del T3002, per la sicurezza degli operatori;
- preparazione delle area cantiere e di deposito temporaneo all'interno del bacino di contenimento attraverso decorticamento del materiale inquinato e stesa di stabilizzato e di adeguata impermeabilizzazione;
- pulizia interna serbatoio e certificazione "gas free" a tre mesi dall'inizio dell'attività di bonifica interna del serbatoio;
- decorticamento della superficie del bacino di contenimento del T3002 per la porzione restante e stoccaggio al suo interno del materiale rimosso (dep. temporaneo per il rifiuto CER170503*);
- caratterizzazione analitica del fondo, delle pareti dello scavo e dei terreni rimossi da inviare a successive operazioni di smaltimento;
- attività di smaltimento dei terreni contaminati in impianti autorizzati.

A seguito dell'analisi di rischio del sito specifica del bacino di contenimento del T3002, approvata dal MATTM in sede di CdS istruttoria del 7 ottobre 2008, la Eni Raffineria di Taranto elaborerà il progetto di bonifica per le aree del bacino nelle quali è stato riscontrato il superamento delle CSR.

Acque superficiali e sotterranee

Il Piano d'Assetto Idrogeologico non classifica l'area della Raffineria come area soggetta a rischio di inondazione e frana, tuttavia poco lontano si individuano aree ad elevata probabilità di inondazione e rischio idrogeologico molto elevato (R4).

¹ Decreto di approvazione Dir. Prot. n. 5035/QdV/DI/VII/VIII del 28 febbraio 2008.

In merito alle misure di Messa in sicurezza d'emergenza del bacino di contenimento del serbatoio T3002, la CdS decisoria del 15/01/08 ottempera alcune prescrizioni in tema di trattamento del terreno scavato, di verifica del fondo e delle pareti dello scavo e di monitoraggio sulle acque di falda. (All.6 Integrazioni del gestore e Dec.Dir Prot.n.4396/QdV/DI/B del 28/02/08).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Idrogeologicamente l'area è caratterizzata da rocce in prevalenza permeabili per porosità o per fessurazione. La grande diffusione di rocce permeabili determina l'assenza di una vera e propria idrografia superficiale a vantaggio della circolazione idrica profonda. Dove affiorano i sedimenti a bassa permeabilità, si sviluppano invece modesti corsi d'acqua che sfociano in mare.

Lo stato di qualità dei corsi d'acqua superficiali è quindi fortemente condizionato dalla loro scarsa entità e dall'apporto dei reflui inquinati da fonti di diversa natura.

L'idrografia sotterranea si presenta con una falda acquifera superficiale (-3 m), che si rinviene in serbatoi rappresentati da ghiaie e sabbie costituiti da piccoli acquiferi alimentati dalle precipitazioni, ed una falda acquifera profonda, più prossima alla costa, interessata dalle acque salmastre per il fenomeno di ingressione marina.

Le acque di falda superficiale risultano inquinate da prodotti chimici presumibilmente legati all'attività agricola, e dagli scarichi abusivi dei pozzi artesiani.

La conoscenza dello stato della falda profonda non è ben nota, tuttavia sono stati evidenziati fenomeni di inquinamento diffuso di origine agricola (pesticidi) e derivante da polveri rilasciate dalle attività industriali, nonché fenomeni di inquinamento puntuale dovuto a rilasci di percolato da discariche incontrollate e da pozzi neri non adeguatamente impermeabilizzati.

Acque marino - costiere

Le situazioni di maggiore pressione si concentrano in corrispondenza di immissione in mare di canali e corsi d'acqua, o in corrispondenza dei centri abitati di medie e grandi dimensioni, interessati da forti pressioni antropiche.

Il giudizio sulla qualità delle acque, espresso come rischio igienico sanitario CAM (Classificazione delle Acque Marine), denuncia per Taranto una buona qualità complessiva in un quadro generale che vede un leggero peggioramento delle acque pugliesi tra il 2003-2004.

Per l'area in esame, oltre ai problemi di sedimentazione, sono stati evidenziati un graduale depauperamento della flora acquatica tipica ed un peggioramento della qualità delle acque.

Aria

A livello regionale (Rete di monitoraggio Regionale e SIMAGE) risulta che il PM₁₀ rappresenta l'inquinante per il quale si registra il maggior numero di superamenti, sia del valore limite annuale che di quello giornaliero. Le centraline di Taranto poste in area di tipo industriale rilevano valori massimi di PM₁₀ pari a 92 µg/m³, con più superamenti dei limiti giornalieri ed un numero di oltre 100 superamenti annui.

Studi condotti nell'ambito del progetto SIMAGE avrebbero evidenziato la presenza della frazione metallica nella composizione del PM₁₀ attribuibile alla presenza dei parchi minerari ed alla movimentazione delle materie prime nell'area industriale.

Valori elevati anche per NO₂ con massimi orari fino a 47 µg/m³ ma senza superamenti dei valori limite.

Il Rapporto annuale 2003 dell'Assessorato Ambiente, ecologia e sanità del Comune di Taranto denuncia uno stato di qualità critico per il PM₁₀ (superamento del limite per le concentrazioni medie annue e concentrazioni elevate di PTS) e per il biossido di azoto (superamento del limite per le concentrazioni medie annue).

Rumore

Con comunicazione 36633 del 30/05/2008, il Comune di Taranto dichiara che sulla base della Zonizzazione Acustica Comunale, effettuata ai sensi del D.P.C.M. 1/03/1991, della L.447/95 e della successiva L.R.3/2002, l'area della raffineria è posta in *Classe VI - aree esclusivamente industriali*.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Ad oggi, non essendo ancora stato adottato il Piano di zonizzazione acustica, i limiti di accettabilità fissati fanno riferimento all'art.6 del decreto del 1991:

Limite diurno LA eq= dB(A) 70;

Limite notturno LA eq= dB(A) 70.

Con l'entrata in vigore dello strumento di piano sono considerati validi i valori di emissione posti dalla Tab.B del D.P.C.M. 14/11/97 per la classe VI:

Tempo di riferimento diurno LA eq= dB(A) 65;

Tempo di riferimento notturno LA eq= dB(A) 65.

Aree di protezione e vincolo

Il Piano Urbanistico Territoriale Tematico regionale (1998) individua internamente al sito industriale le Isole Cheradi come Ambiti di valore Rilevante, tutta la costa del Mar Grande occupata dal porto, Punta Rondinella e la Masseria Mondello come Ambiti di valore distinguibile.

Numerose le aree sottoposte a vincolo paesaggistico a scala comunale ed intercomunale.

Pur non interessando direttamente il sito industriale, all'interno del SIN sono segnalate zone di elevato interesse ai fini della conservazione del patrimonio naturale. I biotopi presenti comprendono zone umide, tratti di corsi d'acqua e di costa sia di natura sabbiosa che rocciosa. Di particolare interesse naturalistico e paesaggistico sono le aree protette del Mar Piccolo (SIC), delle Pinete dell'Arco Ionico (SIC), dell'Area delle Gravine (SIC/ZPS), dell'Isola San Pietro - Torre Canneto (SIC). In prossimità degli impianti, la Masseria S. Maria della Giustizia e Punta Rondinella sono sottoposte a vincolo architettonico ai sensi del R.D. 1089/39.

1.5 Principali documenti di riferimento

[1]	Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Categoria IPPC1.2: raffinerie di petrolio e di gas (Decreto 29 gennaio 2007)
[2]	Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili -Linee Guida Generali, (Decreto 31 gennaio 2005)
[3]	Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio -- (Decreto 31 gennaio 2005)
[4]	Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) -- Luglio 2007
[5]	Reference Document on General Principles of Monitoring -- Luglio 2003
[6]	Reference Document on Industrial Cooling Systems -- Dicembre 2001

1.6 Altri aspetti informativi

Il Gestore ha presentato una serie di modifiche dell'impianto volte ad un potenziamento significativo della capacità produttiva sino a raggiungere gli 11.000.000 di tonnellate anno di greggio lavorato. Le modifiche proposte sono attualmente sottoposte a procedura di VIA e quindi non sono state considerate nella configurazione oggetto dell'istruttoria. Si ritiene comunque utile elencare i nuovi impianti la cui realizzazione è stata proposta in tale ambito, così come descritti dal Gestore.

- Impianti di distillazione atmosferica e sotto vuoto integrati (Topping/Vacuum).



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Impianto di desolforazione spinta di gasoli da distillazione e cracking termico (HDS)
- Impianti di trattamento GPL
- Sistema di raffreddamento a circuito chiuso con torri evaporative.
- Realizzazione di 16 nuovi serbatoi all'interno dell'attuale zona serbatoi di raffineria
- Revamping utilities di raffineria (recupero condense ed acque accidentalmente oleose, blow down, interconnecting, recupero vapori navi).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

2. Impatti e criticità attuali

Il ciclo produttivo dello stabilimento di Taranto presenta le criticità tipiche connesse agli impianti di raffinazione del petrolio grezzo. Tali impianti sono basati su sistemi di trattamento che richiedono una quantità notevole di risorse (energia termica ed elettrica, acqua di raffreddamento e di processo, prodotti chimici ausiliari, catalizzatori, utilities, ecc.) che portano ad un forte impatto sulle matrici ambientali acqua, suolo e aria.

2.1 Interfaccia con lo stabilimento EniPower

La raffineria di Taranto presenta una forte interazione con la centrale Eni Power. Di fatto, i due impianti costituiscono un unico complesso, come, d'altra parte, prima della suddivisione societaria. Gli interscambi continui di acqua, di energia, di combustibili, liquidi e gassosi, ed altre utilities costituiscono senz'altro un ostacolo alla predisposizione di un efficace piano di monitoraggio e controllo da prevedere nell'AIA.

In particolare lo stabilimento EniPower riceve acqua mare e acqua di pozzo prelevate dalla raffineria. Viceversa EniPower effettua servizio di distribuzione acqua mare (per uso raffreddamento) alla Raffineria e produzione di elettricità, aria compressa, vapore e acqua demi che vengono forniti anche alla Raffineria. EniPower riceve inoltre dalla raffineria olio combustibile e fuel gas.

Il Gestore ha predisposto la seguente tabella che illustra il bilancio di materia ed energia dovuto agli interscambi descritti in precedenza. I dati forniti non sono riferiti ad una base temporale. Dal confronto con i dati relativi ai consumi idrici forniti dal gestore nella scheda B.2 della modulistica si ritiene che siano dati storici su base annuale riferiti all'anno 2005.

Bilancio di materia ed energia per gli interscambi con EniPower

	IN (dalla raffineria)	OUT (verso la raffineria)
Centrale Termoelettrica EniPower	Acqua raffredd.: 82.045.536 m3 Acqua di pozzo: 843.570 Gas combustibile: 83.831 t Olio combustibile: 56.177 t Gasolio: 93 t Vapore HS: 14.510 t Vapore LS : 8.957 t Recupero condense: 543.583 m3	Acqua raffredd.: 50.622.138 m3 Acqua di processo: 275.957 m3 Acqua demi: 1.028.784 m3 Vapore HS: 16.673 t Vapore MS: 1.078.533 t Vapore LS: 29.725 t Elettricità: 301.077.463 KWh Aria compressa: 41.171.620 Nm3

Per quanto riguarda il conferimento delle acque reflue da parte di EniPower alla raffineria, che provvede al loro trattamento prima dello scarico, è stata fornita dal Gestore in sede di seconda integrazione, novembre 2008, la procedura EniPower che regola tale attività. Da tale documento si evince che la CTE conferisce alla raffineria le seguenti tipologie di acque reflue.

- Scarico acque meteoriche e di processo in fogna accidentalmente oleosa; raccoglie le acque piovane di tutta l'area della centrale termoelettrica (delimitata dalla strade n°204, 205, 209 e 212), i drenaggi di diverse apparecchiature (scambiatori, KO drum, etc.), gli scarichi continui o meno delle acque di processo (scarico eluati letti misti, salamoie impianti osmosi, controlavaggio filtri acqua mare, etc.). Gli scarichi interessati sono quelli corrispondenti ai pozzetti P192, P144, P178A, P145A, P145, P146D.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Scarico acque di raffreddamento; costituite essenzialmente dalle acque di raffreddamento dei condensatori dei turbogeneratori, dalla portata di overflow dei serbatoi dell'acqua di mare T5201/2, dalla salamoia dei dissalatori ed in generale dalle acque di raffreddamento di varie sezioni di impianto. Gli scarichi interessati sono SC1 ed SC2.

Nella tabella seguente vengono indicate alcune caratteristiche di tali scarichi.

Caratteristiche degli scarichi idrici provenienti da EniPower

Denominazione scarico	Tipo continuo	Portata massima (m ³ /h)	Temperatura scarico ⁽²⁾ (°C)	pH
SC1	si	3500	34	8
SC2	si	350	30	8
P192	no	-	-	-
P144	no	-	-	-
P178A	no	-	-	-
P145A	si	40	25	7
P145	periodico	90 ⁽¹⁾	23	7
P146D	no	-	-	-

Note :

- (1) Quantità massima stimata da EniPower in occasione dello scarico contemporaneo del controlavaggio dei filtri di acqua di mare Osmosi 4/5 e degli eluati.
- (2) Temperature massime misurate nella stagione estiva.

2.2 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Le materie prime principali utilizzate nell'impianto nell'assetto attuale, sono le seguenti.

- Greggio, che viene stoccato in un parco serbatoi costituito da serbatoi a tetto galleggiante; sei da 57.390 m³, uno da 98.280 m³ ed uno da 120.630 m³.

La Raffineria riceve il greggio attraverso:

- Oleodotto Monte Alpi – Taranto (OMAT), da 20 pollici di diametro e lunghezza pari a 137 km, che permette il trasferimento del greggio stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi ubicato in località Viggiano (PZ) alla Raffineria.
- Oleodotto sottomarino (Sea – line) di Raffineria, da 34 pollici di diametro e lunghezza di 3,6 km, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe al Parco serbatoi di Raffineria.
- Pensiline di scarico greggio nazionale (Tempa Rossa e Montealpi).

La Raffineria riceve inoltre le seguenti materie prime.

- Catalizzatori, impiegati principalmente per processi di desolfurazione (di benzine, gasoli e/o kerosene), processi di demetallizzazione e conversione residui (impianto RHU e impianto CDP/EST), reazioni/conversioni (impianti di Isomerizzazione e Reforming), processi di separazione (setacci molecolari).
- Chemicals (sostanze chimiche, filmanti, anticorrosivi, emulsionanti) sono in genere forniti e gestiti direttamente da Ditte Terze specializzate. In impianto è possibile riscontrare stoccaggi ridotti di chemicals in Bulk metallici e plastici, localizzati in aree pavimentate e cordolate presso le apparecchiature/reattori interessati, dotati di vasche di contenimento.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Ammina
- Soda
- Azoto
- Ossigeno
- Additivi e coloranti

Le quantità di greggio e di semilavorati in ingresso alla Raffineria di Taranto sono stati dichiarati dal Gestore alla capacità produttiva pari a
Grezzo 5.300.000 t/anno
Semilavorati 1.200.000 t/anno

In sede di integrazione il Gestore ha presentato una proposta di Piano di Monitoraggio e Controllo, nel quale tali quantità sono individuate come segue
Grezzo 5.000.000 t/anno
Semilavorati 1.500.000 t/anno

La quantità complessiva di materia prima risulta nei due casi pari a 6.500.000 t/anno. Nelle autorizzazioni attualmente in possesso della Raffineria è stata definita una capacità produttiva di 6.500.000 t/anno di greggio, mentre tra le prescrizioni del parere di compatibilità ambientale compare una limitazione della produzione a 5.000.000 t/anno di greggio con esplicito riferimento al precedente atto autorizzativo della produzione emanato dal MICA nel 1996.

Oltre al greggio ed ai semilavorati, vengono utilizzati in raffineria oltre 130 tipologie di materie prime, additivi, prodotti chimici ed catalizzatori vari.

Le materie prime ed ausiliarie approvvigionate nell'anno di riferimento 2005 sono state specificate dal Gestore nella tabella seguente.



Commissione Istruttoria IPPC

PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)					Anno di riferimento: 2005					
Descrizione	Produttore o scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute				Consumo annuo (ton)	
					N° C.S.	Denominazione	% in peso	nr. fraz.		Etichettatura
Petrolio Grezzo	Vedi Data Book 2006 Schede Greggi	Materia Prima	Raffinazione	Liquido		Petrolio grezzo - miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, aliciclici e aromatici	100	12, 38, 45, 52, 53, 67	F+ N	4.779.700
Semilavorati	Vedi Data Book 2006 Prodotti	Materia Prima	Raffinazione	Liquido		Miscela complessa di idrocarburi	100			1.203.100
Ossigeno	AIR LIQUIDE	Materia Ausiliaria	Recupero zolfo	Liquido	07782-44-7	Ossigeno liquido	100	8, 34	O	5.414
Azoto	SAPIO	Materia Ausiliaria	Bonifica e sicurezza impianti	Liquido	07727-37-9	Azoto liquido	100	As, Fb	---	9.929
Idrogeno	SAPIO	Materia Ausiliaria	Avviamento impianti	Gassoso	1333-74-0	Idrogeno	100	12	F+	2,6
CHIMEC AD/210	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Denaturante GPL	Liquido	78-83-1 123-54-8	Alcool isobutilico Acetilacetone	20-30 70-80	10, 20 10, 22	Xn	7
METHYL CARBITOL	DOW ITALIA	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	000111-77-3	Dietilglicol monometil etere	>69	63	Xn	10,35
STADIS 450	OCTEL	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	108-88-3 67-63-0 25322-17-2 64742-94-5	Toluene Propanolo DINNSA Naphtha solvente	40-50 1-5 5-15 15-25	11, 20 11 22, 36/38 65, 51/53	F, Xn	9.236

OCTIMISE G2022	OCTEL	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	6472-88-7	Naphtha Solvente, media	10-30	10,38,51/53,65,66	F1	0,015
					64742-94-5	Polyolefin Allylamine	10-30	53		
					98-86-2	Naphtha Solvente, pesante	10-30	51/53, 65,66, 67		
					125-12-2	Acetophenone	1-5	22, 36		
					95-63-6	Exo-1,7,7-Trimethyl-Hepta 1,2,4-Trimethylbenzene	1-5	38		
					108-67-8	Mesitylene	1-5	10,20,36/37/38,51/53		
					1330-20-7	Cilene	1-5	10,20/21,38		
					103-85-1	Propylbenzene	0-1	10,37,51/53,65		
					91-20-32	Naftaline	0-1	22,50/53		
					98-82-8	Cumene	0-1	10,37,51/53,65		
92-52-4	Difenile	0-1	36/37/38,50/53							
89-83-8	Thymol	0-1	22,34,51/53							
CHIMEC R 924	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimethylbenzene Solvente Aromatico altob	<5 50-60	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	10,5
DODIFLOW 4905	CLARIANT	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	8008-20-6	Kerosene di prima distillaz	30-60	65		135,55
CI-0801	OCTEL	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	27247-96-7 104-70-7	2-ethylhexyl nitrate 2-ethyl-1-hexanol	99-100 0-1	20/21,44 36	Xn	165,1
EXCHEM GO-1	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	27247-96-7	2-ethyl-esil-nitrato	97-99	20/21,44,51/53	Xn	298,8
CHIMEC 4232	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	100	10,20/21,36/37/38	Xn	1,9
CHEMADYE GREEN IS	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	40-60	10,20/21,38	Xn	7,2
GREENFARMING 01	INVERSOL	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7 64742-94-5	Solvente xilok Solvente nafta	40 20	10,20/21,38 51/53,65	F1, Xn	37,8



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

TRASOL MIX-33	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xileni	25-50	10,20/21,38	F1, Xn	2,15
CHIMEC AD/119	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	30-40	10,20/21,38	Xn	16,8
CHEMADYE GREEN B	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	50-70	10,20/21,38	Xn	10,1
VERDE COLOROIL ECOMIX 7	INTERNATIONAL TRADING	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	64742-94-5	Solvente nafta pesante	<62,8	51/53,65	N	17,1
VERDE TRASOL SP 91N	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitilene 1,2,4-Trimetilbenzene	2,5-10 50-100 0-2,5 2,5-10	40,50/53,22 37,51/53,65,66,67 10,51/53,37 10,20,36/37/38,51/53	Xn, N	11,7
ROSSO TRASOL L 161	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	64742-94-5 95-63-6 91-20-3 108-67-8	Solvente nafta 1,2,4-Trimetilbenzene Naftalene Mesitilene	25-60 2,5-10 2,5-10 0-2,5	37,51/53,65,66,67 10,20,36/37/38,51/53 50/53,22 10,37,51/53	Xn, N	1,1
TRASOL MIX 2005	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitilene 1,2,4-Trimetilbenzene	2,5-10 50-100 0-2,5 2,5-10	40,50/53,22 37,51/53,65,66,67 10,51/53,37 10,20,36/37/38,51/53	Xn, N	0,1
CHIMEC 9536	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Additivazione prodotti finiti	Liquido	20195-23-7 64742-94-5	Chromium octoate Solvente Aromatico atob	<1 10-20	22,43 51/53,65	Xn	152,2
CHIMEC 1037	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Neutalizzante	Liquido				21/22,34,43	F, C	38,6
CHIMEC 1034	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Filante	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 40-50	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	15,3

CHIMEC 1044	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Filante	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 60-70	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	15,3
CHIMEC 2438	CHIMEC	Materia Ausiliaria	dismulsionante	Liquido	---	---	---	---	---	37,4
CHIMEC 1831	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 80-90	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	4,8
CHIMEC 1934	CHIMEC	Materia Ausiliaria	disperdente	Liquido	90640-84-9 91-57-6 78-83-1	Solvente Aromatico atob 2 metilnftalene alcol isobutilico	30-40 1-5 30-40	20/21/22,43 20/21,43 10,20	Xn, N	5,6
CHIMEC 1835	CHIMEC	Materia Ausiliaria	disperdente	Liquido	78-83-1 61791-63-7	alcol isobutilico n-cocco-1,3diammino prop	60-80 20-25	10,20 22,35	C	0,75
CHIMEC 1439	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	5-10 50-60	10,21/22,34,42/43 34,50	C	26,8
CHIMEC 8049	CHIMEC	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	78-83-1	alcol isobutilico	70-80	10,20	Xn	1,6
ZYME FLOW LLC 657	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Prodotto per bonifiche di apparecchiature	Liquido	68955-55-5	Ossido di etilammina	10-20	38,41,50	X, N	7,6
SODA CAUSTICA	SYNDIAL	Materia Ausiliaria	neutalizzante	Liquido	1310-73-2	Soda caustica	48-52	35	C	210,8
SODIO BICARBONATO	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	lavaggi chimici	Liquido	144-55-8	Sodio bicarbonato	100	---	n.a.	8,5
TRIELINA BIRETTIFICATA	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	clorurazione catalizzatore PLAT	Liquido	79-01-6	Tricloroetilene	100	36/38,45,52/53,67	T	10,1



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

DICLOROPROPANO	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	clorurazione catalizzatore PLAT	Liquido	78-87-5	Dicloropropano	100	20/22	Xn,F	2,9
NALCO 8103	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	coagulante acque scarico	Liquido	26062-79-3	Poli(dialcildimetilammonio cloruro) in soluzione	100	52/53	n.a.	0,9
NALCO 7208	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	trattamento caldaia	Liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	0,5-2	35	Xi	23,4
NALCO 7205	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	trattamento caldaia	Liquido	---	---	---	---	---	7,5
PETROMEEN 6A4	BETZ	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	64742-48-9	Frazione pesante di nafta	80-100	65,65	n.a.	48,0
CHIMEC 8037 HF	CHIMEC	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	95-83-6 64742-94-5	1,2,4-Trimezilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 60-70	10,20,36,37/38 51/53,65,66,67	Xn,N	25,6
NALCO ELMINOX	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	deossigenante	Liquido	497-18-7	Carboidrati	<10	22,38	n.a.	25,1
NALCO 352	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	alcalin per caldaia	Liquido	110-91-8	Morfina	40-70	10,20/21/22,34	C	68,1
DOW Specialty AMINE SS Solvent	DOW	Materia Ausiliaria	lavaggio amminico	Liquido	000105-69-9	n-metilidietanolammina	99	36	Xi	156
CHIMEC 1534	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	107-15-3 1396-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	10-15 70-80	10,20/21/22,34,42/43 34,50	C	6,8
KYMAX SOL 400 KH	ZEP ITALIA	Materia Ausiliaria	lavaggio fidi RHU	Liquido	90622-57-4	Frazione pesante di nafta	100	65	Xn	1,2

NALCO 71101	NALCO EUROPE	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	---	---	---	---	---	22,3
MICROPAN PETROL	EUROVIX	Materia Ausiliaria	attivatore biologico	Liquido	---	---	---	---	---	0,24
ACIDO CLORIDRICO 10%	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	trattamento chimico	Liquido	7647-01-0	Acido cloridrico	13-23	34,37	C	12,0
NALCO 7752	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	flocculante x acqua	Liquido	26062-79-3	Poli(dialcildimetilammonio cloruro) in soluzione	100	52/53	n.a.	117,6
FERRO PERCLORURO SOL 45 BE	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	trattamento chimico	Liquido	7705-08-0	Cloruro ferrico	40	34	C	13
NALCO RE-SOLV EC2045A	NALCO LTD	Materia Ausiliaria	demulsificante	Liquido	64742-94-5 91-20-3 95-83-6	Nafta aromatica pesante Naftalene 1,2,4-Trimezilbenzene	30-60 5-10 1-5	51/53,65,66,67 22,50/53 10,20,36,37/38,51/53	Xn,N	1,9
CHIMEC 2739	CHIMEC	Materia Ausiliaria	demulsionante	Liquido	95-83-6 64742-94-5	1,2,4-Trimezilbenzene Solvente Aromatico atob	1-5 50-60	20,36/37/38 51/53,65	Xn,N	3,4
NALCO 3434	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	precursore biocida	Liquido	7647-15-6	Sodio bromuro	35-45	36	Xi	1,4
IDROGENO SOLFORATO	SIAD	Materia Ausiliaria	sulfidante	gassoso	07783-06-4	Idrogeno solforato	100	12,26,50	F,T,N	0,03
DMDS EVOLUZIONE	ARKEMA	Materia Ausiliaria	sulfidante	Liquido	624-92-0	Diosoluro di metile	99,7	11,20/22,36,51/53	F,Xn,N	0,5
UNIVEX	SABO	Materia Ausiliaria	schiumogeno	Liquido	---	Tensioattivo fluorurato	0,5-5	36/37/38	n.a.	39,1



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Catalizzatore TK-10	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	---	---	---	---	---	0,63
Catalizzatore TK-551 3'16"	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nichel Triossido di molibdeno	2-5 12-17	43,49 36/37,48/20/22	T	1,9
Catalizzatore TK-551 1/8"	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	monossido di nichel Triossido di molibdeno	2-5 12-18	43,49,53 36/37,48/20/22	T	1,0
Catalizzatore KF-841 1.3Q	AKZO	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-99-1 1313-27-5 1314-56-3	Ossido di nichel ossido di molibdeno anidride fosforica	1-5 10-20 5-10	43,49 36/37,48/20/22 35	T	19,3
Catalizzatore KF-841 2E	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nichel Triossido di molibdeno	1-5 10-20	43,49,53 36/37,48/20/22	T	16,3
Catalizzatore KF-757	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	>20 1-10	36/37,48/20/22 22,43,50/53	Xn,N	300,9
Catalizzatore KG-65	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	---	---	---	---	---	1,8
Catalizzatore KF-542 3E	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solido	1313-99-1 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di nichel Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	<4 <10 <4	43,49,53 36/37,48/20/22 22,43,50/53	T	4,3
Catalizzatore RG 682	AXENS	Materia Ausiliaria	Reforming	Solido	---	---	---	---	---	69,4
Mol sieve Adsorbent 4A DG TRISIV	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari Humidifier	Solido	---	---	---	---	---	16,2
Catalizzatore HS-10	UOP	Materia Ausiliaria	isomerizzazione	Solido	---	---	---	---	---	0,95

Catalizzatore HS-12	UOP	Materia Ausiliaria	isomerizzazione	Solido	---	---	---	---	---	16,3
Catalizzatore ISOSIV ADSORBENT N-10	UOP	Materia Ausiliaria	isomerizzazione	Solido	---	---	---	---	---	75,1
Catalizzatore MEROX n° 8	UOP	Materia Ausiliaria	Merox	Solido	---	---	---	---	---	2,8
Catalizzatore S-201	UOP	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	40,0
Catalizzatore S-501	UOP	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	6,0
Catalizzatore S-7001	EURO SUPPORT	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	5,0
Catalizzatore CRITERION 099	CRITERION	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	7,5
Catalizzatore CRITERION 534	CRITERION	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	9 2,5	38/37,48/20/22 22,43	Xi	11,5
Catalizzatore RK-212	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	7440-02-0 1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Nichel Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	12-15 0-3 1-2 1-4	40,43 49,43,53 35 38,41	T	0,95
Catalizzatore RK-202	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	15-20 1-2 1-4	49,43,53 35 38,41	T	1,925
Catalizzatore RK-201	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	15-20 0-1 1-4	49,43 35 37/38,41	T	5,1



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Catalizzatore R-67-7H	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1	Monossido di Nichel	15-20	49,43	T	5,9
Catalizzatore YK-550	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	12-16 2-5	36/37,48/20/22 22,43	Xn	3,6
Catalizzatore HTZ-3	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1314-13-2	Ossido di Zinco	99-100	50/53	N	13,1
Catalizzatore SK-201-2	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	---	---	---	---	---	25,7
Catalizzatore HTG-1	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	684-08-7	Carbonato di Potassio	25-40	22,36/37/38	Xn	0,8
PSA Adsorbent H-2-10	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2	Solido	---	---	---	---	---	266,5
PSA Adsorbent H-3-1	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2	Solido	---	---	---	---	---	29,0
PSA Adsorbent H-5	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2	Solido	---	---	---	---	---	7,2
PSA Adsorbent H-1	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2	Solido	---	---	---	---	---	20,0
PSA Adsorbent H-13	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2	Solido	---	---	---	---	---	78,0
Catalyst ART ICR 138 VS	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Guardia metalli	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	<10 <25	49,43,53 36/37,48/20/22	T	98,0

Catalyst ART ICR 122 ZSB	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1	Monossido di Nichel	2,5	49,43,53	T	6,6
Catalyst Macrotrap 1.5	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1305-78-8	Ossido di Calcio	0,6	41	n.a.	12,5
Catalyst ART ICR 161 NAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	0,2 5,5	49,43,53 36/37,48/20/22	T	12,5
Catalyst ART ICR 161 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	109,0
Catalyst ART ICR 132 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	2,5 7	49,43,53 36/37,48/20/22	T	63,6
Catalyst ART ICR 167 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	<3 <10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	64,4
Catalyst ART ICR 137 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	37,8
Catalyst ART ICR 131 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	127,2
Catalizzatore TK-573	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Hydrogasificazione EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	2-5 21-28	49,43,53 36/37,48/20/22	T	8,9
Catalizzatore TK-711	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Hydrogasificazione EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	1-3 4-8	49,43,53 36/37,48/20/22	T	0,25
KATALCO 92-2G	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	61498-60-7	Silice, quarzo	>50	48/20,40	Xn	0,5



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

KATALCO 61-2	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di Nichel Ossido di Molibdeno	<26 >25	49,43,53 36/37,48/20/22	T	1,4
KATALCO 58-3	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1302-42-7	Alluminato di Sodio	10-20	35	C	1,2
KATALCO 32-5	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1314-13-2	Ossido di Zinco	>25	50,53	N	23,3
KATALCO 92-1G	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	0,1
KATALCO 71-5	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1308-38-9	Ossido di Cromo trivalente	<15	43	Xi	3,7
KATALCO 57-4O	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1	Ossido di Nichel	<25	49,43,53	T	1,9
KATALCO 25-4O	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1	Ossido di Nichel	<25	49,43,53	T	2,0
UOP KE-G 554	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	6,0
UOP KE-G 048	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	16,0
AA. 2-5 GRADE A	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	6,8
CARBONE ATTIVO	WATERLINK	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	25,0

CARBONE ATTIVATO SA 18 10	AQUATEC	Materia Ausiliaria	Recupero vapori di Benzine	Solido	---	---	---	---	---	5,0
CARBON NORIT ROZ3	NORIT	Materia Ausiliaria	Recupero vapori Bitumi e Oli Combustibili	Solido	---	---	---	---	---	2,0
CARBON NORIT RD2030	NORIT	Materia Ausiliaria	Recupero vapori di Bitumi e Oli Comb.	Solido	---	---	---	---	---	0,2
CARBON NORIT SC 12	NORIT	Materia Ausiliaria	Lavaggio amminico	Solido	---	---	---	---	---	3,0
MEROX N. 8	UOP	Materia Ausiliaria	Tattamento Mercox	Solido	---	---	---	---	---	2,8
ANTRACITE GRANULARE	GALE	Materia Ausiliaria	Tattamento Mercox	Solido	---	---	---	---	---	3,2
Sfere ceramiche 1/2"	Varenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	5,4
Sfere ceramiche 1/2"	Varenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	28,6
Sfere ceramiche 1/2"	Varenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	96,9
Sfere ceramiche 1/2"	Varenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	14,6
Sfere ceramiche 1/2"	Varenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	42,5



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Sfere ceramiche 1"	Vereichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	24,2
OLI LUBRIFICANTI AGIP	ENI SpA Div. R&M	Materia Ausiliaria	Oli Lubrificanti	Liquido	---	---	---	---	---	122,0

Le materie prime ed ausiliarie necessarie dichiarate dal Gestore alla capacità produttiva di 6.500.000 tra greggio e semilavorati in ingresso sono le seguenti.

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)											
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute					Consumo annuo (ton)	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Fasi R	Etichettatura		
Petrolio Grezzo	Vedi Data Book 2006 Schede Greggi	Materia Prima	Raffinazione	Liquido		Petrolio grezzo - miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, alifatici e aromatici.	100	12, 38, 45, 52, 53, 67	F+N	5.300.000 ¹⁷⁾	
Semilavorati	Vedi Data Book 2006 Prodotti	Materia Prima	Raffinazione	Liquido		Miscela complessa di idrocarburi	100			1.200.000 ²⁰⁾	
Ossigeno	AIR LIQUIDE	Materia Ausiliaria	Recupero zolfo	Liquido	07782-44-7	Ossigeno liquido	100	8, 34	O	5.865	
Azoto	SAPIO	Materia Ausiliaria	Bonifica e sicurezza impianti	Liquido	07727-37-9	Azoto liquido	100	As, Fb	---	10922	
Idrogeno	SAPIO	Materia Ausiliaria	Avviamento impianti	Gassoso	1333-74-0	Idrogeno	100	12	F+	2,9	
CHIMECAD210	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Denaturante GPL	Liquido	78-83-1 123-54-6	Alcool isobutilico Acetilacetone	20-30 70-80	10, 20 10, 22	Xn	7,7	
METHYL CARBITOL	DOW ITALIA	Materia Ausiliaria	Additivazione prodotti finiti	Liquido	000111-77-3	Dietergici monometil etere	>99	63	Xn	11,4	
STADIS 450	OCTEL	Materia Ausiliaria	Additivazione prodotti finiti	Liquido	108-88-3 67-63-0 25322-17-2 64742-94-5	Toluene Propanolo DINNSA Naphtha solvente	40-60 1-5 5-15 15-25	11, 20 11 22, 36/38 65, 51/53	F, Xn	0,26	



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

OCTMISE G2022	OCTEL	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	6472-88-7	Naphtha Solvente, media	10-30	10,38,51/53,65,66	F1	0,02
					64742-94-6	Polyolefin Alkylenamine	10-30	53		
					93-86-2	Naphtha Solvente, pesante	10-30	51/53, 65,66, 67		
					125-12-2	Acetophenone	1-5	22, 36		
					95-63-6	Exo-1,7,7-Trimethyl-Hepta 1,2,4-Trimetilbenzene	1-5	38		
					108-67-8	Mesitylene	1-5	10,20,36/37/38,51/53 10,37,51/53		
					1330-20-7	Xilene	1-5	10,20/21,38		
					103-85-1	Propylbenzene	0-1	10,37,51/53,65		
					91-20-32	Natalene	0-1	22,50/53		
					98-82-8	Cumene	0-1	10,37,51/53,65		
92-52-4	Difenile	0-1	36/37/38,50/53							
89-83-8	Thymol	0-1	22,34,51/53							
CHIMEC R 924	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 50-60	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	11,5
DODFLOW 4905	CLARIANT	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	8008-20-6	Kerosene di prima distillaz	30-50	65	---	149,1
CI-0801	OCTEL	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	27247-96-7 104-76-7	2-ethylhexyl nitrato 2-ethyl-1-hexanol	99-100 0-1	20/21,44 38	Xn	181,6
EXCHEM GO-1	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	27247-96-7	2-ethyl-est-nitrato	97-99	20/21,44,51/53	Xn	328,7
CHIMEC 4232	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	100	10,20/21,36/37/38	Xn	2,1
CHEMADYE GREEN IG	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	40-60	10,20/21,38	Xn	7,9
GREENFARMING 01	INVERSOL	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7 64742-94-5	Solvente xilici Solvente nafta	40 20	10,20/21,38 51/53,65	F1, Xn	41,6

TRASOL MIX-33	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilici	25-50	10,20/21,38	F1, Xn	2,4
CHIMECAD/118	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	30-40	10,20/21,38	Xn	18,5
CHEMADYE GREEN B	CHEMATEK	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	1330-20-7	xilene	50-70	10,20/21,38	Xn	11,1
VERDE COLOROIL ECOMIX 7	INTERNATIONAL TRADING	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	64742-94-5	Solvente nafta pesante	<82,8	51/53,65	N	18,8
VERDE TRASOL SP 91N	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Natalene Solvente nafta Mesitylene 1,2,4-Trimetilbenzene	2,5-10 50-100 0-2,5 2,5-10	40,50/53,22 37,51/53,65,66,67 10,51/53,37 10,20,36/37/38,51/53	Xn, N	12,9
ROSSO TRASOL L 161	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	64742-94-5 95-63-6 91-20-3 108-67-8	Solvente nafta 1,2,4-Trimetilbenzene Natalene Mesitylene	25-60 2,5-10 2,5-10 0-2,5	37,51/53,65,66,67 10,20,36/37/38,51/53 50/53,22 10,37,51/53	Xn, N	1,2
TRASOL MIX 2005	AAKON	Materia Ausiliaria	Colorazione prodotti finiti	Liquido	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Natalene Solvente nafta Mesitylene 1,2,4-Trimetilbenzene	2,5-10 50-100 0-2,5 2,5-10	40,50/53,22 37,51/53,65,66,67 10,51/53,37 10,20,36/37/38,51/53	Xn, N	0,15
CHIMEC 9536	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Addizione prodotti finiti	Liquido	20185-23-7 64742-94-5	Chromium octoate Solvente Aromatico atob	<1 10-20	22,43 51/53,65	Xn	167,4
CHIMEC 1037	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Neutralizzante	Liquido				21/22,34,43	F, C	Sost. da P3 FERROCOR 8850
CHIMEC 1034	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Filante	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico atob	<5 40-50	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	Sost. da P3 FERROCOR 8885



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

CHIMEC 1044	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Filante	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trime l benzene Solvente Aromatico atob	<5 60-70	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	Sostit da P3 FERROCOR 8805
CHIMEC 2438	CHIMEC	Materia Ausiliaria	disemulsionante	Liquido	---	---	---	---	---	Sostit da P3 FERROSOLF 8938
CHIMEC 1831	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trime l benzene Solvente Aromatico atob	<5 80-80	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	Sostit da P3 FERROCOR 8811
CHIMEC 1834	CHIMEC	Materia Ausiliaria	dispersante	Liquido	90640-84-9 91-57-6 78-83-1	Solvente Aromatico atob 2 metilnaffilene alcooli isobutilico	30-40 1-5 30-40	20/21/22,43 20/21,43 10,20	Xn, N	6,2
CHIMEC 1835	CHIMEC	Materia Ausiliaria	dispersante	Liquido	78-83-1 61791-63-7	alcooli isobutilico n-cocco-1,3diammino prop	60-80 20-25	10,20 22,35	C	0,82
CHIMEC 1438	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	5-10 50-60	10,20/22,34,42/43 34,50	C	Sostit da P3 FERROCOR 8851
CHIMEC 8049	CHIMEC	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	78-83-1	alcooli isobutilico	70-80	10,20	Xn	Sostit da P3 FERROSOLF 8990
ZYME FLOW LLC 057	CHIMEC	Materia Ausiliaria	Prodotto per bonifiche di apparecchiature	Liquido	68955-55-5	Ossido di etilendiammina	10-20	38,41,50	Xi, N	8,4
SODA CAUSTICA	SYNDIAL	Materia Ausiliaria	neutralizzante	Liquido	1310-73-2	Soda caustica	48-52	35	C	231,9
SODIO BICARBONATO	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	lavaggi chimici	Liquido	144-55-8	Sodio bicarbonato	100	---	n.a.	9,4
TRIELINA BIRETTIFICATA	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	clorurazione catalizzatore PLAT	Liquido	78-01-6	Triclorometilene	100	36/38,45,52/53,67	T	11,1

DICLOROPROPANO	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	clorurazione catalizzatore PLAT	Liquido	78-87-5	Dicloropropano	100	20/22	Xn, F	3,2
NALCO 8103	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	coagulante acque scarico	Liquido	26082-79-3	Poli(diacidimetilammonio cloruro) in soluzione	100	52/53	n.a.	1,0
NALCO 7208	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	trattamento caldaia	Liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	0,5-2	35	Xi	25,7
NALCO 7205	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	trattamento caldaia	Liquido	---	---	---	---	---	8,3
PETROMEEN 6M	BETZ	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	64742-48-9	Frazione pesante di nafta	60-100	65,66	n.a.	62,8
CHIMEC 8037 HF	CHIMEC	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trime l benzene Solvente Aromatico atob	<5 60-70	10,20,36/37/38 51/53,65,66,67	Xn, N	Sostit da P3 FERROSOLF 8990
NALCO ELMINOX	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	deossigenante	Liquido	497-18-7	Carboidrazide	<10	22,38	n.a.	27,6
NALCO 352	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	alcalin.per caldaia	Liquido	110-91-6	Morfina	40-70	10,20/21/22,34	C	74,9
DOW Specialty AMINE SS Solvent	DOW	Materia Ausiliaria	lavaggio amminico	Liquido	000105-59-9	n-metil dietilammina	99	36	Xi	172
CHIMEC 1534	CHIMEC	Materia Ausiliaria	inibitore di corrosione	Liquido	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	10-15 70-80	10,20/21/22,34,42/43 34,50	C	Sostit da P3 FERROCOR 8851
KYMAX SOL 400 KH	ZEP ITALIA	Materia Ausiliaria	lavaggio fetri RHU	Liquido	90822-57-4	Frazione pesante di nafta	100	65	Xn	1,3



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

NALCO 71101	NALCO EUROPE	Materia Ausiliaria	antischiuma	Liquido	---	---	---	---	---	24,2
MICROPAN PETROL	EUROVIX	Materia Ausiliaria	attivatore biologico	Liquido	---	---	---	---	---	0,26
ACIDO CLORIDRICO 10%	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	trattamento chimico	Liquido	7647-01-0	Acido cloridrico	13-23	34,37	C	13,2
NALCO 7752	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	floculante x acqua	Liquido	20082-79-3	Poli(dalidimetilammonio cloruro) in soluzione	100	52/53	n.a.	129,4
FERRO PERCLORURO SOL. 45 BE	SOLUZIONI CHIMICHE	Materia Ausiliaria	trattamento chimico	Liquido	7705-08-0	Cloruro ferrico	40	34	C	14,3
NALCO RE-SOLV EC2045A	NALCO LTD	Materia Ausiliaria	demulsificante	Liquido	64742-94-5 91-20-3 95-63-6	Nafte aromatica pesante Nafalene 1,2,4-Trime@benzene	30-60 5-10 1-5	51/53,65,66,67 22,50/53 10,20,36,37/39,51/53	Xn,N	2,1
CHIMEC 2739	CHIMEC	Materia Ausiliaria	disemulsionante	Liquido	95-63-0 64742-94-5	1,2,4-Trime@benzene Solvente Aromatico sfob	1-5 50-60	20,36/37/38 51/53,65	Xn,N	Sostit. da P3 FERROSOLF 8938
NALCO 3434	NALCO/ONDEO	Materia Ausiliaria	precursore biocida	Liquido	7647-15-6	Sodio bromuro	35-45	36	X	1,5
IDROGENO SOLFORATO	SIAD	Materia Ausiliaria	sulfidante	gassoso	07783-06-4	Idrogeno solforato	100	12,26,50	F,T,N	0,04
DMDS EVOLUZIONE	ARKEMA	Materia Ausiliaria	sulfidante	Liquido	624-92-0	Disolfuro di metile	99,7	11,20/22,36,51/53	F,Xn,N	0,6
UNIVEX	SABO	Materia Ausiliaria	schiumogeno	Liquido		Tensioattivo fluorurato	0,5-5	36/37/38	n.a.	43

Catalizzatore TK-10	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	---	---	---	---	---	0,69
Catalizzatore TK-551 3'16"	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nickel Triossido di molibdeno	2-5 12-17	43,49 36/37,48/20/22	T	2,1
Catalizzatore TK-551 1/8"	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-99-1 1313-27-5	monossido di nickel Triossido di molibdeno	2-5 12-18	43,49,53 36/37,48/20/22	T	1,1
Catalizzatore KF-841 1,3Q	AKZO	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-99-1 1313-27-5 1314-56-3	Ossido di nickel ossido di molibdeno anidride fosforica	1-5 10-20 5-10	43,49 36/37,48/20/22 35	T	21,2
Catalizzatore KF-841 2E	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nickel Triossido di molibdeno	1-5 10-20	43,49,53 36/37,48/20/22	T	17,9
Catalizzatore KF-757	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	>20 1-10	36/37,48/20/22 22,43,50/53	Xn,N	430
Catalizzatore KG-55	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	---	---	---	---	---	2
Catalizzatore KF-542 3E	ALBEMARLE	Materia Ausiliaria	Desolfurazione	Solida	1313-99-1 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di nickel Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	4 -10 -4	43,49,53 36/37,48/20/22 22,43,50/53	T	4,7
Catalizzatore RG 682	AXENS	Materia Ausiliaria	Reforming	Solida	---	---	---	---	---	76,3
Motiv Adsorbenti 4A DG TRISIV	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari Humidityer	Solida	---	---	---	---	---	17,8
Catalizzatore HS-10	UOP	Materia Ausiliaria	isomerizzazione	Solida	---	---	---	---	---	1,1



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Catalizzatore HS-12	UOP	Materia Ausiliaria	isomerizzazione	Solido	---	---	---	---	---	18
Catalizzatore ISOS/IV ADSORBENT N-10	UOP	Materia Ausiliaria	Isomerizzazione	Solido	---	---	---	---	---	62,6
Catalizzatore MEROX n° 8	UOP	Materia Ausiliaria	Merox	Solido	---	---	---	---	---	3,1
Catalizzatore S-201	UOP	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	44,0
Catalizzatore S-601	UOP	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	6,6
Catalizzatore S-7001	EURO SUPPORT	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	5,5
Catalizzatore CRITERION 099	CRITERION	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	---	---	---	---	---	8,3
Catalizzatore CRITERION 634	CRITERION	Materia Ausiliaria	Claus	Solido	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	9 2,5	36/37,48/20/22 22,43	Xg	12,6
Catalizzatore RK-212	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	7440-02-0 1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Nichel Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	12-15 0-3 1-2 1-4	40,43 49,43,53 35 38,41	T	1,1
Catalizzatore RK-202	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	15-20 1-2 1-4	49,43,53 35 38,41	T	2,1
Catalizzatore RK-201	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	15-20 0-1 1-4	49,43 35 37/38,41	T	5,6

Catalizzatore R-67-7H	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-99-1	Monossido di Nichel	15-20	49,43	T	6,5
Catalizzatore TK-550	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	12-18 2-5	36/37,48/20/22 22,43	Xn	3,8
Catalizzatore HTZ-3	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	1314-13-2	Ossido di Zinco	99-100	50,53	N	14,2
Catalizzatore SK-201-2	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	---	---	---	---	---	28,3
Catalizzatore HTG-1	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Produzione H2	Solido	584-08-7	Carbonato di Potassio	25-40	22,36/37/38	Xn	0,9
PSA Adsorbent H-2-10	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari	Solido	---	---	---	---	---	295,3
PSA Adsorbent H-3-1	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari	Solido	---	---	---	---	---	32,0
PSA Adsorbent H-5	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari	Solido	---	---	---	---	---	8,0
PSA Adsorbent H-1	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari	Solido	---	---	---	---	---	22,0
PSA Adsorbent H-13	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari	Solido	---	---	---	---	---	85,0
Catalyst ART ICR 138 VS	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Guardia metalli	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	<10 >25	49,43,53 36/37,48/20/22	T	107,8



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Catalyst ART ICR 122 ZSB	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1	Monossido di Nichel	2,5	49,43,53	T	7,3
Catalyst Macrotrap 1.5	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1305-78-8	Ossido di Calcio	0,0	41	n.a.	13,8
Catalyst ART ICR 161 NAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	0,2 5,5	49,43,53 36/37,48/20/22	T	19,8
Catalyst ART ICR 161 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	120,0
Catalyst ART ICR 132 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	2,5 7	49,43,53 36/37,48/20/22	T	70,0
Catalyst ART ICR 167 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	<3 <10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	70,8
Catalyst ART ICR 137 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	41,6
Catalyst ART ICR 131 KAO	ART GmbH	Materia Ausiliaria	Hydro conversione	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	4 10	49,43,53 36/37,48/20/22	T	140,0
Catalizzatore TK-573	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Hydrogasifica- zione EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	2-5 21-28	49,43,53 36/37,48/20/22	T	9,8
Catalizzatore TK-711	HALDOR TOPSØE	Materia Ausiliaria	Hydrogasifica- zione EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	1-3 4-8	49,43,53 36/37,48/20/22	T	0,28
KATALCO 92-2G	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	014898-60-7	Silice, quarzo	>50	48/20,40	Xn	0,6

KATALCO 61-2	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di Nichel Ossido di Molibdeno	<26 >25	49,43,53 36/37,48/20/22	T	1,5
KATALCO 59-3	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1302-42-7	Aluminato di Sodio	10-20	35	C	1,3
KATALCO 32-5	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1314-13-2	Ossido di Zinco	>25	50/53	N	25,6
KATALCO 92-1G	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	0,15
KATALCO 71-5	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1308-38-9	Ossido di Cromo trivalente	<15	43	X	4,0
KATALCO 57-4Q	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1	Ossido di Nichel	<25	49,43,53	T	2,1
KATALCO 25-4Q	JOHNSON MATTHEY	Materia Ausiliaria	Produzione H2 EST	Solido	1313-99-1	Ossido di Nichel	<25	49,43,53	T	2,2
UOP KE-G 554	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	6,5
UOP KE-G 048	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	17,8
A.A. 2-5 GRADE A	UOP	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	7,5
CARBONE ATTIVO	WATERLINK	Materia Ausiliaria	Setacci molecolari PSA H2 EST	Solido	---	---	---	---	---	27,5



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

CARBONE ATTIVATO SA 1810	AQUATEC	Materia Ausiliaria	Recupero vapori di Benzine	Solido	---	---	---	---	---	6,0
CARBON NORIT ROZ 3	NORIT	Materia Ausiliaria	Recupero vapori di Greggio, Bitumi e Oli Combustibili	Solido	---	---	---	---	---	4,4
CARBON NORIT RD2030	NORIT	Materia Ausiliaria	Recupero vapori di Bitumi e Oli Comb.	Solido	---	---	---	---	---	0,22
CARBON NORIT SC 12	NORIT	Materia Ausiliaria	Lavaggio amminico	Solido	---	---	---	---	---	3,3
MEROX N. 8	UOP	Materia Ausiliaria	Trattamento Merox	Solido	---	---	---	---	---	3,0
ANTRACITE GRANULARE	GALE	Materia Ausiliaria	Trattamento Merox	Solido	---	---	---	---	---	3,5
CARBONE ATTIVO NORIT GAC 830 W	NORIT	Materia Ausiliaria	Water Reuse	Solido	---	---	---	---	---	60,0
Sfere ceramiche 1/2"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	6,0
Sfere ceramiche 1/2"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	31,5
Sfere ceramiche 1/2"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	108,8
Sfere ceramiche 1/2"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	18,1

Sfere ceramiche 1/2"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	46,8
Sfere ceramiche 1"	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti per reattori	Solido	---	---	---	---	---	26,6
OLI LUBRIFICANTI AGIP	ENI SpA Div. R&M	Materia Ausiliaria	Oli Lubrificanti	Liquido	---	---	---	---	---	134,2
P3 FERROCOR 8850	HENKEL	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	141-43-5 107-15-3 84238-53-9	Etidiammina Etidiammina Mx alchilam. e alconam.	10-25 5-15 10-25	20,36/37/38 10,21/22,34,42/43 21,34,43,52/53	C	42,5
P3 FERROCOR 8851	HENKEL	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	109-89-7 107-15-3	Dietilammina Etidiammina	10-20 20-30	11,20/21/22,35 10,21/22,34,42/43	C, F	37,0
P3 FERROCOR 8855	HENKEL	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	69996-79-4 61791-39-7	Solvente nella Tabelle idrosistemi.	50-70 20-40	10,65,37,66,67,51/53 36/38	Xn, n	33,6
P3 FERROSOLF 8911	HENKEL	Materia Ausiliaria	Antifouling	Liquido	69996-79-4 9016-45-9	Solvente nella Alchifenolo etossilato	40-60 2,5-10	10,65,37,66,67,51/53 22,36/37/38	Xn, n	5,3
P3 FERROSOLF 8938	HENKEL	Materia Ausiliaria	Disemulsionante	Liquido	64742-94-6 95-63-6 91-20-3	Nafte aromatica pesante Trietilbenzene Nafte pure	>25 1-5 0,1-1	65,66,67,51/53 10,20,36/37/38,51/53 40,22,50/53	Xn, n	44,8
P3 FERROSOLF 8990	HENKEL	Materia Ausiliaria	Antischiuma	Liquido	---	---	---	---	---	30,0

NOTA: Le sostanze di cui alla scheda B.1.2. possono essere soggette ad aggiornamenti sia in termini di composizione che di denominazione in funzione di assegnazione appalto a diversi fornitori a fronte di gare.

NOTA 1: I quantitativi alla massima capacità produttiva riportati per greggio e semilavorati a lavorazione sono indicativi e non vincolanti. La Raffineria potrebbe lavorare quantitativi maggiori di greggio o semilavorati fermo restando il quantitativo massimo autorizzato (complessivo di greggi e semilavorati a lavorazione) di 6.500 Kton.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

Per quanto riguarda i combustibili, pur se autoprodotti, sono utilizzati nelle quantità riportate nelle seguenti tabelle.

Anno di riferimento 2005

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Fuel Oil	0,974	71.120	41.303	2.937.469.360
Fuel Gas	0,01	207.584	48.025	9.969.221.600
Off-Gas ⁽¹⁾	Trascurabile	185.133	5443	1.007.649.129
Gasolio autotr. ⁽²⁾	0,005	11	42.705	469.755

Note:

(1) Gas di scarto da purificatore idrogeno PSA 12

(2) Gasolio utilizzato per motori diesel pompe antincendio

Capacità produttiva

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Fuel Oil	1,0	78.232	41.303	3.231.216.296
Fuel Gas	0,01	228.342	48.025	10.966.143.760
Off-Gas ⁽¹⁾	Trascurabile	203.646	5443	1.108.414.042
Gasolio autotr. ⁽²⁾	0,005	12	42.705	516.731

Note:

(1) Gas di scarto da purificatore idrogeno PSA 12

(2) Gasolio utilizzato per motori diesel pompe antincendio

2.3 Consumi idrici

I consumi dichiarati dal Gestore alla capacità produttiva per le diverse tipologie di acque utilizzate sono le seguenti, espresse in m³/anno.

Acqua mare – utilizzo per produzione acqua dissalata destinata al processo	350400
Acqua mare - raffreddamento	73582296
Acqua potabile	130485



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Acqua di processo fornita da EniPower	1117683
Acqua di pozzo profondo usi interni	14622
Acqua di pozzo profondo fornita ad EniPower	518932
Acqua recuperata dall'impianto Water Reuse	3300768

Più nel dettaglio nella tabella seguente sono riportati i consumi riferiti all'anno 2005 per l'impianto, con evidenziazione della presenza di strumenti di misura. Da notare come l'unico caso di assenza di strumenti di misura è quello della rete antincendio, mentre negli altri casi sono presenti non dei contatori ma dei misuratori di portata.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero, m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	
ACQUA MARE	1,2,3,4,5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽¹⁾	275.957	756	32	NO ⁽²⁾
			◆ raffreddamento ⁽³⁾	50.622.138	139.447	5.810	NO ⁽²⁾
		◆ altro (esplicitare) .. antincendio ⁽⁴⁾	n.d.	n.d.	n.d.	NO	
ACQUA POTABILE (Acquedotto Comunale)	1,2,3,4	◆ igienico sanitario	120.106	329	14	SI	
		<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo				
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
		<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)					
ACQUA DI PROCESSO	1,2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽⁶⁾	1.028.784	2.818	117	NO ⁽²⁾
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
		<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)					
ACQUA DI POZZO PROFONDO	1,2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽⁵⁾	48.741	133	6	SI
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
		<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)					

Note:

(1) Attività connessa con Terzi (acqua mare utilizzata, all'interno della Raffineria, da ditta terza per produzione acqua disalata per uso processo Raffineria)

(2) Esiste misuratore di portata.

(3) La Raffineria Eni R.&M. preleva e fornisce, in aggiunta ai quantitativi indicati nella scheda, acqua mare allo Stabilimento EniPower Taranto. Nel 2005 le quantità prelevate e fornite ad EniPower sono state 31.147.440 mc.

(4) La Raffineria Eni R.&M. alimenta la rete antincendio dal sistema acqua mare di raffreddamento dove è compreso il quantitativo utilizzato.

(5) La Raffineria Eni R.&M. preleva e fornisce, in aggiunta ai quantitativi indicati nella scheda, acqua di pozzo profondo che viene fornita allo Stabilimento EniPower Taranto. Nel 2005 le quantità prelevate e fornite ad EniPower sono state 843.570 mc.

(6): acqua fornita dallo Stabilimento EniPower di Taranto

Nella tabella seguente vengono invece riportate le stime del Gestore per quanto riguarda i consumi idrici alla capacità produttiva, già riassunti in precedenza.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero, m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	
ACQUA MARE	1,2,3,4,5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽¹⁾	350.400	960	40	NO ⁽²⁾
			◆ raffreddamento ⁽³⁾	73.582.296	201.595	8.400	NO ⁽²⁾
◆ altro (esplicitare)... antincendio ⁽⁴⁾	---	---	---	NO			
ACQUA POTABILE (Acquedotto Comunale)	1,2,3,4	◆ igienico sanitario	130.485	357	15	SI	
		<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo				
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....							
ACQUA DI PROCESSO	1,2,5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽⁷⁾	1.117.683	3.062	127	NO ⁽²⁾
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....							
ACQUA DI POZZO PROFONDO	1,2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽⁶⁾	14.622	133 ⁽⁸⁾	6 ⁽⁸⁾	SI
			<input type="checkbox"/> raffreddamento				
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....							
RECUPERO ACQUA DA IMPIANTO WATER REUSE	1,2,3,4,5	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					
		◆ Industriale	◆ processo ⁽⁶⁾	3.300.768	9.043	377	
<input type="checkbox"/> raffreddamento							

Notes:

- (1) Attività commessa con Terzi (acqua mare utilizzata, all'interno della Raffineria, da ditta terza per produzione acqua dissalata per uso processo Raffineria)
- (2) Esiste misuratore di portata
- (3) La Raffineria Eni R.&M. preleva e fornisce, in aggiunta ai quantitativi indicati nella scheda, acqua mare allo Stabilimento EniPower Taranto. Alla massima capacità le quantità prelevate e fornite ad EniPower saranno 31.187.304 mc
- (4) La Raffineria Eni R.&M. alimenta la rete antincendio dal sistema acqua mare di raffreddamento dove è compreso il quantitativo utilizzato.
- (5) La Raffineria Eni R.&M. preleva e fornisce, in aggiunta ai quantitativi indicati nella scheda, acqua di pozzo profondo allo Stabilimento EniPower Taranto. Alla massima capacità le quantità prelevate e fornite ad EniPower saranno 518.932 mc
- (6) La Raffineria Eni R.&M. fornisce acqua recuperata dal trattamento Water Reuse allo Stabilimento EniPower per produzione acqua di processo.
- (7) acqua fornita dallo Stabilimento EniPower di Taranto
- (8) acqua da pozzo profondo: alla massima capacità prelievo discontinuo in caso di mancanza acqua di produzione Water Reuse

Come è possibile notare in questo caso è stata inserita come tipologia aggiuntiva di risorsa idrica l'acqua proveniente dall'impianto di recupero Water Reuse.

A fronte di una specifica richiesta al riguardo, il Gestore ha illustrato nel modo seguente le metodologie di stima delle varie portate alla capacità produttiva.

Acqua Mare

Il consumo di acqua mare è stato calcolato considerando la massima portata di emungimento delle pompe esistenti, ipotizzando quindi l'utilizzo della massima capacità disponibile.

Acqua Potabile



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il consumo di acqua potabile è stato calcolato considerando la massima portata di prelievo autorizzata dall'Acquedotto Comunale.

Acqua fornita da EniPower (Acqua di Processo)

Il consumo di acqua di processo alla massima capacità produttiva è stato fornito da EniPower sulla base dei dati inseriti nella propria domanda di autorizzazione integrata.

Acqua Pozzo Profondo

Il consumo di acqua da pozzo profondo è stato calcolato considerando l'utilizzo dell'impianto water reuse alla massima capacità produttiva, quindi con una portata di ricircolo pari alla massima capacità di progetto.

2.4 Aspetti energetici

I consumi energetici dichiarati dal Gestore nella scheda B alla capacità produttiva sono i seguenti

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale ⁽¹⁾	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
1	5.211.462 ⁽²⁾	283.085	6.500.000	802	44
2	1.317	4.550	6.500.000	0,2	1
3	37.360	42.250	6.500.000	6	7
4	2.634	1.300	6.500.000	0,4	0,2
5	---	---	---	---	---
TOTALE	5.252.774	331.185			

¹ Unità di misura prodotto principale : ton greggio + ton semilavorati a lavorazione

² Energia termica consumata = Energia termica combustibili + vapore consumato

Come è possibile osservare i consumi specifici vengono calcolati sulla base della capacità complessiva di lavorazione, intendendo la somma della quantità di greggio e di semilavorati in ingresso all'impianto.

A tali consumi energetici sono abbinati i seguenti consumi di combustibili.

Fuel Oil (S<1%)	78232
Fuel Gas (S<0,01%)	228342
Off Gas da PSA 12	203646
Gasolio autotrazione (diesel emergenza)	12

I maggiori utilizzatori dei combustibili sono i vari forni di processo presenti in Raffineria. Nella tabella seguente sono indicati il numero di forni, la tipologia di combustibili impiegata e la potenza termica di combustione.

Unità	Numero forni	Combustibili	Potenza termica
-------	--------------	--------------	-----------------



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

CDU	2	FO-FG	2 x 33 MW
HDT	1	FO-FG	17 MW
			1 x 43 MW
PLAT	4	FO-FG	1 x 30 MW
			1 x 8 MW
			1 x 11 MW
HDS 1	1	FO-FG	9 MW
HDS 2	2	FG	1 x 8 MW
			1 x 9 MW
HOT OIL	2	FG	2 x 10 MW
			2 x 25 MW
VB/TC	5	FO-FG	2 x 26 MW
			1 x 13 MW
			1 x 32 MW
H2 OLD/NEW	3	FO-FG	1 x 2 MW (solo FG)
			1 x 40 MW
			1 x 5 MW
RHU	3	FG	1 x 7 MW
			1 x 8 MW
			2 x 8 MW
CDP/EST + H2/EST	5	FG	1 x 2 MW
			1 x 3 MW
			1 x 1 MW
TIP	1	FG	1 x 2 MW
Claus 4	1	FG	1 x 2 MW

2.5 Emissioni in aria

Per quanto riguarda i punti di emissione convogliata, sono stati dichiarati 5 camini principali (E1, E2, E4, E7, E8) e due torce (E5, E6) mentre sono presenti una serie di sfiati convogliati derivanti sia dal processo che dalle sezioni di caricamento, stoccaggio e dai laboratori.

La raffineria di Taranto ha dichiarato, alla capacità produttiva, le seguenti emissioni:

Emissioni convogliate in atmosfera dei macroinquinanti emessi dai camini (si fa presente che i valori riportati nella scheda B.7.2 coincidono esattamente con i limiti imposti dalla Determinazione Dirigenziale della Regione Puglia, n° 1039 del 27/12/2004):

SO₂ 2986 t/anno
NO_X 926 t/anno
PTS 160 t/anno
CO 122 t/anno

Emissioni di tipo non convogliato (COV):

Emissioni dai serbatoi 85.7 t/anno
Caricamento prodotti 36.1 t/anno
Vasche trattamento effluenti 31.3 t/anno
Valvole, pompe, flange 479.6 t/anno



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Nelle tabelle seguenti sono caratterizzati i principali punti di emissione convogliata esistenti

n° camino E1		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita ⁽²⁾	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento ⁽¹⁾
100 m	11,52 m ²	Fase 1 Impianti afferenti: Forni CDU, HDT, HDS1, PLAT	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			

n° camino E2		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita ⁽²⁾	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento ⁽¹⁾
120	19,63 m ²	Fase 1 Impianti afferenti: Forni VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 EST	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			

n° camino E4		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita ⁽²⁾	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento ⁽¹⁾
54,7 m	1,98 m ²	Fase 1 Impianti afferenti: Forni HOT OIL	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì ⁽³⁾ <input type="checkbox"/> no			



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

n° camino E7 _____ Posizione amministrativa _____

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita ⁽²⁾	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento ⁽¹⁾
20,1 m	0,11 m ²	Fase 1 Impianti afferenti: Forni TIP	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì ⁽³⁾ no <input type="checkbox"/>			

n° camino E8 _____ Posizione amministrativa _____

Caratteristiche del camino

Altezza dal suolo	Area sez. di uscita ⁽²⁾	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento ⁽¹⁾
95 m	2,01 m ²	Fase 1 Impianti afferenti: Forni RHU	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì ⁽³⁾ no <input type="checkbox"/>			

Note

- (1) Sistemi di trattamento/contenimento delle emissioni.
- (2) Sezione di uscita calcolata utilizzando il diametro interno del camino.
- (3) Monitoraggio in continuo in fase di realizzazione

A seguito della richiesta di integrazioni, sono state dal Gestore meglio specificati i contributi emissivi delle varie unità ai due camini principali che vengono di seguito riportate. Nei due camini E1 ed E2 vengono convogliati gli effluenti di vari impianti secondo la seguente ripartizione:

- E1: CDU, HDT, PLAT, HDS1
- E2: TSTC, HDS2, Claus – Scot, EST, Unità Idrogeno



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Suddivisione Emissioni Convogliate Camino E1 per Unità Produttiva					
	CDU	HDT	PLAT	HDS1	Totale
SO2 tot (t/a)	550	112	320	63	1.044
Portata fumi anidri tot 3% O2 (Nm3/hr)	69417	14100	40325	7954	131.795
NOx (t/a)	155	32	90	18	295
CO (t/a)	13	3	8	2	25
PST (t/a)	22	4	13	2	41

Suddivisione Emissioni Convogliate Camino E2 per Unità Produttiva							
	Impianti (no Claus)	Claus	TSTC	HDS2	EST	U-2200/2500	Totale
SO2 tot (t/a)	213,94	1.671,66	204,2	2,23	0,61	6,61	1.885
Portata fumi anidri tot 3% O2 (Nm3/hr)	-	32.611,47	70.661,87	10.957,98	27.964,46	57.514,22	199.710
NOx (t/a)	-	5,46	273,83	41,46	11,38	123,17	455
CO (t/a)	-	1,01	48,95	7,71	2,12	22,91	83
PST (t/a)	-	-	57	-	-	-	57

I camini di Raffineria attualmente dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni atmosferiche convogliate sono n. 2 (denominati E1 ed E2). Per gli altri n. 3 camini (E4, E7 ed E8) è in corso l'installazione di sistemi di monitoraggio in continuo che si completerà entro i primi mesi del 2009. Attualmente il monitoraggio di tali camini viene effettuato mediante campagne di analisi trimestrali.

A seguito di una specifica richiesta il Gestore ha presentato a novembre 2008 i dati storici a partire dall'anno 2006 relativi alle emissioni convogliate dai camini esistenti.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Quadro riassuntivo delle emissioni da camini – Anno 2006

	Portata media fumi (Nm ³ /h)	SO ₂		NO _x		POLVERI		CO	
		Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc
gennaio	576.695	382,08	662,53	98,89	171,47	8,64	14,98	13,55	23,49
febbraio	582.193	379,02	651,01	95,49	164,02	11,17	19,18	11,80	20,28
marzo	506.865	354,91	700,21	89,14	175,86	12,97	25,58	13,51	26,66
aprile	466.252	253,17	542,99	83,61	179,33	10,58	22,68	11,86	25,44
maggio	453.284	283,80	626,11	65,82	145,22	6,71	14,81	11,60	25,59
giugno	475.802	325,33	683,75	80,61	169,41	4,88	10,27	11,13	23,40
luglio	521.679	395,71	758,54	92,11	176,56	7,82	14,99	12,24	23,47
agosto	514.635	308,69	599,83	91,63	178,05	8,80	17,10	12,66	24,60
settembre	569.911	378,06	663,36	97,67	171,38	8,71	15,29	13,02	22,85
ottobre	591.945	394,32	666,14	100,14	169,17	12,41	20,96	15,59	26,33
novembre	572.779	348,22	607,95	100,56	175,56	16,01	27,96	15,12	26,40
dicembre	556.574	315,12	566,18	105,79	190,07	15,09	27,11	11,04	19,84
TOTALE	532.385	343,20	644,65	91,79	172,41	10,32	19,38	12,76	23,97

Quadro riassuntivo delle emissioni da camini – Anno 2007

	Portata media fumi (Nm ³ /h)	SO ₂		NO _x		POLVERI		CO	
		Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc
gennaio	564.678	351,09	621,76	88,39	156,53	10,17	18,01	11,42	20,22
febbraio	565.625	313,96	555,07	105,81	187,06	9,26	16,38	13,35	23,61
marzo	395.952	192,91	487,20	50,60	127,80	4,99	12,61	15,32	38,69
aprile	643.686	373,70	580,56	111,28	172,88	10,16	15,79	22,83	35,47
maggio	641.948	392,61	611,59	117,44	182,95	8,16	12,72	17,22	26,83
giugno	594.829	355,70	597,99	100,76	169,39	6,42	10,80	18,29	30,74
luglio	573.372	396,28	691,14	93,75	163,51	7,94	13,85	25,79	44,99
agosto	565.101	369,49	653,85	92,61	163,89	7,88	13,95	14,67	25,96
settembre	504.268	318,72	632,05	82,89	164,37	6,90	13,67	14,14	28,03
ottobre	493.412	280,98	569,46	93,92	190,34	6,46	13,09	10,31	20,90
novembre	532.112	354,45	666,13	94,32	177,26	12,65	23,78	11,79	22,16
dicembre	553.402	337,34	609,57	94,25	170,31	15,95	28,82	20,97	37,88
TOTALE	552.365	336,44	609,08	93,83	169,88	8,91	16,14	16,34	29,58

Quadro riassuntivo delle emissioni da camini – Anno 2008 (fino ad Ottobre 2008)

	Portata media fumi (Nm ³ /h)	SO ₂		NO _x		POLVERI		CO	
		Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc	Kg/h	mg/Nmc
gennaio	307.191	256,26	834,20	72,87	237,22	8,83	28,73	24,58	80,00
febbraio	175.270	98,11	559,74	40,60	231,66	3,91	22,30	7,18	40,95
marzo	279.946	219,96	785,72	53,80	192,17	5,60	20,00	10,97	39,19
aprile	419.848	301,68	718,55	90,89	216,49	12,08	28,78	20,62	49,11
maggio	434.953	358,19	823,51	88,76	204,06	17,59	40,45	17,96	41,29
giugno	451.219	339,51	752,42	88,43	195,99	12,46	27,60	18,06	40,03
luglio	367.542	241,09	655,94	76,35	207,73	11,15	30,34	15,98	43,49
agosto	431.347	311,39	721,91	91,05	211,08	17,08	39,61	14,72	34,12
settembre	369.176	266,18	721,02	79,64	215,71	11,40	30,89	23,63	64,01
ottobre	353.617	265,07	749,61	70,07	198,15	7,87	22,26	19,57	55,34
TOTALE	359.011	265,74	740,21	75,25	209,69	10,80	30,08	17,33	48,26

Analogamente sono stati presentati i dati relativi alla stima delle emissioni convogliate nella configurazione attuale provenienti dai camini esistenti.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Quadro riassuntivo delle emissioni da camini – Massima Capacità Produttiva nell'assetto attuale
Massima Capacità Produttiva

Parametro: SO₂

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%	Flusso di massa	Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	135.550	96,24	710
Camino VBTC E2	8760	200.405	243,49	1.215
Camino HotOil E4	8760	16.500	0,5	28
Camino TIP E7	8760	2.500	0,07	28
Camino RHU E8	8760	20.000	0,56	28
BOLLA		374.955	340,82	909,0

Parametro: CO

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%		Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	135.550	3,12	23
Camino VBTC E2	8760	200.405	10,02	50
Camino HotOil E4	8760	16.500	0,33	20
Camino TIP E7	8760	2.500	0,05	20
Camino RHU E8	8760	20.000	0,40	20
BOLLA		374.955	13,92	37,1

Parametro: NO_x

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%		Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	135.550	39,17	289
Camino VBTC E2	8760	200.405	58,72	293
Camino HotOil E4	8760	16.500	3,30	200
Camino TIP E7	8760	2.500	0,50	200
Camino RHU E8	8760	20.000	4,00	200
BOLLA		374.955	105,69	281,9

Parametro: Polveri

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%		Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	135.550	8,13	60
Camino VBTC E2	8760	200.405	10,02	50
Camino HotOil E4	8760	16.500	0,07	4
Camino TIP E7	8760	2.500	0,01	4
Camino RHU E8	8760	20.000	0,08	4
BOLLA		374.955	18,31	48,8

Si osserva una portata stimata complessiva di fumi secchi alla capacità produttiva inferiore a quella riportata nei dati storici determinata secondo apposita procedura di stabilimento relativa al calcolo della bolla per la verifica di congruità ai limiti alle emissioni.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

Nella seguente tabella sono riassunti le emissioni in massa della raffineria su base annuale confrontando le stime alla capacità produttiva con i dati storici. Occorre evidenziare che i valori relativi all'anno 2008 sono basati sui dati resi disponibili dal Gestore per i mesi gennaio - ottobre e quindi soggetti a variazione in funzione dei dati relativi ai mesi di novembre e dicembre.

Emissioni (t/anno)				
	Massima Capacità Produttiva Assetto attuale	2006	2007	2008 (stima basata sui dati gennaio-ottobre)
SO ₂	2.985,58	3.006	2.947	2.328
NO _x	925,84	804	822	659
CO	121,94	112	143	152
Polveri	160,39	90	78	95



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

A tali camini principali occorre aggiungere poi le due torce con le seguenti caratteristiche

n° E5 - Torcia			
Caratteristiche della torcia			
Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
82	(1)	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			

n° E6 - Torcia			
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
132	(2)	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica Vapore smokeless
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			

Note:

(1) La torcia E5 è costituita da due tubazioni adiacenti dell'altezza di 82 m, di cui una convogliante gas idrocarburici (torcia idrocarburica), l'altra gas acido (torcia acida).

(2) La torcia E6 è costituita da tre tubazioni adiacenti dell'altezza di 132 m, racchiuse in un traliccio metallico, di cui due dal diametro rispettivamente di 14" e 40", convoglianti gas idrocarburici (torce idrocarburiche) ed una, dal diametro di 10", convogliante gas acido (torcia acida).

I dati storici relativi alle emissioni provenienti dalle torce per l'anno 2005 sono i seguenti.

Camino	Portata Nm ³ /h ⁽¹⁾	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³ ⁽¹⁾	% O ₂
E5+E6	29.479	SO ₂	0,037	320	1,26	ND
		CO ₂	3.723	32.613.000	126.290	

Note:

(1) Trattasi di scarico occasionale connesso ad interventi dei sistemi di sicurezza degli impianti. Valori ottenuti mediante calcolo stechiometrico, assumendo che il 30% delle perdite di Raffineria venga combusto alle stesse. Detto valore è un dato stimato preso a riferimento dalle validazioni del "benchmarking & Indici SOLOMON" effettuato su base biennale dalla Raffineria di Taranto. Di questo 30%, i ¾ vengono combusti dalla torcia E6 ed il rimanente ¼ dalla torcia E5.

Alla capacità produttiva sono stati stimati dal gestore i seguenti dati emissivi per le torce esistenti.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Camino	Portata Nm ³ /h ⁽¹⁾	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
E5+E6	32.026	SO ₂	0,040	353,49	1,26	ND
		CO ₂	4.044,60	35.430.735,70	126.290	

Note:

(1) Trattasi di scarico occasionale connesso ad interventi dei sistemi di sicurezza degli impianti. Valori ottenuti mediante calcolo stechiometrico, assumendo che il 30% delle perdite di Raffineria venga combusto alle stesse. Detto valore è un dato stimato preso a riferimento dalle validazioni del "benchmarking & Indici SOLOMON" effettuato su base biennale dalla Raffineria di Taranto. Di questo 30%, i ¾ vengono combusti dalla torcia E6 ed il rimanente ¼ dalla torcia E5.

Per le caratteristiche degli altri scarichi convogliati indicati dal gestore (vent e sfiati atmosferici da sistemi di stoccaggio e di caricamento materie prime e prodotti, cappe di laboratorio, motori diesel associati a sistemi di emergenza ecc.) si rimanda a quanto riportato nelle schede presentate dal Gestore. Da notare come alcune di tali emissioni siano state incluse dal gestore nel programma LDAR, classificandole quindi come diffuse/fuggitive, pur avendo identificato un punto di emissione convogliate. I dati relativi a tali emissioni, rivestendo una rilevanza nell'ambito dell'applicazione della procedura LDAR stessa sono stati analizzati nel paragrafo seguente.

Si sottolinea come il calcolo della bolla di raffineria su base annuale, utilizzato per la verifica di conformità, venga effettuato sulla base delle emissioni dei camini principali, escludendo quindi sia i sistemi di sicurezza (torce E5 ed E6) che le altre emissioni convogliate citate.

2.5.1 Emissioni non convogliate

La raffineria ha condotto nel settembre '07, uno studio finalizzato alla implementazione di un programma di controllo, quantificazione e riduzione delle emissioni diffuse/fuggitive i cui risultati sintetici sono stati forniti dal Gestore in sede di seconda integrazione a novembre 2008.

Lo studio ha riguardato i seguenti impianti:

- impianti di processo;
- movimentazione caricamento veicoli-cisterna e N/C;
- impianti di stoccaggio;
- sistema di trattamento TAE e sezione collettamento acque

Per ogni item suddetto è stata determinata una stima delle emissioni di VOC emessi in atmosfera.

E' stato inoltre monitorato con tecnica "EPA metodo 21", un campione selezionato di componenti (valvole, pompe, compressori, flange, open ended line) appartenenti alle seguenti unità: TIP, LPG, HDS1, HOT OIL. Tali unità sono state selezionate secondo un "criterio di bilanciamento" di tipo statistico basato sui riferimenti di benchmarking tra raffinerie (rif. "Analysis Refinery Screening Data" - American Petroleum Institute, pubb. n. 310), in base al quale tali unità si collocano in termini emissivi come:

- unità TIP: fortemente emissiva
- unità LPG: emissiva
- unità HDS1: mediamente emissiva
- unità HOT OIL: debolmente emissive.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il campione cumulativo ispezionato, costituito da 2.636 sorgenti emissive, è distribuito nel seguente modo:

Unità	CMP	END	FLG	PMP	PSV	VAL	Totale complessivo
1300 LPG		34	284	7		94	419
5800 H.OIL		28	288	6		108	430
400 HDS 1	1	23	343	4	4	86	461
2400 TIP	1	98	909	8	15	295	1.326
			1.82				
Totale complessivo	2	183	4	25	19	583	2.636

Lo studio è quindi solo parzialmente riferito a misure in campo che vengono utilizzate come basi di dati per la costruzione di fattori di emissione alla base della stima delle emissioni complessive non convogliate.

I risultati dello studio sono stati i seguenti.

Emissioni diffuse – fuggitive da impianti di processo di Raffineria

Tale aliquota è stata stimata dal Gestore a partire dai dati rilevati in campo. In particolare sono stati ricavati specifici coefficienti di emissione medi, per classi di sorgenti attraverso l'interpolazione dei dati del campione monitorato con quelli derivanti dalla letteratura tecnica (rif. protocollo EPA 453/95), ed utilizzando equazioni di correlazione tra letture in ppmv e flussi in kg/h. La stima di emissioni è stata computata in 196 tonnellate annue di VOC.

Emissioni diffuse – fuggitive da movimentazione e impianti di stoccaggio

Movimentazione ATB

Tale aliquota è stata determinata dal Gestore utilizzando i protocolli AP 42 che forniscono le equazioni di calcolo per le emissioni diffuse da movimentazione (rif. sezione 5 – protocollo AP 42). La stima ottenuta è stata computata in 42,82 tonnellate annue di VOC.

Stoccaggio

Tale aliquota è stata determinata dal Gestore utilizzando il software "Tank 4.09" edito da EPA che utilizza le equazioni di calcolo per le emissioni diffuse da stoccaggio del protocollo AP 42 (rif. sezione 7 – protocollo AP 42). La stima elaborata fornisce un valore di 125 tonnellate annue di VOC.

Emissioni diffuse – fuggitive dal sistema TAE

Tale aliquota è stata stimata dal Gestore utilizzando il software "Water 9", implementato con i dati degli impianti di trattamento TAE della Raffineria di Taranto e quelli contenuti nelle linee guida "BREF Refineries – IPPC BAT" (rif. sezione 3.24) che individua una ripartizione media tra sorgenti e contributo contaminante delle acque reflue. La stima emissiva è stata computata in:

- circa 22 tonnellate annue di VOC emessi dalla disoleazione primaria (vasche e separatori lamellari);
- circa 19 tonnellate annue di VOC emessi dalla flottazione ad aria indotta (WEMCO).

Per un totale di circa 41 tonnellate annue.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Emissioni diffuse – fuggitive dal sistema collettamento acque

Tale aliquota è stata stimata dal Gestore utilizzando il software "Water 9", implementato con i dati della sezione di collettamento acque della Raffineria di Taranto e quelli contenuti nelle linee guida "BREF Refineries – IPPC BAT". La stima emissiva determinata è di ca. 60 tonnellate annue di VOC emessi dal collettamento acque (drains, pozzetti, grigliati, etc.).

Sono state confrontate dal Gestore le stime derivanti dallo studio e quelle ottenute dal Gestore stesso utilizzando le metodologie EPA/API - Concawe, dichiarate dalla Raffineria di Taranto e relative all'anno 2006. Mentre per gli impianti di processo i dati derivanti dalle stime più recenti sono notevolmente inferiori a quelli stimati in precedenza, per le altre sezioni di impianto esaminate si osserva un incremento delle emissioni. Tale incremento viene compensato a livello di impianto dalla diminuzione stimata per gli impianti di processo.

In mancanza della base dei dati che ha contribuito alle stime prodotte non viene qui data una valutazione sul grado di affidabilità dello studio recente. In ogni caso è possibile fare alcune valutazioni sull'incidenza relativa delle diverse sezioni impianto in base ai dati presentati. In particolare si osserva un contributo alle emissioni non convogliate proveniente dai sistemi di collettamento e trattamento acque pari a 101 t/anno, contro un contributo del processo pari a 196 t/anno. I possibili interventi per la riduzione delle emissioni del primo impianto sono tipicamente di tipo impiantistico (ad es. copertura delle vasche di disoleazione). Analogo discorso può essere fatto per le emissioni provenienti dai sistemi di caricamento.

Per il carico del greggio sulle navi, in considerazione della naturale presenza di composti solforati in tale materia prima e la cui concentrazione, in % peso, è sensibilmente apprezzabile rispetto ai prodotti finiti, è stato installato un impianto di abbattimento a carboni attivi finalizzato al contenimento delle emissioni dei suddetti composti. I vapori espulsi dalle cisterne delle navi in carico vengono convogliati, mediante linea dedicata, ad una batteria di filtri a carbone attivo per l'abbattimento delle emissioni odorogene. Tale batteria di filtri a carbone attivo viene sostituita prima di ogni carico di una nave di greggio M. Alpi.

Per quanto riguarda i sistemi di caricamento delle navi il Gestore ha predisposto una specifica procedura, fornita nell'ambito delle integrazioni di novembre 2008, nell'ambito del SGA al fine di ridurre le emissioni in atmosfera derivanti da tali operazioni. Nel caso di carico di greggio viene definita la procedura di utilizzo dell'impianto di trattamento a carboni attivi, oltre ai vari controlli prescritti per la verifica del corretto posizionamento di valvole ed organi di tenuta. Nel caso del carico di prodotti finiti o di semilavorati l'impianto di trattamento a carboni attivi non viene utilizzato. La riduzione delle emissioni in atmosfera viene realizzata operando sulle portate di prodotto in ingresso alla nave.

Nell'ambito della medesima procedura è prevista anche una modalità di registrazione delle eventuali segnalazioni provenienti dall'ambiente circostante inerenti fenomeni di diffusioni di emissioni con effetti odorogeni.

La procedura sembra pertanto volta ad affrontare specificamente il problema degli odori potenzialmente collegato alle operazioni di carico delle navi.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

2.5.2 Sostanze inquinanti pertinenti

La tabella seguente riporta le indicazioni del gestore relativamente all'elenco delle sostanze che caratterizzano le emissioni in atmosfera della Raffineria di Taranto, specificando per ogni parametro l'inclusione nell'allegato III del D. Lgs. 59/2005 e la pertinenza rispetto all'attività produttiva esistente. Inoltre le tabelle specificano una valutazione di pertinenza anche per tutte quelle sostanze incluse nell'allegato III e non monitorate dalla Raffineria al fine di verificare la consistenza rispetto al ciclo produttivo di Raffineria.

Dall'analisi condotta si evince che tutte le sostanze pertinenti identificate sono incluse nel piano di monitoraggio sistematico della Raffineria in quanto considerate, in concomitanza con le Autorità competenti, significative per la realtà produttiva in esame. La significatività è stata determinata dal gestore sulla base del ciclo produttivo di Raffineria, delle materie utilizzate, della quantità di inquinante emessa e dalla classe di pericolosità, fattori principali che influenzano l'impatto ambientale delle emissioni sul territorio circostante.

	Parametro - Matrice Aria	Classificazione Allegato III D.Lgs. 59/05	Pertinenza	
Monitorato dalla R	Anidride Carbonica	-	SI	Allegato III D.Lgs. 59/05 Aria 1. Ossidi di zolfo e altri composti dello zolfo 2. Ossidi di azoto e altri composti dell'azoto 3. Monossido di carbonio 4. Composti organici volatili 5. Metalli e relativi composti 6. Polveri 7. Amianto (particelle in sospensione e fibre) 8. Cloro e suoi composti 9. Fluoro e suoi composti 10. Arsenico e suoi composti 11. Cianuri 12. Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione quando sono immessi nell'atmosfera 13. Policlorodibenzodiossina (PCDD) e policlorodibenzofurani (PCDF)
Monitorato dalla R	IPA (di Borneft)	12	SI	
Monitorato dalla R	PCB	8, 12	SI	
Monitorato dalla R	Benzene	4, 12	SI	
Monitorato dalla R	COV (alto bollenti, basso bollenti, NM)	4	SI	
Monitorato dalla R	Mercurio	5	SI	
Monitorato dalla R	Cloro e composti inorganici (come HCl)	8	SI	
Monitorato dalla R	Fluoro e composti inorganici (come HF)	9	SI	
Monitorato dalla R	Biossido di zolfo (SO2)	1	SI	
Monitorato dalla R	Ossidi d'azoto (NO2)	2	SI	
Monitorato dalla R	Monossido di carbonio (CO)	3	SI	
Monitorato dalla R	Polveri totali (PST)	6	SI	
Monitorato dalla R	Arsenico	5, 10	SI	
Monitorato dalla R	Cadmio	5	SI	
Monitorato dalla R	Cromo	5	SI	
Monitorato dalla R	Rame	5	SI	
Monitorato dalla R	Nichel	5, 12	SI	
Monitorato dalla R	Piombo	5	SI	
Monitorato dalla R	Zinco	5	SI	
Monitorato dalla R	Selenio	5	SI	
Monitorato dalla R	Butadiene	12	SI	
Monitorato dalla R	NH3	2	SI	
Monitorato dalla R	Cromo VI	5	SI	
Monitorato dalla R	Idrocarburi totali	12	SI	
Monitorato dalla R	H2S	12	SI	
Monitorato dalla R	PCDD/PCDF	13	NO	
Non monitorato	Amianto (particelle in sospensione e fibre)	7	NO	
Non monitorato	Cianuri	11	NO	

2.6 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Il gestore ha dichiarato l'esistenza di due scarichi, dei quali il primo (scarico A) è dedicato ai reflui di processo ed alle acque di prima pioggia dopo trattamento mentre il secondo (B) è dedicato alle acque di seconda pioggia e scaricate direttamente senza trattamento. Entrambi i collettori di scarico recapitano nel Mar Grande.

Nella tabella seguente vengono forniti i dati storici relativi all'anno 2005 per i due scarichi, con l'indicazione degli scarichi parziali rispettivi.



Commissione Istruttoria IPPC

PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

n° scarico finale "SCARICO A"		Recettore: Mare (MAR GRANDE)		Portata media annua: 82.977.504 mc ⁽¹⁾		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa (m ²)	Impianti di trattamento	Temperatura pH
UB ⁽²⁾	4	6	continuo	445.330 ⁽³⁾	Linea di trattamento "TAE A"	pH = 6,1+8,6 T = 25°C ⁽⁴⁾
AR ⁽⁵⁾	4	61	continuo	445.330 ⁽³⁾	NA	ND
AR EniPower ⁽⁶⁾	Stabilimento EniPower di Taranto	33	continuo	445.330 ⁽³⁾	NA	pH = 8 ⁽⁷⁾ T = 33°C ⁽⁷⁾

n° scarico finale "SCARICO B"		Recettore: Mare (MAR GRANDE)		Portata media annua: 60.196,64 mc ⁽⁸⁾		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa (m ²)	Impianti di trattamento	Temperatura pH
Acque Meteor.	Nessuna	NA	Discontinuo	151.400 ⁽⁹⁾	NA	ND

Note:

- (1) Scarico finale presso "Canale A". Tale scarico è sommatoria dei seguenti flussi: acque reflue depurate da TAE A, acque raffreddamento Raffineria, acque raffreddamento provenienti da Stabilimento EniPower di Taranto (SCARICO A = UB + AR + AR EniPower = 82.977.504 mc).
- (2) Scarico parziale effluente linea di trattamento "TAE A" (uscita sezione di trattamento biologico) (4.963.650 mc/a)
- (3) Superficie equivalente stimata come prodotto tra superficie di afflusso reale ("Zona A + Zona B + Zona C"), che sottende la linea di trattamento "TAE A", e coefficienti di afflusso relativi ad aree pavimentate, aree non pavimentate e main trench, terreni agricoli e dighe serbatoi. Tutte le acque meteoriche di prima pioggia vengono trattate al TAE A come specificato nell'allegato B18.
- (4) Temperatura media annua
- (5) Acqua mare per raffreddamento impianti Raffineria (50.622.138 mc/a)
- (6) Dato riportato nella scheda B 9.1 della "Domanda di A.I.A. Stabilimento EniPower di Taranto" (rif. anno 2005, scarico finale "SC1": 27.391.716 mc/a)
- (7) Valori indicativi, relativi alla massima punta estiva (cfr. Scheda B 9.1 - Domanda A.I.A. Stabilimento EniPower di Taranto)
- (8) Acque meteoriche non di prima pioggia scaricate presso il "Canale B". Tale scarico è attivo solo in caso di eventi meteorici intensi, mentre le acque di prima pioggia sono recuperate e inviate alla linea di trattamento "TAE A". Il valore è stato stimato a partire dal dato di altezza di pioggia del 2005 (402 mm)
- (9) Superficie equivalente stimata come prodotto tra superficie di afflusso reale (Zona "B"), le cui acque meteoriche non di prima pioggia vengono scaricate attraverso il canale finale di scarico B, e coefficienti di afflusso relativi ad aree pavimentate, aree non pavimentate e main trench, terreni agricoli e dighe serbatoi.

Nella tabella seguente vengono forniti i dati alla capacità produttiva per i due scarichi, con l'indicazione degli scarichi parziali rispettivi.

n° scarico finale "SCARICO A"		Recettore: Mare (MAR GRANDE)		Portata media annua: 112.434.600 mc ⁽¹⁾		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
WR ⁽²⁾	4	1	continuo	445.330	Impianto di affinazione acque depurate (Water Reuse)	ND
UB	4	5 ⁽³⁾	discontinuo	445.330	Impianto trattamento "TAE A"	pH = 6,1+8,6 T = 25°C
AR	4	66 ⁽⁴⁾	continuo	445.330	NA	T < 35°C pH = 8
AR EniPower	Stabilimento EniPower di Taranto	28 ⁽⁵⁾	continuo	445.330	NA	pH = 8 ⁽⁶⁾ T = 33°C ⁽⁶⁾



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

n° scarico finale "SCARICO B"		Recettore: Mare (MAR GRANDE)		Portata media annua: ND ⁽⁷⁾		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
Acque Meteor.	Nessuna	NA	Discontinuo	151.400 ⁽⁶⁾	NA	ND

Note:

- (1) Scarico finale presso "Canale A". Tale scarico finale è sommatoria degli scarichi parziali
- (2) Scarico "Rigetto" da impianto "Water Reuse" (1.445.400 mc/a)
- (3) Scarico discontinuo in uscita sezione di trattamento biologico in concomitanza di variazioni assetto linee osmosi Water Reuse e/o manutenzione ordinaria/straordinaria dello stesso
- (4) Acqua raffreddamento Raffineria (73.932.696 mc/a)
- (5) Dato riportato nella scheda B 9.2 della "Domanda di A.I.A. Stabilimento EniPower di Taranto" (rif. valore alla capacità produttiva, scarico finale "SC1": 31.187.304 mc/a)
- (6) Valori indicativi, relativi alla massima punta estiva (cfr. Scheda B 9.1 - Domanda A.I.A. Stabilimento EniPower di Taranto)
- (7) In condizioni normali la portata annua scaricata è nulla. In caso di eventi meteorici intensi si possono verificare scarichi di acqua meteorica non di prima pioggia non quantificabili o stimabili a priori.

Si osserva l'incidenza percentualmente significativa degli scarichi provenienti dalla centrale Eni Power, che contribuiscono per circa un terzo allo scarico A, relativo alle acque di processo.

Per quanto riguarda la caratterizzazione degli scarichi sia dal punto di vista storico (anno 2005) che alla capacità produttiva, il gestore ha fornito informazioni per quanto riguarda lo scarico A mentre non sono presenti informazioni per lo scarico B. Nelle tabelle seguenti sono fornite informazioni per entrambe le configurazioni. Da notare che nei dati alla capacità produttiva è stato inserito anche l'impianto Water Reuse.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Anno 2005

Scarichi parziali ⁽¹⁾	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
SCARICO A	AZOTO AMM.	NO	0	< 0,77 ⁽²⁾
	AZOTO NITROSO	NO	288,70	0,030
	AZOTO NITRICO	NO	539,50	0,057
	ARSENICO	SI	0	< 0,001 ⁽²⁾
	BENZENE	SI, P	0	< 0,001 ⁽²⁾
	BOD	NO	22.419,63	2,37
	CADMIO	SI, PP	0	< 0,001 ⁽²⁾
	CIANURI TOTALI	NO	0	< 0,005 ⁽²⁾
	COD	NO	278.717	29,42
	CROMO E COMP.	SI	0	< 0,005 ⁽²⁾
	CROMO VI	SI	0	< 0,010 ⁽²⁾
	FERRO	NO	0	< 0,001 ⁽²⁾
	FLUORURI	NO	2.003,65	0,21
	IPA	SI, PP	0	< 0,0001 ⁽²⁾
	MERCURIO	SI, PP	0	< 0,001 ⁽²⁾
	NICHEL	SI, P	0	< 0,001 ⁽²⁾
	OLI MINERALI	NO	657	0,069
	PIOMBO	SI, P	0	< 0,001 ⁽²⁾
	RAME	NO	0	< 0,001 ⁽²⁾
	SELENIO	NO	0	< 0,001 ⁽²⁾
STAGNO	NO	0	< 0,001 ⁽²⁾	
ZINCO	NO	0	< 0,001 ⁽²⁾	

Note:

(1) Lo "scarico A" è lo scarico finale

(2) Le concentrazioni rilevate nell'acqua scaricata risultano invariate rispetto a quelle dell'acqua mare prelevata in ingresso Raffineria

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
UB	AZOTO NITRICO	NO	198,32	0,35
	BOD	NO	12.675,44	22,37
	COD	NO	62.850,23	110,92
	OLI MINERALI	NO	1.286,24	2,27



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l ⁽¹⁾
AR	BOD	NO	5.778,78	1
	CLORURI	NO	130.095.427,39	22.521,60
	COD	NO	36.406,33	6,3
	FERRO	NO	5,78	0,001
	FLUORURI	NO	7.974,72	1,38
	MANGANESE	NO	5,78	0,001
	NICHEL	SI, P	5,78	0,001
	PIOMBO	SI, P	5,78	0,001
	RAME	NO	5,78	0,001
	SOLFATI	NO	19.474.498,29	3.370,00
	SOLFURI	NO	404,51	0,07
	SELENIO	NO	5,78	0,001
	STAGNO	NO	5,78	0,001
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	577,88	0,1
	ZINCO	NO	5,78	0,001

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
AR EniPower	BOD	NO	10.006	3,2
	CLORURI	NO	68.371.724	21.865,60
	COD	NO	56.284	18
	FERRO	NO	1.223	0,391
	FLUORURI	NO	6.942	2,22
	MANGANESE	NO	184	0,059
	NICHEL	SI, P	3	0,001
	PIOMBO	SI, P	13	0,004
	RAME	NO	3	0,001
	SOLFATI	NO	8.198.753	2.622
	STAGNO	NO	3	0,001
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	250	0,08
	ZINCO	NO	31	0,01

Note:

(1) Valori riportati in scheda B. 10.1 della domanda di A.I.A. Stabilimento EniPower di Taranto (rif. scarico parziale "SC1")



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Capacità produttiva

Scarichi parziali ⁽¹⁾	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
SCARICO A	ALLUMINIO	NO	12.835,00	≤ 1
	AZOTO AMM.	NO	192.525,00	≤ 15
	AZOTO NITROSO	NO	7.701,00	≤ 0,6
	AZOTO NITRICO	NO	258.700,00	≤ 20
	ARSENICO	SI	6.417,50	≤ 0,5
	BOD	NO	513.400,00	≤ 40
	CADMIO	SI, PP	256,70	≤ 0,02
	CIANURI TOTALI	NO	6.417,50	≤ 0,5
	COD	NO	2.053.600,00	≤ 160
	CROMO E COMP.	SI	25.670,00	≤ 2
	CROMO VI	SI	2.567,00	≤ 0,2
	FENOLI	NO	6.417,50	≤ 0,5
	FERRO	NO	25.670,00	≤ 2
	FLUORURI	NO	77.010,00	≤ 6
	IPA	SI, PP	1,28	≤ 0,0001
	MERCURIO	SI, PP	64,18	≤ 0,005
	NICHEL	SI, P	25.670,00	≤ 2
	OLI MINERALI	NO	64.175,00	≤ 5
	PIOMBO	SI, P	2.567,00	≤ 0,2
	RAME	NO	1.283,50	≤ 0,1
SELENIO	NO	385,05	≤ 0,03	
STAGNO	NO	128.350,00	≤ 10	
ZINCO	NO	6.417,50	≤ 0,5	

Note:

(1) Lo "scarico A" è lo scarico finale



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
WR	ALLUMINIO	NO	165,00	≤ 1
	AZOTO AMM.	NO	2.475,00	≤ 15
	AZOTO NITROSO	NO	99,00	≤ 0,6
	AZOTO NITRICO	NO	3.300,00	≤ 20
	ARSENICO	SI	82,50	≤ 0,5
	BOD	NO	6.600,00	≤ 40
	CADMIO	SI, PP	3,30	≤ 0,02
	CIANURI TOTALI	NO	82,50	≤ 0,5
	CROMO E COMP.	SI	330,00	≤ 2
	CROMO VI	SI	33,00	≤ 0,2
	FENOLI	NO	82,50	≤ 0,5
	FERRO	NO	330,00	≤ 2
	FLUORURI	NO	980,00	≤ 6
	IPA	SI, PP	0,02	≤ 0,0001
	MERCURIO	SI, PP	0,83	≤ 0,005
	NICHEL	SI, P	330,00	≤ 2
	PIOMBO	SI, P	33,00	≤ 0,2
	RAME	NO	16,50	≤ 0,1
	SELENIO	NO	4,95	≤ 0,03
	SOLFURI	NO	165,00	≤ 1
	STAGNO	NO	1.650,00	≤ 10
	ZINCO	NO	82,50	≤ 0,5
	BTEX	SI, P	8,25	≤ 0,05
	MTBE	SI, P	82,50	≤ 0,5
	COD	NO	26.400,00	≤ 160
	OLI MINERALI	NO	16,50	≤ 0,1
	TDS	NO	9.735.000,00	≤ 59.000



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
UB ⁽¹⁾	ALLUMINIO	NO	670,00	≤ 1
	AZOTO AMM.	NO	10.050,00	≤ 15
	AZOTO NITROSO	NO	402,00	≤ 0,6
	AZOTO NITRICO	NO	13.400,00	≤ 20
	ARSENICO	SI	335,00	≤ 0,5
	BOD	NO	26.800,00	≤ 40
	CADMIO	SI, PP	13,40	≤ 0,02
	CIANURI TOTALI	NO	335,00	≤ 0,5
	COD	NO	107.200,00	≤ 160
	CROMO E COMP.	SI	1.340,00	≤ 2
	CROMO VI	SI	134,00	≤ 0,2
	FENOLI	NO	335,00	≤ 0,5
	FERRO	NO	1.340,00	≤ 2
	FLUORURI	NO	4.020,00	≤ 6
	IPA	SI, PP	0,07	≤ 0,0001
	MERCURIO	SI, PP	3,35	≤ 0,005
	NICHEL	SI, P	1.340,00	≤ 2
	OLI MINERALI	NO	3.350,00	≤ 5
	POMBO	SI, P	134,00	≤ 0,2
	RAME	NO	67,00	≤ 0,1
SELENIO	NO	20,10	≤ 0,03	
SOLFURI	NO	670,00	≤ 1	
STAGNO	NO	6.700,00	≤ 10	
ZINCO	NO	335,00	≤ 0,5	

Note

(1) Scarico discontinuo



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l ¹⁾
AR	BOD	NO	8.439,81	1
	CLORURI	NO	190.001.964,84	22.521,60
	COD	NO	53.170,77	6,3
	FERRO	NO	8,44	0,001
	FLUORURI	NO	11.646,93	1,38
	MANGANESE	NO	8,44	0,001
	NICHEL	SI, P	8,44	0,001
	PIOMBO	SI, P	8,44	0,001
	RAME	NO	8,44	0,001
	SOLFATI	NO	28.442.144,47	3.370,00
	SOLFURI	NO	590,79	0,07
	SELENIO	NO	8,44	0,001
	STAGNO	NO	8,44	0,001
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	843,98	0,1
	ZINCO	NO	8,44	0,001

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
AR EniPower	BOD	NO	10.019	3,2
	CLORURI	NO	77.845.789,31	21.865,60
	COD	NO	56.356	18
	FERRO	NO	1.224	0,391
	FLUORURI	NO	6.951	2,22
	MANGANESE	NO	185	0,059
	NICHEL	SI, P	3	0,001
	PIOMBO	SI, P	13	0,004
	RAME	NO	3	0,001
	SOLFATI	NO	8.209.246	2.622
	STAGNO	NO	3	0,001
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	250	0,08
	ZINCO	NO	31	0,01



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Come visto in precedenza, l'assetto dei trattamenti acque è stato oggetto di deliberazione ministeriale nell'ambito delle procedure di bonifica. L'assetto autorizzato vede un trattamento congiunto dei reflui di stabilimento e delle acque di falda con una sezione di recupero delle acque trattate per la produzione di acqua dissalata da fornire alla CTE di proprietà EniPower. Tale configurazione, approvata con l'obiettivo di una riduzione degli scarichi complessivi nell'ambiente dallo scarico A, sembrerebbe non completamente ottimizzata. Infatti il Gestore ha presentato da un lato una proposta di Variante in attesa di autorizzazione, descritta più approfonditamente nel successivo capitolo 4, e che prevede i seguenti adeguamenti:

- separazione delle acque di falda mediante rete segregata e stoccaggi dedicati (prima e dopo pretrattamento)
- pretrattamento (filtrazione su sabbia e carboni attivi) dedicato delle acque di falda segregate prima dell'invio all'impianto Water Reuse.
- potenziamento dell'attuale sezione di ultrafiltrazione (incremento complessivo del 33% dell'attuale superficie di filtrazione per limitare eventuali riduzioni di capacità o up-sets del Water Reuse).
- inserimento di una nuova batteria di filtrazione su carbone attivo in uscita dal TAE A (per il trattamento delle sole acque reflue di Raffineria).
- Inserimento di strumentazione di analisi on-line della qualità in uscita dal TAE A (TOC, torbidità), per la corretta gestione di eventuali emergenze con scarico dell'effluente biologico a mare o ricircolo in testa all'impianto TAE A.
- Potenziamento del trattamento biologico esistente.

La tipologia di interventi proposti sembra sottendere una relativa frequenza di fuori servizio dell'impianto di Water reuse, presumibilmente legata alle caratteristiche delle acque alimentate che quindi andrebbero migliorate con gli interventi proposti.

Tale situazione sembra avvalorata dal fatto che il Gestore, nelle more dell'autorizzazione e della realizzazione della Variante stessa ha specificato una modalità operativa, in casi di funzionamento anomalo, con lo scarico a mare degli effluenti attivando delle procedure di comunicazione agli Enti competenti.

In definitiva gli obiettivi alla base della configurazione autorizzata in sede di bonifica di trattamento combinato di acque di falda e di processo, facilitare il recupero riducendo il carico inquinante allo scarico A senza la realizzazione di un impianto per il trattamento di acque di falda dedicato, non sembrano conseguibili con continuità nell'impianto con la conseguente proposta di Variante. Dal punto di vista dell'istruttoria non esistono inoltre tempistiche certe riguardo alla realizzazione della nuova configurazione in quanto il Gestore ha, ovviamente, definito delle tempistiche che sono funzione dell'approvazione della Variante.

L'esercizio dell'impianto "*Water Reuse*" di Raffineria, che non include trattamenti di scambio ionico, produce i seguenti residui di trattamento:

- "*Rigetto della sezione di osmosi inversa*". Tale refluco costituisce circa il 30% della portata in ingresso impianto. In uscita dal Water Reuse è inviato ad una fase di affinamento con filtrazione su carboni attivi e successivamente scaricato in mare conformemente ai limiti normativi e secondo quanto previsto dal Decreto del 02/09/2004 del Ministero Ambiente di concerto con il Ministero della Salute e con il Ministero delle Attività Produttive, relativo al "Progetto di bonifica della falda acquifera sottostante la Raffineria ENI R&M di Taranto";



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- **“Rigetto della sezione di Ultrafiltrazione”**. L’Ultrafiltrazione consente l’abbattimento dei solidi sospesi/dispersi nell’acqua da trattare. Il rigetto è costituito da fanghi che sono inviati all’unità di ispessimento e disidratazione fanghi del TAE A per poi essere inviati a smaltimento presso centri autorizzati esterni alla Raffineria secondo le disposizioni di legge.

2.6.1 Sostanze inquinanti pertinenti

La tabella seguente riporta le indicazioni del gestore relativamente all’elenco delle sostanze che caratterizzano le emissioni in acqua della Raffineria di Taranto, specificando per ogni parametro l’inclusione nell’allegato III del D. Lgs. 59/2005 e la pertinenza rispetto all’attività produttiva esistente. Inoltre le tabelle specificano una valutazione di pertinenza anche per tutte quelle sostanze incluse nell’allegato III e non monitorate dalla Raffineria al fine di verificare la consistenza rispetto al ciclo produttivo di Raffineria.

Dall’analisi condotta si evince che tutte le sostanze pertinenti identificate sono incluse nel piano di monitoraggio sistematico della Raffineria in quanto considerate, in concomitanza con le Autorità competenti, significative per la realtà produttiva in esame. La significatività è stata determinata dal gestore sulla base del ciclo produttivo di Raffineria, delle materie utilizzate, della quantità di inquinante emessa e dalla classe di pericolosità, fattori principali che influenzano l’impatto ambientale delle emissioni sul territorio circostante.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

	Parametro - Matrice Acqua	Classificazione Allegato III D. Lgs. 59/05	Pertinenza	
Monitorato dalla R	ROD	-	SI	Allegato III D. Lgs. 59/05 Acqua 1. Composti organofosforati e sostanze che possono dar luogo ad inquinazione idrica 2. Composti organofluorati 3. Composti organici dello stagno 4. Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutageno o tali da poter influire sulla riproduzione in ambiente idrico o con il concorso dello stagno 5. Idrocarburi persistenti e sostanze organiche tossiche persistenti e bioaccumulabili 6. Cloruri 7. Metall e loro composti 8. Anioni e suoi composti 9. Basi e prodotti fitofarmaci 10. Materie in sospensione 11. Sostanze che contribuiscono all'eutrofizzazione (fitoni e fosfori, in particolare) 12. Sostanze che esercitano un'influenza sfavorevole sul fondo di ostrione (misurabili con parametri quali ROD, COD)
Monitorato dalla R	COO	-	SI	
Monitorato dalla R	SS T	10	SI	
Monitorato dalla R	OI minerali	-	SI	
Monitorato dalla R	Azoto Totale	11	SI	
Monitorato dalla R	Azoto Ammoniacale	11	SI	
Monitorato dalla R	Azoto Nitrico	11	SI	
Monitorato dalla R	Azoto Nitroso	11	SI	
Monitorato dalla R	Cationi Totali (come Ca)	6	SI	
Monitorato dalla R	Cloruri	-	SI	
Monitorato dalla R	Cromo VI	4, 7	SI	
Monitorato dalla R	Fluoruri	-	SI	
Monitorato dalla R	Fosforo Totale (come P)	11	SI	
Monitorato dalla R	Solfati (come SO4)	-	SI	
Monitorato dalla R	Solfati (come SO3)	-	SI	
Monitorato dalla R	Solfuri (H2S)	-	SI	
Monitorato dalla R	Ferri Totali	12	SI	
Monitorato dalla R	Ferri solubili Totali	-	SI	
Monitorato dalla R	Idrocarburi Totali	12	SI	
Monitorato dalla R	Alluminio	7	SI	
Monitorato dalla R	Cadmio	7	SI	
Monitorato dalla R	Cromo Totale	7	SI	
Monitorato dalla R	Ferro	7	SI	
Monitorato dalla R	Manganese	7	SI	
Monitorato dalla R	Nichel	4, 7	SI	
Monitorato dalla R	Piombo	7	SI	
Monitorato dalla R	Rame	7	SI	
Monitorato dalla R	Zinco	7	SI	
Monitorato dalla R	Stagno	7	SI	
Monitorato dalla R	Arsenico	4, 8	SI	
Monitorato dalla R	Mercurio	7	SI	
Monitorato dalla R	Solventi Aromatici Totali	4, 12	SI	
Monitorato dalla R	Xilene	12	SI	
Monitorato dalla R	Toluene	12	SI	
Monitorato dalla R	Benzene	4, 12	SI	
Monitorato dalla R	Solventi Clorurati	1	NO	
Monitorato dalla R	IPA	4	SI	
Monitorato dalla R	PCB	1, 4, 5	NO	
Monitorato dalla R	PCDD/PCDF	1, 4, 5	NO	
Monitorato dalla R	Pesticidi Azoarali	9	NO	
Monitorato dalla R	Pesticidi Fosforati	2, 9	NO	
Monitorato dalla R	Aldeidi	-	NO	
Monitorato dalla R	Bario	7	NO	
Monitorato dalla R	Boro	7	NO	
Monitorato dalla R	Grassi e oli animali/vegetali	-	NO	
Monitorato dalla R	Idrocarburi disciolti o emulsionati	5	SI	
Monitorato dalla R	MTBE	-	SI	
Monitorato dalla R	Nichelso	7	NO	
Monitorato dalla R	SELENIO	7	NO	

2.7 Rifiuti

Sono state dichiarate oltre 60 diverse tipologie di rifiuti prodotti dalla Raffineria. Alcune di queste tipologie sono tipicamente originate dal processo mentre altre tipologie da attività connesse al processo.

Sono presenti in stabilimento 5 aree dedicate al deposito temporaneo dei rifiuti con una capacità complessiva di stoccaggio pari a 4650 m3.

Il gestore ha fornito dati riguardanti l'anno 2005 e alla capacità produttiva. Stante la rilevanza dal punto di vista autorizzativo e di dimensionamento dei sistemi di stoccaggio, si riportano nella tabella seguente i dati relativi alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Produzione di rifiuti alla capacità produttiva.

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
050103* (NOTA 4)	Morchie fondame serbatoi	Fangoso palabile	5.000.000	3	A4	Fusti - Sfuso in scarrabile	D15/D14/D9/D10/D1/D5
050103*	Morchie fondame serbatoi	liquido	500.000	3	A4	Fusti	D15/D14/D9/D10
050105*	perdite di olio	Liquido	1.000	1-2-3-4	A4	Fusti	D15/D14/D9/D10
050106*	Fango da manutenzione apparecchiature	liquido	1.000.000	1-2-3-4	A4	Fusti	D15/D14/D9/D10
050106* (NOTA 4)	Fango da manutenzione apparecchiature	Fangoso palabile	1.000.000	1-2-3-4	A4	Fusti - Sfuso in scarrabile	D15/D14/D9/D10/D1/D5
050107*	Catrami acidi	Fangoso palabile	100.000	1	A4	fusti	D15/D14/D9/D10/D1
050108*	Altri catrami	Solido non polverulento	150.000	1	A4	Fusti/sfuso in scarrabile	D15/D9/D10/D1/D5
050109* o 050110 (NOTA 5)	Fango da impianto Trattamento Acque	Fangoso palabile	3.500.000	4	A4 (NOTA 2)	Sfuso in scarrabile	D15/D14/D9/D10/D1/D5
050116	rifiuti contenenti zolfo prodotti dalla desolforizzazione del petrolio	Solido non polverulento	100.000	1-3	A4	fusti	D15/D14/D9/D10/R13/D5
050117	bitume	Solido non polverulento	500.000	3	A4	fusti	D15/D14/D10/D9/D1/D5
060399	Fialete drager	Solido non polverulento	500	1	A4	Big bag/contenitori di cartone	D15/D1/D10
061302*	Carbone attivo	Solido polverulento	1.000.000	3	A4	Fusti/big bag	D15/D9/D10/D1
070101	Soluzioni di lavaggio e acque madri	liquido	50.000	1-2	A4 (NOTA 2)	Bulk/sfuso in cisterna	D15/D9/D10
080318	Toner per stampanti esaurito	Solido non polverulento	500	1-2-3	A4	contenitori di cartone	D15

100101*	ceneri pesanti, scorie o polveri di caldaia (tranne la polvere di caldaia di cui alla voce 100104)	Solido polverulento	10.000	1-2	A4	Fusti/big bag	D15/R13/R4/D5
100104*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Solido polverulento	25.000	1-2	A4	Fusti/big bag	D15/R13/R4/D5
100122*	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie contenenti sostanze pericolose	liquido	150.000	1-2	A4 (NOTA 2)	Sfuso in sistema/bulk	D15/D8/D9
100123	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie	liquido	150.000	1-2	A4 (NOTA 2)	Sfuso in sistema/bulk	D15/D8/D9
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	Solido polverulento/solido non polverulento	500.000	1-2-3-4	A4	Big bag/fusti/cassoni	D15/D9/D8/D1
130208*	olio lubrificante esausto	Liquido	100.000	1-2-3-4	A4	Fusti/bulk	R13
130307*	Oli minerali isolanti e termoisolanti non clorurati	Liquido	25.000	1-2-3	A4	Fusti/bulk	R13
130899	Rifiuti non specificati altrimenti	Liquido	10.000	3	A4 (NOTA 2)	Fusti/bulk	D15/D9
150110*	Imballaggi contaminati (vetro, legno, plastica, ferro)	Solido polverulento non	250.000	1-2-3-4	A4	Sfuso Sfuso in scarrabile	D15/D1/D5/D10/D9
150102	Imballaggi in plastica	Solido non polverulento	50.000	1-2-3-4	A4	Sfuso Sfuso in scarrabile	R13
150104	Imballaggi metallici	Solido non polverulento	5.000	1-2-3-4	A4	Sfuso Sfuso in scarrabile	R13



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
150103	imballaggi in legno	Solido non polverulento	100.000	1-2-3-4	A4	Sfuso Sfuso in scarrabile	R13
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	200.000 (NOTA 6)	1-2-3-4	A4	Big bag/fusti	D15/D1/D5/D10/D9
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alla voce 160209-160212	Solido non polverulento	10.000	1-2-3-4	A1 - A4	Sfuso/sfuso scarrabile in	R13
160305*	carbone	Solido polverulento	150.000	1	A4	Sfuso in scarrabile	D15/D1/D9/D10
160214	Apparecchiature fuori uso diverse da quelli di cui alla voce 160209-160213	Solido non polverulento	10.000	1-2-3-4	A1 - A4	Sfuso/sfuso scarrabile in	R13
160215*	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso	Solido non polverulento	2.500	1-2-3-4	A1 - A4	Sfuso/sfuso scarrabile in	R13
160216	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso diversi da quelli di cui alla voce 160215	Solido non polverulento	2.500	1-2-3-4	A1 - A4	Sfuso/sfuso scarrabile in	R13

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
160601	Batterie al Piombo	Solido non polverulento	2.500	1	A4	Sfuso/sfuso scarrabile in	R13
160602	Pile e Batterie al nichel-cadmio	Solido non polverulento	2.500	1	A4	Sfuso/Apposito contenitore	D15/R13
160605	Altre batterie d'accumulatori	Solido non polverulento	2.500	1	A4	Sfuso/Apposito contenitore	D15/R13
170503	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	3.000.000	1-2-3-4	A4	sfuso scarrabile/fusti in	D1/D9/D15/D10
170504	Terre e rocce diverse da quelle di cui al CER 170503*	Solido non polverulento	1.000.000	1-2-3-4	A4	sfuso scarrabile/fusti in	D15/D1/D9/R13
170601*	Materiali isolanti contenenti amianto	Solido non polverulento	1.500	1-2	A4	Big bag	D15
170603*	Materiali contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido non polverulento	250.000	1-2-3	A1-A4	Big bag	D15/D1/D9
170903*	Rifiuti per l'attività di demolizione e costruzione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	250.000	1-2-3-4-5	A4	Sfuso scarrabile/fusti in	D1/D15
170904	Rifiuti misti per l'attività di demolizione e costruzione diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902, 170903	Solido non polverulento	500.000	1-2-3-4-5	A4	Sfuso scarrabile/fusti in	D1/R13



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

180103*	Rifiuti sanitari (che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni)	Solido non polverulento	100	1-2-3-4-5	NOTA 3	Contenitori appositi	D10
190806*	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Solido non polverulento	1.000	2-4	A4	Fusti/sfuso scarrabili	D9-D15-D1
190904	Carbone attivo esaurito (prodotto da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Solido polverulento/solido non polverulento	800.000	2-4	A4	Fusti/sfuso scarrabili	D9-D15-D1
190905	Resine a scambio ionico saturate o esaurite (da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Solido non polverulento	1.000	2-4	A4	Fusti/sfuso scarrabili	D9-D15-D1
190899	Liquami civili	liquido	150.000	3	NOTA 3	Sfuso in cisterna	D8/D9
191308 Oppure 191307*	Acqua di falda derivante dall'attività di Messa in Sicurezza della Raffineria ai sensi del D.M. 471/99 (oggi sostituito dal D.Lgs 152/06)	liquido	595.680.000	1-2-3-4-5	(NOTA 1)	Sfuso in cisterna	D8/D9
200101	Carta e cartone	Solido non polverulento	100.000	1-2-3-4	A4	Sfuso/sfuso scarrabile	R13
200121	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	2.000	1-2-3-4	A4	Sfuso/in cartoni	D15/D1
200301	Rifiuti assimilabili agli urbani	Solido non polverulento	500.000	1-2-3-4	A2	sfuso/sfuso scarrabile	D15/R3

120116*	materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	Solido polverulento/solido non polverulento	50.000	1-2-3-4	A4	Big bag/fusti/cassoni	D15/D9/D8/D1
200102	vetro	Solido non polverulento	1.000	1-2	A4	sfuso/sfuso in scarrabile	R13
150106	Imballaggi misti	Solido non polverulento	5.000	1-2-3-4	A4	sfuso/sfuso in scarrabile	R13/D15/D14/D1
160604	batterie alcaline	Solido non polverulento	2.500	4	A4	Sfuso/Apposito contenitore	D15/R13
160801	Catalizzatori esauriti contenenti oro, argento, renio, rodio, paladio, iridio e platino (tranne CER 160807*)	Solido non polverulento	100.000	1	A5	fusti	R4/R13
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Solido non polverulento	2.000.000	1	A5	fusti	D9/D15/R13/R4
160803	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione o composti di metalli di transizione non specificati altrimenti	Solido non polverulento	50.000	1	A5	fusti	D9/D15/R13/R4/D5

Handwritten signature



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Solido polverulento non	300.000	1	A5	fusti	D9/D15/R13/R4
161105*	Rivestimenti e materiali refrattari contenenti sostanze pericolose	Solido polverulento/solido polverulento	100.000	1-2	A4	Sfuso in scarrabile	D1/D9/D15
161106	Rivestimenti e materiali refrattari	Solido polverulento/solido polverulento	1.000.000	1-2	A4	Sfuso in scarrabile	D1/D15/R13
170402	Rottami di alluminio	Solido polverulento non	50.000	1-2-3-4	A1	Sfuso/sfuso in scarrabile	R13
170405	Rottami di ferro e acciaio	Solido polverulento non	3.500.000	1-2-3-4	A1 - A4	Sfuso/sfuso in scarrabile	R13
170409*	Rottami metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido polverulento non	250.000	1-2-3-4	A4	Sfuso/sfuso in scarrabile	D15/D9/D1/D10
170411	Cavi elettrici	Solido polverulento non	100.000	1-2-3-4	A1	Sfuso/sfuso in scarrabile	R13

In generale le tipologie di rifiuti prodotti dalla Raffineria possono essere soggette a variazioni sia in termini di stato fisico che di quantità in funzione delle necessità manutentive. Inoltre le destinazioni dei rifiuti possono subire modifiche rispetto a quelle indicate in tabelle a seguito di variazioni contrattuali e comunque di aggiornamenti normativi.

NOTA 1:

Trattasi di acqua di falda emunta dagli sbarramenti idraulici di Raffineria che viene normalmente inviata a trattamento c/o il TAE A attraverso la rete fognaria dello stabilimento, pertanto non viene effettuata operazione di deposito temporaneo. In casi eccezionali, qualora non sia possibile trattare l'acqua di falda al TAE A, l'acqua di falda viene emunta e smaltita c/o impianti esterni alla Raffineria autorizzati ai sensi della normativa vigente.

NOTA 2: rifiuto normalmente inviato a smaltimento senza passare attraverso le aree adibite al deposito temporaneo, fermo restando l'applicazione di quanto previsto dal D.Lgs 152/06 in termini di registrazione del rifiuto. Il rifiuto infatti viene raccolto in appositi contenitori situati nel luogo di produzione del rifiuto.

NOTA 3: rifiuto che viene inviato a smaltimento senza passare attraverso le aree adibite al deposito temporaneo.

NOTA 4: rifiuto che può essere prodotto anche mediante utilizzo di impianti mobili di trattamento rifiuti (es centrifughe mobili).

NOTA 5: rifiuto derivante da attività di centrifugazione fanghi impianto biologico. L'attività di centrifugazione è affidata in gestione a ditta terza.

(NOTA 6): compresa la sabbia dei filtri a sabbia del TAE

La raffineria si avvale di aree di deposito temporaneo dei rifiuti per la messa a dimora dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno:

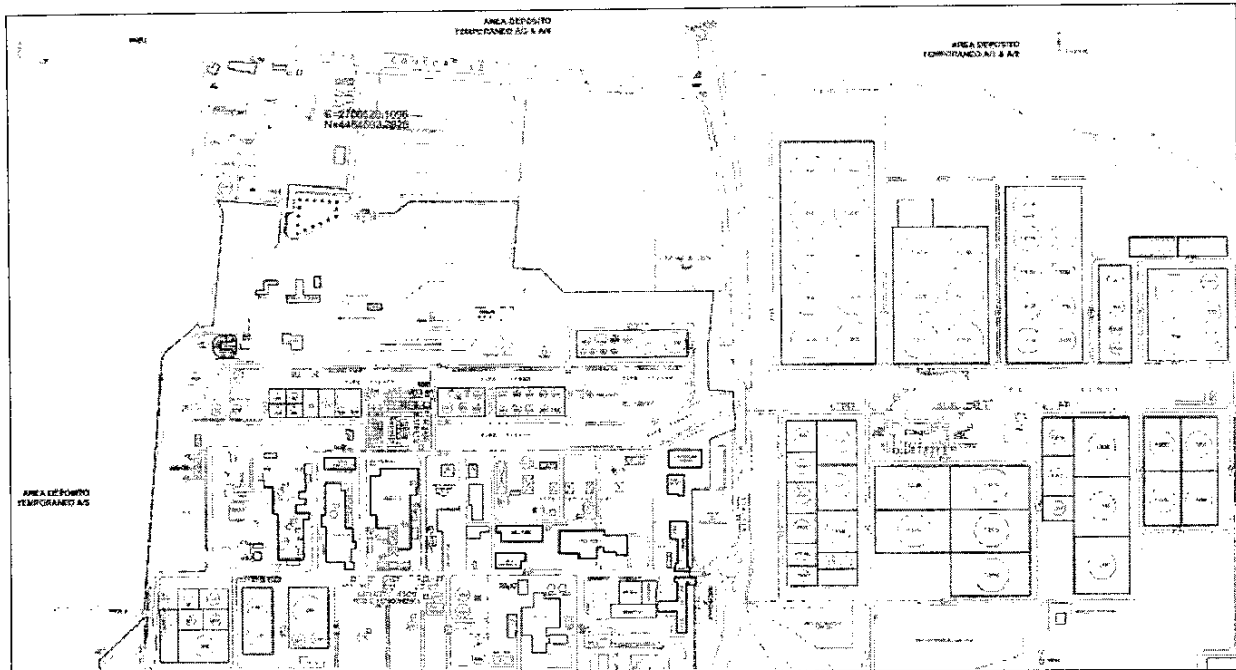
- A1: Area di accumulo per rottame di ferro, materiale elettrico e lana di roccia, non contaminato (area in prossimità dei serbatoi T-3123 e T-3222);
- A2: Area di accumulo per legno e assimilabili agli urbani vari non contaminati (area in prossimità dei serbatoi T-3222 e T-3213);
- A3: Area di accumulo per fusti e bulk vuoti contaminati (area adiacente ai serbatoi T-3149 e T-3150);
- A4: Area di accumulo fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali contaminati da sostanze pericolose, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi;
- A5: Area di accumulo per catalizzatori esausti (area sita in prossimità del Varco di Ingresso N°3);
- A 6: area deposito temporaneo rifiuti prodotti all'interno dello Stabilimento GPL.

Le aree adibite a depositi temporanei sono pavimentate ed impermeabilizzate, dotate di cordolo sull'intero perimetro e di pozzetti di raccolta delle acque, delimitate da recinzione. L'area A 6 è all'interno di un locale chiuso.

Nello stralcio planimetrico seguente sono indicate le aree di stoccaggio da A1 ad A5 con georeferenziazione.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO



Aree di stoccaggio rifiuti A1-A5

La gestione dei depositi temporanei avviene secondo precisi limiti temporali, definiti ai sensi della normativa vigente. In caso di attività che comportino la produzione di ingenti quantità di rifiuti, questi possono essere inviati a smaltimento senza passare attraverso le aree adibite al deposito temporaneo di cui sopra, fermo restando l'applicazione di quanto previsto dal D.Lgs 152/06 in termini di registrazione del rifiuto e gestione dello stesso. In particolare all'interno dello Stabilimento GPL ci sono due aree pavimentate nelle quali vengono raccolti, a mezzo cassoni e cisterne, rottami ferrosi e acqua di falda (area A7 e area A8) da inviare a smaltimento.

L'acqua di falda emunta dagli sbarramenti idraulici di Raffineria (attività di Messa in Sicurezza d'Emergenza ai sensi del D.Lgs 152/06 parte quarta titolo V -ex D.M. 471/99) viene inviata attraverso la rete fognaria di Raffineria a trattamento c/o il TAE A. Qualora ciò non fosse possibile (es. per attività manutentive sul TAE A), l'acqua di falda viene raccolta e smaltita presso impianti esterni autorizzati.

Le modalità di gestione in atto sono diversificate in funzione delle singole tipologie di rifiuti, come nel seguito indicato e sono diffusamente trattate nella relativa procedura del SGA 10 (vedi Allegato E.3 all'istanza di AIA).

2.8 Rumore

L'aspetto del rumore è trasversale rispetto alle unità da considerare in quanto, se risulta possibile individuare all'interno delle singole unità le sorgenti di tipo rumoroso, il clima acustico complessivo risulta dalla combinazione di tutte le sorgenti presenti nel sito. Da notare inoltre che la centrale EniPower coinsediata contribuisce anch'essa all'impatto sonoro complessivo.

Le informazioni fornite si riferiscono alle indagini relative alle emissioni acustiche delle sorgenti ad 1 m, indagini effettuate in relazione alla normativa che regola la sicurezza sul lavoro, mentre i dati



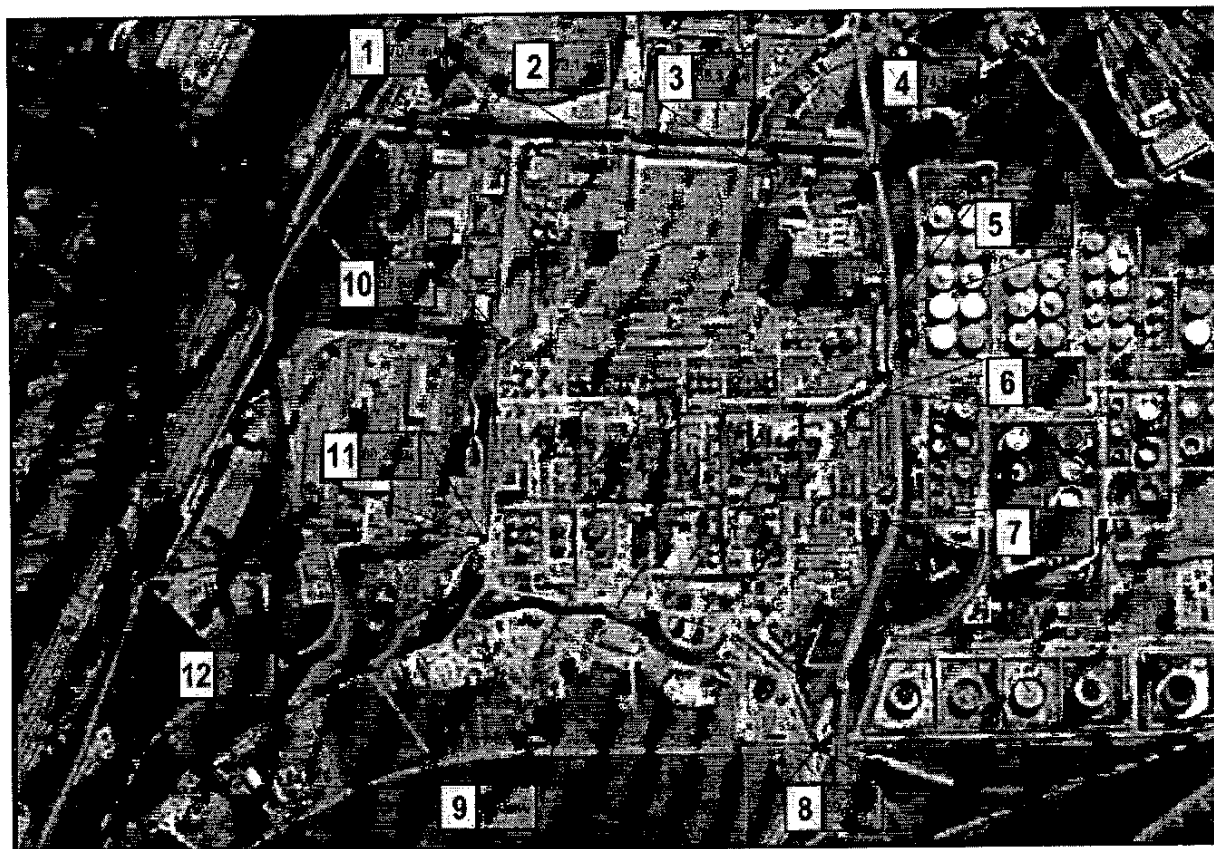
Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

forniti riguardo le immissioni all'esterno dello stabilimento sono relativi allo studio di impatto ambientale per le modifiche Autoil. La documentazione fornita si riferisce a tre campagne di misure acustiche, una prima il giorno 16 gennaio 2001, una seconda il giorno 12 febbraio 2001 ed una terza il giorno 7 giugno 2006. Nella documentazione presentata vengono illustrati i risultati di tali campagne di misura. Occorre sottolineare come l'utilizzo del parametro LN90 non consente di analizzare in maniera esaustiva l'andamento delle emissioni sonore.

Dai risultati delle indagini emergono in alcuni casi valori piuttosto elevati, che non sono univocamente riconducibili alle attività di raffineria, vista la compresenza nel sito di altri impianti industriali e l'attraversamento da parte della S.S. Jonica.

Nella figura seguente vengono riportate le postazioni di misura e, a titolo di esempio, i risultati in termini di $Leq(A)$ per la campagna di monitoraggio di giugno 2006.

Monitoraggio acustico, campagna giugno 2006, $Leq(A)$ diurno nelle postazioni di misura al confine di stabilimento



2.9 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Gli aspetti trattati in questo paragrafo sono trasversali rispetto alle unità da considerare anche se nelle raffinerie sono legati essenzialmente ad eventuali contaminazioni provenienti dai parchi serbatoi e, per quanto riguarda la bonifica della falda, all'emungimento ed al trattamento delle acque contaminate.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Le attività di bonifica sono state già trattate ampiamente in altri paragrafi della presente relazione, anche per la loro interconnessione con la gestione dello stabilimento, come ad es. per il trattamento delle acque di falda.

2.10 Odori

L'aspetto degli odori è trasversale rispetto alle unità da considerare in quanto eventuali emissioni odorose possono essere individuate sia nelle unità di processo, che nelle utilities che negli stoccaggi.

Il Gestore ha identificato come unica sorgente di odori una delle apparecchiature dell'impianto trattamento acque, come descritto nella tabella seguente.

Sorgenti note di odori		<input checked="" type="checkbox"/> SI				
		<input type="checkbox"/> NO				
Ci sono segnalazioni passate di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto?		<input type="checkbox"/> SI				
		<input checked="" type="checkbox"/> NO				
Descrizione delle sorgenti						
Sorgente	Localizzazione	Tipologia	Persistenza	Intensità	Estensione della zona di perceibilità	Sistemi di contenimento
1	Vasca separazione oli	COV	SI	Percettibile	15-20 m	Barriera neutralizzazione di odori

In realtà nell'area di Taranto risultano problematiche di odori, non univocamente riconducibili alle attività di raffinaria.

Peraltro, come visto nel paragrafo 3.4.1 problemi di odori sono stati affrontati dal Gestore anche in relazione alle operazioni di carico delle navi, adottando una procedura illustrata nel citato paragrafo.

2.11 Altre criticità

Come in molte raffinerie italiane, una criticità aggiuntiva è costituita dalla compresenza nel sito di una CTE in capo ad altro Gestore. Le interconnessioni tra i due stabilimenti sono molto strette anche per la storia impiantistica che vedeva i due impianti come un singolo stabilimento

Il Gestore ha dichiarato che la Raffinaria di Taranto ha in corso un procedimento giudiziario di natura ambientale per "inquinamento atmosferico da polveri". Il procedimento è rivolto in maniera generale a tutto l'insediamento industriale presente nell'area, ed in particolare nei confronti delle tre aziende più rilevanti, ILVA, Cementir e Agip-Petroli (oggi Eni S.p.A. DIV. R.&M.).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3. Impianto da autorizzare e proposte del gestore

Il Gestore ha progettato la realizzazione di nuovi impianti al fine di integrare e potenziare l'assetto impiantistico attuale.

Tali impianti saranno realizzati in due fasi distinte e modificheranno il ciclo produttivo per adeguarsi alle prescrizioni della recente normativa europea che prescrive di utilizzare, dal 2005, benzine e gasoli con un contenuto di zolfo totale non superiore ai 50 ppm in peso, mentre dal 2009 detto limite sarà ridotto a 10 ppm con un contemporaneo incremento di produzione.

3.1 Modifiche "Autoil"

Il primo progetto di modifica consiste essenzialmente nella integrazione di un'unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU. Costituiranno parte integrante del progetto un nuovo impianto idrogeno, un nuovo impianto Claus con unità TGTU (Tail Gas Treatment Unit) per il recupero dello zolfo, e un nuovo sistema di blow-down e torce.

L'assetto produttivo futuro prevede:

- l'installazione di un nuovo impianto Hydrocracking (HCR), integrato con l'esistente impianto RHU (Impianto di idroconversione residui);
- la realizzazione di impianti ausiliari necessari al nuovo assetto di Raffineria, comprendenti:
 - impianto di recupero zolfo (unità Claus e unità TGTU);
 - impianto idrogeno;
 - torcia;
 - gasdotto per la fornitura di gas metano dalla rete Snam.

Gli adeguamenti impiantistici sopra descritti, necessari per conformarsi con le sopra citate direttive "auto oil", consentiranno di fornire al mercato prodotti fortemente meno inquinanti degli attuali. Tali adeguamenti sono stati abbinati con la realizzazione del gasdotto per la fornitura di gas metano dalla rete Snam.

Con Decreto DSA-DEC-2007-000894 del 19/11/2007 è stato espresso parere favorevole dal MATTM circa la compatibilità ambientale relativa alla realizzazione del progetto. Tali modifiche sono state pertanto considerate nel corso del lavoro istruttorio.

Vengono ora descritte sinteticamente le modifiche, così come riportate nel Decreto di compatibilità ambientale.

Installazione di un nuovo impianto Hydrocracking (HCR), integrato con l'esistente impianto RHU (Impianto di idroconversione residui)

L'impianto di Hydrocracking (HCR), di capacità media di 2500 t/g, si va ad integrare con l'impianto esistente di idrodesolforazione e conversione del residuo (RHU) con l'obiettivo di produrre un olio diesel a basso contenuto di zolfo (meno di 4 ppm) e di azoto (meno di 1 ppm) per ottimizzare la conversione globale della Raffineria.

L'impianto Hydrocracking sarà alimentato principalmente dal gasolio pesante da vuoto (circa 1.900 t/g con taglio 370 - 520 °C), proveniente dalla sezione vuoto dell'unità RHU, attualmente in parte alimentato al Thermal Cracking (TSTC). La rimanente carica secondaria sarà il gasolio pesante da



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

vuoto prodotto dal Flash Vacuum (circa 600 t/g con taglio 370 – 410 °C), proveniente dall'unità di distillazione atmosferica.

Oltre alla produzione di gasolio pregiato di altissima qualità, come prodotti secondari della conversione si otterranno gas di raffineria, GPL e benzine. Il nuovo impianto HCR-RHU è dotato di due forni alimentati a fuel gas della potenza complessiva di 35 MW; i fumi di combustione prodotti saranno convogliati al camino esistente denominato E8.

La nuova unità sarà composta da una sezione di alimentazione, una sezione di reazione, una sezione di separazione e ricircolo dell'idrogeno non reagito.

Sezione di alimentazione. La sezione di alimentazione del reattore HCR tratterà la corrente di gasolio da vuoto desolfurato proveniente dall'unità esistente di idrodesolforazione e conversione del residuo (RHU), unita alla corrente di gasolio da vuoto proveniente dall'unità di distillazione sotto vuoto o da serbatoio.

Sezione di Reazione (HCR). La sezione di reazione HCR contiene il reattore di hydrocracking in un circuito ad alta pressione. Il reattore, al 95% di conversione globale, rimuove lo zolfo (meno di 4 ppm), l'azoto (meno di 1 ppm) e riduce il contenuto di aromatici (fino al 6 % in peso).

Sezione di Separazione e Ricircolo dell'Idrogeno non Reagito La sezione di separazione contiene le apparecchiature necessarie per la separazione dell'effluente del reattore dalla corrente di gas ricca di idrogeno non reagito.

Sezione di Distillazione La sezione di distillazione è progettata per separare i prodotti di reazione dell'HCR in: gas acidi, benzine non stabilizzate, diesel e gasolio da vuoto che viene riciclato in alimentazione al reattore.

Sezione di Compressione dell'Idrogeno di Make-Up La sezione di compressione dell'idrogeno di alimentazione è costituita da 4 treni di compressione identici, di 3 stadi di compressione ciascuno: tre treni di compressione sono esistenti, il quarto sarà aggiunto.

Sezione di Stabilizzazione delle Benzine Lo scopo della sezione di stabilizzazione delle benzine è di rimuovere il GPL dalla corrente di alimentazione, costituita dalla nafta proveniente dalle sezioni HCR e RHU;

Impianto idrogeno

Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva di circa 55,000 Nmc/h di idrogeno puro (4,9 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (64 kg/cm²). La materia prima utilizzata da questo impianto sarà il gas naturale della rete Snam RG;

L'impianto di produzione idrogeno sarà suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:

- desolforazione gas naturale;
- reforming;
- conversione di CO (shift section);
- separazione dell'idrogeno (pressure swing adsorption - PSA unit).

Il nuovo impianto idrogeno è dotato di un forno alimentato a gas metano della potenza complessiva di 97 MW; i fumi di combustione prodotti saranno convogliati a un nuovo camino (denominato E9), di altezza pari a 40 m e diametro interno di 2,0 m.

Sezione di Desolforazione. La sezione di desolforazione contiene tre reattori: l'Hydrogenator e due Absorber di H₂S, identici, disposti in serie. Scopo di questa sezione è l'eliminazione dello zolfo



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

contenuto nel gas naturale di alimentazione dell'impianto, velenoso per il catalizzatore di reforming.

Sezione di Reforming. I principali componenti della sezione di reforming sono:

- reattore di Prereforming;
- forno di Reforming;
- Waste Heat Boiler.

La funzione di questa sezione è convertire l'alimentazione di idrocarburi miscelata con vapore a gas di sintesi, contenente principalmente H₂, CO e CO₂, oltre a una piccola quantità di CH₄ non reagito.

Sezione di Shift Converter Il componente principale di questa sezione è il reattore di conversione a media temperatura (MT Shift Converter). Scopo della sezione di Shift è la conversione di CO a CO₂, dalla reazione con H₂O, generando idrogeno.

Raffreddamento del Gas di Processo Il gas di processo uscente dal MT Shift Converter è raffreddato in una serie di scambiatori di calore fino a 35 °C.

Separazione dell'H₂ La funzione di questa sezione è la separazione dell'idrogeno contenuto nel gas di processo, per raggiungere la purezza richiesta.

Generazione di Vapore ad Alta Pressione. Il vapore saturo ad alta pressione (67 kg/cm²) prodotto nella sezione di Reforming è surriscaldato a 475 °C.

Impianto recupero zolfo

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto Claus e di un impianto TGT (Tail Gas Treatment Unit) con l'obiettivo di trattare H₂S e NH₃ provenienti dagli impianti in cui avvengono le reazioni di desolfurazione. Nell'impianto saranno inserite le seguenti sezioni principali, complete di apparecchiature ausiliarie:

- sezione Claus di recupero zolfo dimensionata per trattare il gas acido proveniente dall'impianto di rigenerazione ammina e dagli impianti SWS;
- sezione trattamento del gas di coda proveniente sia dal nuovo Claus che dalle unità Claus esistenti (unità 2000 o 2001);
- sezione di combustione del gas trattato, in uscita dalla sezione TGT;
- sezione di degasaggio dello zolfo prodotto;.

La sezione TGT è dotata di un forno alimentato a fuel gas della potenza di 4 MW; i fumi di combustione saranno inviati a un nuovo camino, denominato E10, di altezza pari a 80 m e diametro di 2 m.

Torcia

Le torce presenti in Raffineria non sono sufficienti per ricevere i fluidi provenienti dai nuovi impianti, per cui è necessaria la realizzazione di una nuova torcia a essi dedicata. La nuova torcia, di altezza di 130 m, avrà un funzionamento discontinuo.

Gasdotto

Il gas naturale necessario per il funzionamento dell'impianto idrogeno sarà approvvigionato mediante la costruzione di un gasdotto di collegamento alla rete Snam RG. Il nuovo gasdotto avrà un diametro di 16'' e consentirà l'approvvigionamento di 90.000 Nm³/h di gas naturale a una pressione di 65 bar (di cui 45.000 Nm³/h per la Raffineria, e 45.000 Nm³/h per la CTE di Enipower). Il programma di realizzazione del gasdotto di collegamento alla rete gas nazionale prevede l'ultimazione dei lavori entro agosto 2009.



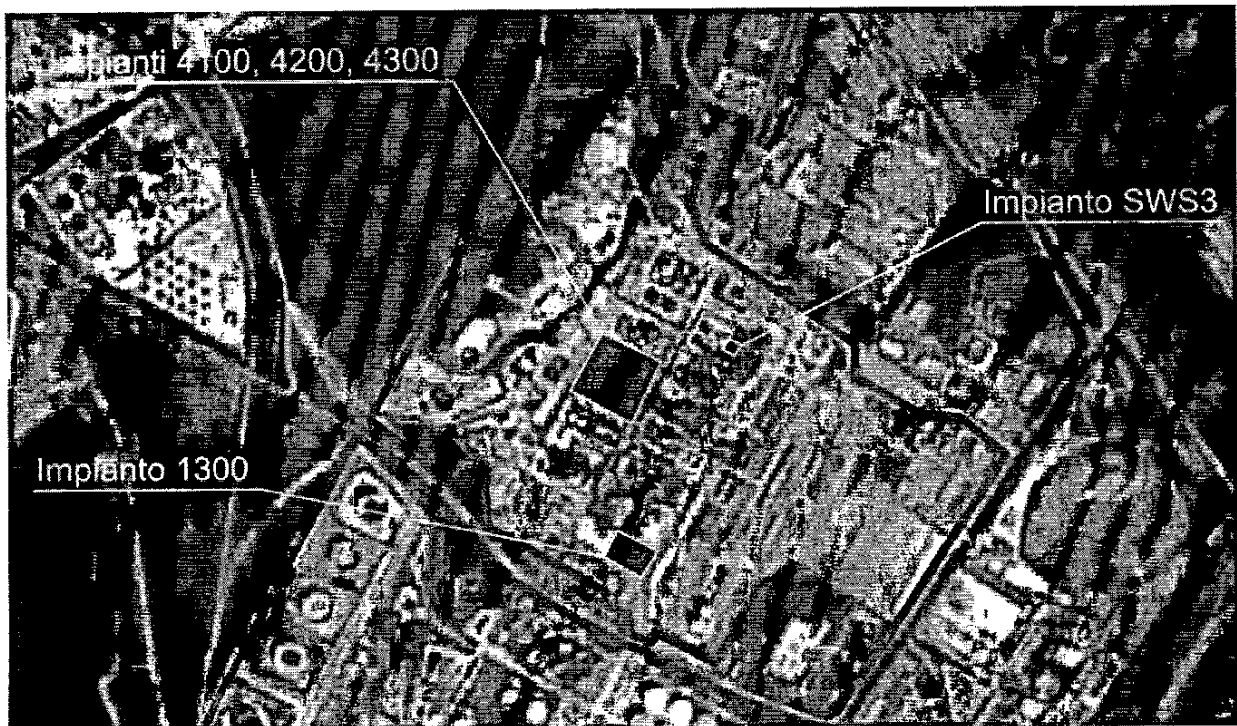
Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il Gestore ha comunicato che il progetto comprendente le modifiche descritte è stato completato, come previsto, entro luglio 2009. Infatti con nota Prot. RAFTA/DIR/CG 206 del 15 Luglio 2009, il Gestore ha comunicato l'intenzione di dare avvio alle attività preliminari alla messa in esercizio degli impianti realizzati, la cui effettiva attivazione sarà, comunque, condizionata all'acquisizione del parere positivo da parte dell'Autorità Competente in merito alla verifica di esclusione dalla procedura di VIA.

La raffineria ha potuto, comunque, ottemperare alla direttiva in oggetto, modificando i suoi assetti di marcia.

Nell'autorizzazione devono, quindi, essere considerate le due configurazioni (attuale e con le modifiche Autoil).

Il gestore ha anche dichiarato che ulteriore ritardo nell'avviamento dell'impianto HDC comporterebbe significativi impatti sui programmi di fermata impianti, penalizzazioni nelle rese in prodotti, riduzione del passo degli impianti di processo e riduzioni del ciclo di vita dei catalizzatori degli impianti di idrodesolforazione.



Ubicazione impianti compresi nell'integrazione nuova sezione hydrocracking nell'impianto RHU.

3.1.1 Emissioni di bolla attese

I valori attesi della bolla nell'assetto impiantistico futuro per il quale si richiede l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), con l'inclusione dell'unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU (Residue Hydroconversion Unit) sono riportati nella Tabella seguente.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

Per i nuovi punti di emissione convogliata (camino E10 nuovo impianto CLAUS e camino E9 nuovo impianto IDROGENO) l'installazione dei sistemi di monitoraggio in continuo è prevista con il completamento degli impianti.

Si osserva innanzitutto un incremento della portata di fumi rispetto a quanto stimato alla massima capacità produttiva nell'assetto attuale, anche le portate stimate sono in linea con i dati storici presentati a partire dall'anno 2006 per l'assetto attuale.

Le quantità di inquinanti emessi in massa su base oraria variano rispetto alla situazione attuale con un incremento per SO₂ (da 340,82 kg/h si passa a 367 kg/h), CO (da 13,92 kg/h si passa a 18,42 kg/h), NO_x (da 105,69 kg/h si passa a 111,3), polveri (da 18,31 kg/h si passa a 19 kg/h).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Quadro riassuntivo delle emissioni da camini – Massima Capacità Produttiva con impianto HDC

Massima Capacità Produttiva con HDC

Parametro: SO₂

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%	Flusso di massa	Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	148.553	150,3	1.012
Camino VBTC E2	8760	230.421	190,2	825
Camino HotOil E4	8760	7.212	0,3	42
Camino TIP E7	8760	1.556	0,02	13
Camino RHU E8	8760	58.189	0,3	5
Camino E9	8760	110.524	3,1	28
Camino E10	8760	15.206	22,8	1.499
BOLLA		571.661	367	642,0

Parametro: CO

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%	Flusso di massa	Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	148553	2,7	18
Camino VBTC E2	8760	230421	11	48
Camino HotOil E4	8760	7212	0,1	14
Camino TIP E7	8760	1556	0,02	13
Camino RHU E8	8760	58189	0,3	5
Camino E9	8760	110524	2,8	25
Camino E10	8760	15206	1,5	99
BOLLA		571661	18,42	32

Parametro: NOx

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%	Flusso di massa	Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	148553	50,6	341
Camino VBTC E2	8760	230421	51,2	222
Camino HotOil E4	8760	7212	1,4	194
Camino TIP E7	8760	1556	0,2	129
Camino RHU E8	8760	58189	5,3	91
Camino E9	8760	110524	1,1	10
Camino E10	8760	15206	1,5	99
BOLLA		571661	111,3	195

Parametro: Polveri

Camino	Ore di funzionamento	FUMI secchi 3%	Flusso di massa	Concentrazione
	h	Nmc/h	kg/h	mg/Nmc
Camino CDU E1	8760	148553	6,8	46
Camino VBTC E2	8760	230421	11,2	49
Camino HotOil E4	8760	7212	0,2	28
Camino TIP E7	8760	1556	0	0
Camino RHU E8	8760	58189	0,2	3
Camino E9	8760	110524	0,4	4
Camino E10	8760	15206	0,2	13
BOLLA		571661	19	33



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3.2 Inclusion e impianto GPL

Al momento di inoltro della domanda AIA, era in corso presso lo stabilimento un progetto di ampliamento della Raffineria che prevedeva la confluenza dello Stabilimento per l'imbottigliamento del GPL, precedentemente a gestione separata, all'interno delle attività produttive di sito. Alla data del 30/10/07 lo Stabilimento GPL è stato definitivamente integrato nella Raffineria di Taranto.

Tale impianto non era previsto nella suddivisione stabilita in sede di Comitato di Coordinamento.

3.2.1 Descrizione dell'impianto

Si tratta di un impianto di imbottigliamento GPL. La particolarità di questo impianto è di avere lo scarico diretto in atmosfera delle PSV.

Le attività dello stabilimento possono essere raggruppate come segue.

Ricevimento GPL con rifornimento primario tramite:

- gasdotto, costituito da 2 tubazioni da 6" (152 mm), collegato con la raffineria di Taranto. La portata di esercizio del gasdotto è di 110 mc/h;
- trasporto via strada con appositi mezzi.

Stoccaggi:

- stoccaggio in serbatoi fuori terra di cui n°1 serbatoio sferico da 1.000 m³, n°1 serbatoio sferico da 500 m³ e n°2 serbatoi cilindrici orizzontali da 150 m³ ciascuno;
- stoccaggio temporaneo di bombole.

Movimentazione prodotto

Imbottigliamento:

viene effettuato il prelievo del GPL dai serbatoi e il trasferimento del prodotto tramite pompe in tipiche apparecchiature per il riempimento di bombole di varia capacità (10, 15, 20, 25, 62 kg). Le bombole possono essere temporaneamente stoccate nello stabilimento o direttamente inviate esternamente.

Spedizione prodotto tramite:

- prelievo dai serbatoi con l'ausilio di pompe per il caricamento su autobotti;
- spedizione delle bombole di GPL, entro apposite gabbie mediante autocarri.

3.2.2 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera provengono dai seguenti punti di emissione

Reparto grande Manutenzione Bombole:

- cabina di verniciatura, dotata di un sistema di aspirazione polveri con invio a un sistema filtrante costituito da sei cartucce filtranti in poliestere con lavaggio automatico;
- forno di preriscaldamento (in) per la fase di preriscaldamento delle bombole;
- forno di preriscaldamento (out) per la fase di preriscaldamento delle bombole;
- forno di essiccazione per la fase di cottura delle bombole;
- bruciatore a GPL che alimenta sia il forno di preriscaldamento che il forno di essiccazione;
- sabbiatura bombole, dotata di sistema di abbattimento fisico, costituito da filtri a manica con scuotimento automatico.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Reparto di imbottigliamento e piccola Manutenzione Bombole:

- cabina di verniciatura, dotato di un sistema di abbattimento fisico mediante filtri che vengono periodicamente puliti;
- tunnel di essiccazione e asciugatura
- caldaia a GPL per l'alimentazione di acqua calda al tunnel di essiccazione

Altri camini:

- motore a gasolio del generatore di corrente in caso di emergenza;
- caldaia per il riscaldamento degli uffici e dei servizi.

I punti di emissioni presenti nello stabilimento sono undici. Le possibili sostanze emesse sono polveri e SOV. Nella tabella seguente sono indicate le caratteristiche principali dei punti di emissione.

n° camino 1 (E 2.1)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Diam 500 mm	Cabina di verniciatura	Filtri a manica
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			
n° camino 2 (E 2.2)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Diam 200 mm	Ingresso Forno di preriscaldamento	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			
n° camino 3 (E 2.3)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Diam 200 mm	Uscita Forno di preriscaldamento	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			
n° camino 4 (E 2.4)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Diámetro 200 mm	Forno di essiccazione	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			
n° camino 5 (E 2.5)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

7,5 mt circa	Diámetro 340 mm	Bruciatore a GPL	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 6 (E 3)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Dimensioni 160 x 234 mm	Sabbiatrice	Filtri a manica
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 7 (E 1)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Dimensioni 700 x 350 mm	Cabina di verniciatura piccola manutenzione	Filtro di abbattimento
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 8 (E 1.2)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
7,5 mt circa	Dimensioni 300 x 300 mm	Tunnel di espulsione	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 9 (E 1.3)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
3,5 mt circa	Diámetro 300 mm	Cattala GPL per riscaldamento	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 10 (E 4)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
2,5 mt circa	Diámetro 80 mm	Gruppo elettrogeno a gasolio	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			
n° camino 11 (E 5)		Posizione amministrativa _____	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
3,7 mt circa	Diámetro 200 mm	Cattala GPL per riscaldamento uffici	Nessuno
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> No			



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Da notare infine che le PSV dello stabilimento GPL, integrato nella configurazione di Raffineria, scaricano direttamente in atmosfera.

Per i punti emissivi con funzionamento continuo o periodico, le emissioni sono state stimate dal Gestore alla capacità produttiva ed inserite nella scheda C.

3.2.3 Emissioni in acqua

Le acque reflue prodotte dagli impianti di Eni SpA dello Stabilimento GPL di Taranto, vengono scaricate nel canale di scarico di proprietà del Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale, situato ad Ovest di Punta Rondinella di Taranto, previo trattamento depurativo. Le acque di scarico prodotte possono essere raggruppate nel modo seguente:

- acque reflue domestiche;
- acque reflue industriali;
- acque meteoriche di dilavamento.

I cicli di lavorazione e le singole fasi lavorative che comportano la produzione di acque reflue industriali sono i seguenti:

- impianto lavaggio bombole;
- impianto bonifica bombole;
- impianto di verniciatura bombole;
- impianto di ricollaudò bombole.

Il trattamento delle acque reflue industriali (congiuntamente alle acque reflue domestiche già parzialmente depurate con pretrattamento di tipo biologico) si realizza in un impianto di tipo chimico-fisico. L'impianto, di tipo continuo, ha una potenzialità di 3 m³/h. Da un bacino di accumulo, le acque di scarico vengono trasferite mediante una pompa sommersa all'unità di coagulazione e flocculazione. In questa unità, costituita da una vasca munita di un agitatore e di un miscelatore statico, si provvede all'aggiunta separata dei reattivi di coagulazione, flocculazione ed ossidazione (policloruro di alluminio, polielettrolita ed ipoclorito di sodio).

Successivamente le acque passano per gravità al sedimentatore statico a piastre parallele nel quale si effettua la separazione delle acque chiarificate che, riprese dall'alto mediante un apposito stramazzo, vengono inviate, per la finitura, ad un filtro a carbone attivo granulare anch'esso provvisto di una pompa per il lavaggio automatico in controcorrente per la rimozione di eventuali intasamenti. In uscita dal filtro a carbone avviene la fase di disinfezione con l'aggiunta del reattivo ossidante (ipoclorito di sodio). L'effluente così trattato, passa ad una vasca che funge da accumulo per il controlavaggio del filtro e per il successivo riutilizzo.

I fanghi formati con l'aggiunta dei reattivi, decantano sul fondo del sedimentatore statico per essere estratti automaticamente mediante elettrovalvola pneumatica e convogliati, per gravità, al sistema di disidratazione a sacchi; la destinazione finale dei fanghi è lo smaltimento ai sensi della normativa vigente in materia di rifiuti. Il bacino di decantazione è del tipo a flusso ascendente, con fondo troncotrapezoidale, superficie rettangolare, deflettore di calma e canaletta di sfioro laterale.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3.2.4 Produzione di rifiuti

I rifiuti prodotti dall'impianto, vengono stoccati provvisoriamente entro appositi fusti, al fine di evitare spandimenti accidentali, in un'area opportunamente adibita a tale uso, avente i requisiti previsti dalla normativa in materia, rispettando i limiti di quantità e periodicità di smaltimento dalla stessa indicati.

I materiali quantitativamente più significativi sono:

- rifiuti pericolosi (oli e filtri esausti);
- rifiuti non pericolosi (morchie di verniciatura, carboni attivi esausti dell'impianto di trattamento acque di stabilimento, materiali plastici, polveri prodotte dall'attività di sabbiatura bombole, residui di vernice in polvere, materiali ferrosi (ferro e ottone).

Nello stabilimento, per le operazioni di verniciatura, vengono utilizzate vernici idrosolubili e a polvere, non contenenti solventi.

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni fornite dal gestore riguardo la produzione di rifiuti dell'impianto GPL alla capacità produttiva.

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° arma	Modalità	Destinazione
050110	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Fangoso palabile/pompabile	50.000	4	01	Fusti/Sfuso in cisterne	D15
120117	Materiale abrasivo di scarto	Solido non polverulento	30.000	3	01	Fusti	D15
170401	Ottone	Solido non polverulento	20.000	3	01	Fusti	R13
170405	Rotame ferroso	Solido non polverulento	150.000	3	02	Sfuso in scarrabili	R13
080120	sospensioni acquose contenenti pitture e vernici	Liquido	20.000	3	01	Fusti/Cilindrette/Sfuso in cisterne	D15
070299	rifiuti non specificati altrimenti (tappi e catene di plastica)	Solido non polverulento	5.000	3	01	Big bags	D15
150104	Imballaggi in metallo	Solido non polverulento	5.000	3	01	Big bags	D15
190904	Carboni attivi esauriti	Solido non polverulento	10.000	3	01	Fusti	D15
080112	pitture e vernici di scarto (Vernice in polvere)	Solido polverulento	5.000	3	01	Fusti	D15
190899	Liquami civili	Liquido	10.000	3	-	Sfuso in cisterne	D15
191308	Acque di falda	Liquido	1.100.000	3	03	Sfuso in cisterne	D9
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi, contaminati da olio	Solido non polverulento	2.000	3	01	Fusti	D15
130208*	Olio esausto	Liquido	2.000	3	01	Fusti	D15
190899	Carboni attivi esauriti	Solido non polverulento	10.000	3	01	Fusti	D15
080114	Fanghi prodotti da pitture e vernici di scarto	Fangoso palabile	20.000	3	01	Fusti	D15
200306	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Fangoso palabile/pompabile	50.000	4	01	Fusti/Sfuso in cisterne	D15
200139	tappi e catene di plastica	Solido non polverulento	5.000	3	01	Big bags	D15
150110*	Imballaggi in metallo contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	5.000	3	01	Big bags	D15



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
160103	Pneumatici fuori uso	Solido non polverulento	1.000	3	01	Big bags	D15
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi	Solido non polverulento	1.000	3	01	Fusti	D15
200304	Liquami civili	Liquido	10.000	3	-	Sfuso in cisterne	D15
190814	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Fangoso palabile/pompabile	50.000	4	01	Fusti/Sfuso in cisterne	D15
150104	Bombole aternate	Solido non polverulento	50.000	3	02	Sfuso in scarrabili	R13
200140	Ferro vario	Solido non polverulento	50.000	3	02	Sfuso in scarrabili	R13
200140	Ottone	Solido non polverulento	20.000	3	01	Fusti	R13
170904	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione	Solido polverulento	10.000	3	01	Fusti	D15

Lo stoccaggio dei rifiuti è previsto nelle seguenti aree.

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
01	Deposito temporaneo rifiuti	140 mc	57 mq	Locale chiuso con bacino di contenimento	Rifiuti pericolosi e non
02	Cassoni scarrabili per la raccolta del ferro	28 mc	15 mq	N° 1 cassone scarrabile	Rottame ferroso
03	Cisterne per la raccolta delle acque di falda	20 mc	42 mq	N° 2 cisterne scarrabili + n° 1 vasca di accumulo	Acque di falda

3.2.5 Suolo e sottosuolo

Lo stabilimento GPL è stato sottoposto ad un'attività di caratterizzazione ambientale che ha previsto l'esecuzione di sondaggi e di piezometri, con ricostruzione della successione stratigrafica sino alla profondità investigata e prelievo di campioni di suolo e di acque sotterranee che sono state sottoposte a caratterizzazione analitica di laboratorio che hanno permesso di definire lo stato qualitativo del sito.

Alla luce dei risultati delle analisi condotte, esposti nel documento "Relazione tecnica descrittiva del Piano di Caratterizzazione" approvato in sede di Conferenza dei Servizi tenutasi a Roma c/o il Ministero dell'Ambiente in data 05/08/03, sono stati realizzati interventi di messa in sicurezza di emergenza dell'area. Allo scopo è stato progettato ed installato un impianto Pump & Treat ed è stata integrata la rete di monitoraggio delle acque sotterranee esistente, come richiesto dalle Autorità Competenti in sede di Conferenza dei Servizi del 05/08/03, mediante la realizzazione di due nuovi piezometri.

Il sistema realizzato consiste in un impianto di captazione delle acque della falda superficiale, costituito da due pozzi di emungimento. Inizialmente le acque emunte dal sistema di messa in sicurezza venivano inviate all'impianto di trattamento acque esistente all'interno dello stabilimento, trattate e successivamente riutilizzate all'interno del ciclo produttivo. In seguito è stato richiesto in



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

sede di Conferenza dei Servizi di trattare le acque emunte dai due pozzi come rifiuti e pertanto inviate con autocisterne a centro di trattamento autorizzato.

In seguito alla realizzazione dell'impianto Pump & Treat, è stato avviato un programma di controlli periodici finalizzati a monitorare la funzionalità d'impianto. Al fine di monitorare la qualità e l'evoluzione delle acque di falda sottostanti l'area, è stato predisposto un piano di monitoraggio periodico delle acque dai piezometri presenti in sito.

3.3 Proposta di variante del trattamento acque di falda

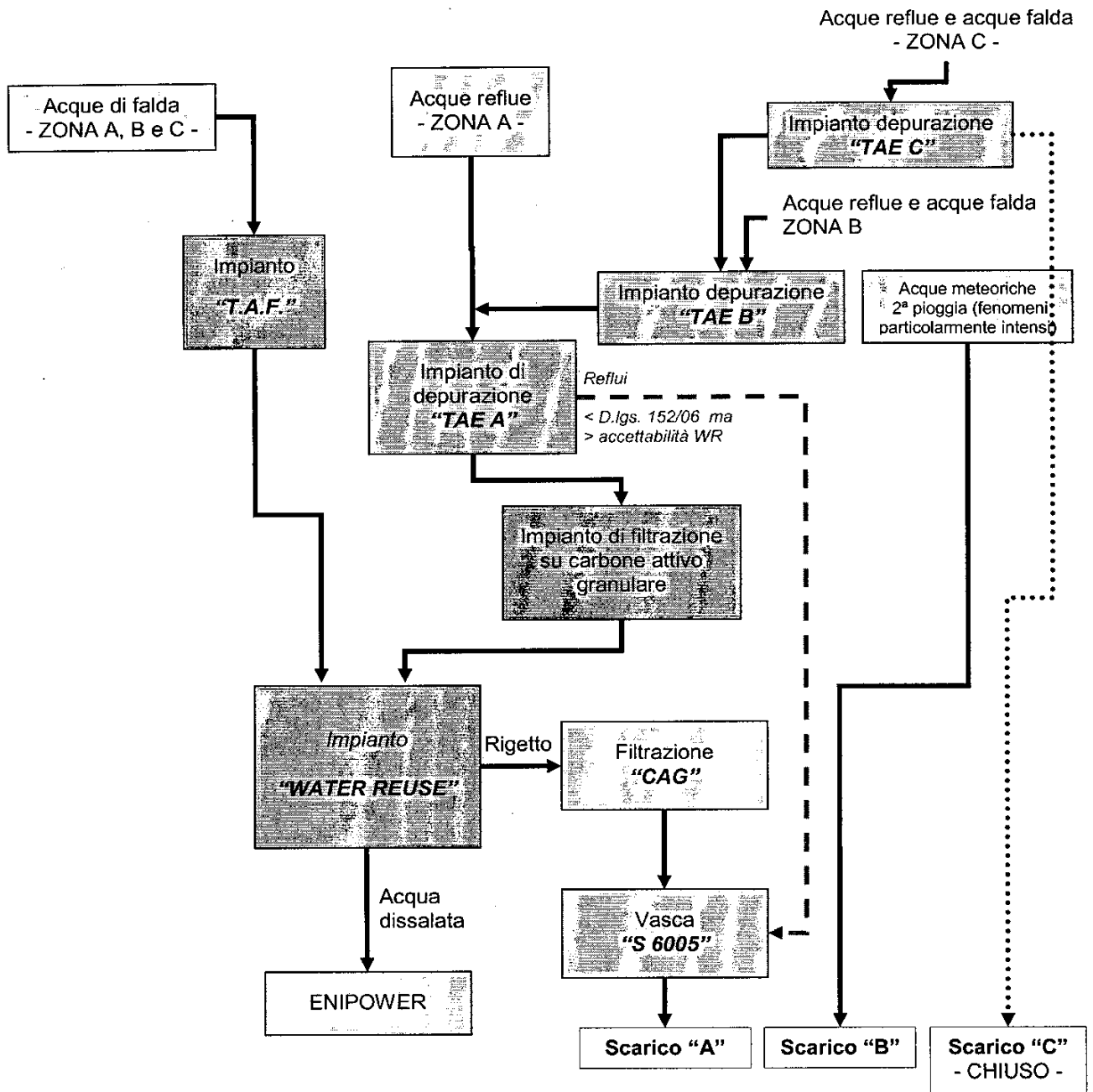
Come accennato in precedenza, il sistema di trattamento acque della raffineria comprende anche il trattamento delle acque di falda provenienti dalle operazioni di bonifica della falda in atto nel sito.

In sede di seconda integrazione, novembre 2008, il Gestore ha fornito informazioni riguardo all'assetto attuale e di variante che vengono di seguito riassunte.

La variante alla configurazione attuale, descritta nel capitolo 2, viene illustrata nello schema seguente.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO





Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Gli interventi previsti in Variante, descritti nella documentazione tecnica trasmessa dal Gestore al MATTM nel settembre '07, sono i seguenti:

–separazione delle acque di falda mediante rete segregata e realizzazione di n. 2 serbatoi di accumulo delle acque di falda di capacità di stoccaggio complessiva di 5000 m³ (n. 1 serbatoio a monte del pretrattamento delle acque di falda e n. 1 serbatoio a valle del pretrattamento acque di falda). Tale intervento al fine di assicurare, nell'ipotesi di prolungata riduzione di capacità o fermata (totale o parziale) del Water Reuse, la separazione delle acque di falda rispetto a quelle di processo, stoccandole nei serbatoi dedicati per un'adeguata autonomia temporale (ca. 6 giorni), mantenendo nel contempo l'invio al TAE A delle sole acque di processo per il trattamento ed il successivo invio allo "Scarico A". Le acque di falda, in questo periodo transitorio, saranno comunque alimentate direttamente al Water Reuse in accordo ai principi della Bonifica della Falda stabiliti dal D.M. 02.09.2004.

–pre-trattamento dedicato delle acque di falda segregate prima dell'invio all'impianto Water Reuse. Tale intervento, costituito da una fase di filtrazione su sabbia seguita da una filtrazione su carbone attivo granulare, è necessario per la rimozione dei principali contaminanti presenti (idrocarburi, BTEX, MTBE).

–potenziamento dell'attuale sezione di ultrafiltrazione tramite l'inserimento di n. 16 moduli aggiuntivi ai n. 48 installati per ciascuna cassetta, con un incremento complessivo del 33% dell'attuale superficie di filtrazione (assimilabile all'inserimento di una linea di ultrafiltrazione aggiuntiva). Tale intervento è finalizzato a migliorare le prestazioni dell'attuale trattamento di ultrafiltrazione, limitando eventuali riduzioni di capacità o up-sets del Water Reuse.

–inserimento di una nuova batteria di filtrazione su carbone attivo in uscita dal TAE A, per il trattamento delle sole acque reflue di Raffineria, che consentirà di migliorare le attuali performances della sezione di ultrafiltrazione, riducendo la necessità di lavaggio delle linee, incrementando così la capacità di trattamento del Water Reuse.

–Inserimento di strumentazione di analisi on-line della qualità in uscita dal TAE A (TOC, torbidità), per la corretta gestione di eventuali emergenze (es. up-set impianto TAE, riduzione di capacità di trattamento degli impianti a monte) che degradino la qualità delle acque in uscita dal trattamento biologico e ne limitino la possibilità di alimentazione al Water Reuse. In tale ipotesi, l'effluente biologico sarà scaricato direttamente a mare nel rispetto dei limiti di cui alla tabella 3, All. 5 alla parte terza del D. Lgs.152/06. Nel caso in cui le caratteristiche delle acque non fossero compatibili con lo scarico a mare, le stesse potranno essere riciclate e rinviate in testa all'impianto TAE A, per essere trattate.

–Potenziamento del trattamento biologico esistente.

Il Gestore ha dichiarato che gli interventi descritti saranno realizzati con le seguenti tempistiche:

- segregazione e pre-trattamento acque di falda: entro 6-8 mesi dall'approvazione della Variante;
- potenziamento sezione di ultrafiltrazione: entro 6 mesi dall'approvazione della Variante;
- inserimento nuova batteria filtri a carbone attivo uscita TAE A: entro 6 mesi dall'approvazione della Variante;
- potenziamento trattamento biologico esistente: entro 12 mesi dall'approvazione della Variante.

A novembre 2008 non sono note le tempistiche di approvazione della variante descritta per cui in autorizzazione accorrerà considerare la configurazione attuale con quella della futura variante non definibile in termini temporali di realizzazione, ma presumibilmente nell'arco di validità dell'autorizzazione stessa.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3.4 Piano di miglioramento proposto dal Gestore

Nelle tabelle seguenti viene riportato lo stato di avanzamento aggiornato a novembre 2008 per i diversi interventi previsti dal Gestore e che costituiscono la sua proposta di piano di miglioramento delle prestazioni ambientali dell'impianto. Come è possibile osservare, molti degli interventi si completeranno nel corso del periodo di validità dell'AIA.

Successivamente vengono illustrati con maggiore dettaglio alcuni di tali interventi.

Uno dei principali interventi riportati nel piano di adeguamento alle MTD e nei piani di miglioramento ambientale del SGA di raffineria è la realizzazione dell'impianto recupero vapori spedizioni greggio N/C presso il Pontile Petroli di raffineria. Il completamento di tale intervento è previsto per i primi mesi del 2010.

AMBITO	INTERVENTO	INIZIO LAVORI	FINE LAVORI	SITUAZIONE AL NOVEMBRE '08
<u>Riduzione delle emissioni di VOC</u>	Studio di fattibilità per l'esecuzione della copertura delle vasche della sezione di disoleazione primaria delle acque di alimento all'impianto di trattamento delle acque reflue	ott-06	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti. La realizzazione dell'intervento è prevista nel Piano Investimenti 2008 - 2011 ed è contemplata nel progetto di potenziamento del Water Reuse (rif. Variante Progetto Definitivo Bonifica della Falda).
	Progressiva installazione di sistema di doppia tenuta per le pompe critiche al fine di ridurre l'emissione di VOC da tali componenti. Il piano è stato impostato su base pluriennale (previsione fine piano 2011) e prevede l'intervento su n. 88 pompe	apr-05	Ottobre 2007 (1° step) La data di fine lavori si riferisce al primo step di intervento su n. 23 pompe	Intervento completato (effettuati complessivamente interventi su n. 25 pompe). Il piano pluriennale è stato revisionato anticipando il completamento di tutti gli interventi per il 2010 (completamento attività inserito nel Piano Investimenti 2008 - 2011).
	Installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento di due serbatoi di benzine a tetto galleggiante	1° semestre 2007	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti (l'installazione è stata eseguita sui serbatoi T3106 e T3107).
	Intervento relativo all'installazione di nuove tenute doppie serbatoi a tetto galleggiante (n. 5 totali)	nov-03	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti. La Raffineria di Taranto ha inserito le doppie tenute su tutti i serbatoi a tetto galleggiante pari a n. 48 unità.
	Implementazione di studio analitico e monitoraggio delle perdite da componenti e apparecchiature (flange, valvole, pompe, vent, etc.) ispirato ai criteri tipici dei programmi LDAR (Leak Detection And Repair)	feb-07	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti. Tale intervento ha permesso la definizione di un programma di controllo, quantificazione e riduzione delle emissioni diffuse/fuggitive (rif. Piano Investimenti 2008 - 2011) che consiste nell'implementare le azioni correttive in tempi successivi a tutto l'inventario censito e perseguire la riduzione delle emissioni con l'attività di riparazione (LDAR = Leak Detection And Repair) delle sorgenti rilevate oltre soglia di rispetto.
	Intervento di sostituzione cappe laboratorio con nuovi sistemi di aspirazione più potenti ed efficienti	ago-03	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti. Sono state sostituite tutte le cappe esistenti (pari a n. 46 unità), di vecchia concezione e tecnologia, con nuove cappe di aspirazione tecnologicamente avanzate per il miglioramento dell'efficienza e dell'impatto ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

AMBITO	INTERVENTO	INIZIO LAVORI	FINE LAVORI	SITUAZIONE AL NOVEMBRE '08
<u>Prevenzione sulla possibile contaminazione dei suoli</u>	Razionalizzazione circuito di raccolta drenaggi sala pompe bitume	Ott. 2004	ott-07	<p>Il completamento dell'intervento è previsto per febbraio '09. Non è stato possibile concluderlo nei tempi prefissati (ottobre '07) in seguito al ritardo accumulato per l'effettuazione della gara d'appalto per la fornitura delle valvole di intercettazione.</p> <p>Attualmente sono state completate le seguenti attività:</p> <ol style="list-style-type: none">1. realizzate le opere civili;2. installate le pompe;3. piping prefabbricato al 100% e montato all'100%, realizzazione traccia linea "hot-oil" al 90%;4. posati cavi elettrici e strumentali ed eseguiti i relativi collegamenti. <p>Il completamento del suddetto intervento è inserito nel Piano Investimenti 2008 - 2011.</p>
	Su un totale di n. 84 serbatoi atmosferici contenenti prodotti idrocarburici ad elevata mobilità nel sottosuolo, ad oggi risultano dotati di doppi fondi 30 serbatoi. Il programma di interventi prevede di installare non meno di n. 6 doppi fondi entro il 31 ottobre 2007, per un totale di 36 serbatoi. Inoltre la Raffineria effettua, in accordo alle procedure di Stabilimento, attività periodiche di ispezione sia dei serbatoi che della rete fognaria di Raffineria finalizzate alla prevenzione della possibile contaminazione del suolo/sottosuolo	Sett. 2006	ott-07	<p>Intervento completato nei tempi previsti.</p> <p>In particolare alla fine di ottobre '07 sono stati adeguati n°38 serbatoi . Dal 01/01/08 ad oggi sono stati effettuati n. 6 doppi fondi. Attualmente è in corso l'installazione su altri n. 5 serbatoi.</p> <p>La Raffineria di Taranto ha definito nel marzo '07 una "Politica ispettiva e manutentiva dei serbatoi" che definisce le strategie ispettive e manutentive finalizzate a garantire la massima affidabilità nel rispetto di tutte le norme di legge (rif. vedi allegato alla presente).</p> <p>Il completamento degli interventi è definito nel Piano Investimenti 2008 - 2011.</p>



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

AMBITO	INTERVENTO	INIZIO LAVORI	FINE LAVORI	SITUAZIONE AL NOVEMBRE '08
<u>Recupero energetico</u>	Intervento relativo al recupero delle condense provenienti dagli impianti zona CLAUS	Dic. 2004	1° semestre 2007	Intervento completato nei tempi previsti
	Intervento relativo al recupero LINNHOF MARCH HDT	Dic. 2005	ott-07	L'intervento sarà ultimato entro Febbraio '09. Poiché tale intervento deve essere effettuato necessariamente con impianto fermo, non è stato possibile ultimarlo nei tempi prestabiliti (ottobre '07) in quanto la fermata è stata posticipata al mese di maggio '08. In tale occasione sono state realizzate tutte le predisposizioni impiantistiche.
	Intervento relativo al recupero LINNHOF MARCH TIP	Dic. 2005	ott-07	Intervento completato nei tempi previsti
	Incremento rese CDU: ai fini della realizzazione del progetto, devono essere incrementati gli scambi energetici attraverso l'installazione di nuovi scambiatori con conseguenti recuperi energetici	feb-07	ott-07	L'intervento è stato parzialmente eseguito. Sarà completato entro giugno '09. In particolare nel mese di gennaio '08 è stata effettuata una fermata parziale (ridotta) dell'impianto CDU, anticipata rispetto al piano fermate, che ha pertanto posticipato il completamento dello stesso. Durante la fermata della CDU di fine ottobre/inizi novembre '08 sono stati realizzati i vari collegamenti alle linee di processo.
	Controllo multivariabile impianto TSTC	Dic. 2006	ott-07	Inserimento nuovo HW completato entro Ottobre 2007. L'intervento di ottimizzazione della combustione dei fomi VBTC è stato eseguito. L'intero intervento sarà ultimato entro giugno '09 (che prevede il controllo avanzato multivariabile sulle unità VBTC e Gascon al fine di traggardare l'incremento delle rese HGO),



Commissione Istruttoria IPPC

PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

AMBITO	INTERVENTO	INIZIO LAVORI	FINE LAVORI	SITUAZIONE AL NOVEMBRE '08
Revamping Torcia 1	Intervento che prevede il ricollocamento dell'attuale Torcia 1 in altra posizione e l'ammodernamento della stessa con misuratore di portata dei gas bruciati e l'inserimento di un sistema smokeless per la riduzione alla formazione del pennacchio	giu-04	<p>Ottobre 2007 (1° step)</p> <p>La Raffineria di Taranto dispone di due sistemi di Blow Down, realizzati in seguito a successive espansioni della Raffineria.</p> <p>I due sistemi di Blow Down non sono interconnessi, mentre gli impianti ad essi collegati lo sono. Per questo motivo gli interventi su uno dei due sistemi sono possibili solo in occasione di fermate generali della Raffineria.</p> <p>A partire dal 2001 sono stati realizzati e pianificati diversi interventi migliorativi sul sistema di scarico di emergenza. In sintesi:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Installazione del compressore di recupero dei gas di torcia sul Blow Down 2 (K-6201) permette di recuperare a rete fuel gas, dopo lavaggio amminico, fino a 1500 kg/h di scarico a Blow Down (realizzato).2. Installazione della nuova Torcia 1 (intervento in oggetto, pianificato), che prevede una nuova torcia riposizionata rispetto all'attuale, dotata di misuratore di portata, di un sistema smokeless e di un compressore di recupero gas. Tale installazione permetterà di recuperare e inviare a lavaggio amminico anche il gas attualmente scaricato a Blow Down dalla colonna vacuum C-501;3. Installazione di una torcia 3 (dotata di misuratore di portata, sistema smokeless e compressore di recupero) e di relativo sistema di Blow Down, legata al progetto Hydrocracking (pianificato).4. Realizzazione collegamento in parallelo e scarico sequenziale di tutti i sistemi di Blow Down della Raffineria (pianificato). <p>A valle di tutte queste modifiche sarà garantito il servizio smokeless e la misura di portata vapori su tutte le torce, con sistema ridondante di recupero gas.</p> <p>In funzione della complessità del progetto globale e della necessità di avere la fermata generale di raffineria, per Ottobre 2007 potranno essere completate le predisposizioni (1° step) del progetto riportato al punto 2.</p>	<p>Intervento (1°step) completato nei tempi previsti.</p> <p>Il completamento dell'intervento è riportato nel Piano Investimenti 2008 - 2011</p>

AMBITO	INTERVENTO	INIZIO LAVORI	FINE LAVORI	SITUAZIONE AL NOVEMBRE 08
Monitoraggio e controllo delle emissioni da torce	Intervento finalizzato al monitoraggio/controllo delle quantità di gas bruciati in Torcia 2	giu-04	<p>Ottobre 2007 (1° step)</p> <p>L'effettuazione dell'intervento di installazione del misuratore di portata in torcia 2 è subordinata alla realizzazione di quanto descritto in merito al progetto di "Revamping torcia 1".</p> <p>Per Ottobre 2007 saranno pertanto possibili le predisposizioni dell'intervento in esame (fornitura del misuratore di portata).</p>	<p>- Completata ingegneria di dettaglio per inserimento misuratori su rete blow-down n. 2;</p> <p>- La fornitura del misuratore di portata è stata ultimata in giugno '08.</p> <p>NOTA: Non è stato possibile concludere il 1° step nei tempi prefissati, in seguito al ritardo accumulato per l'effettuazione della relativa gara d'appalto.</p> <p>Il completamento dell'intervento è riportato nel Piano Investimenti 2008 - 2011</p>



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

AMBITO	INTERVENTO	COMMESSA INVESTIMENTO
<u>Miglioramento del sistema di monitoraggio delle emissioni in atmosfera</u>	Sostituzione analizzatori obsoleti rete di monitoraggio H2S e HC in aree SOI 1, SOI3, SOI4	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
	Sostituzione analizzatori di Ossigeno forni di processo impianti SOI 1/3	
	Sostituzione analizzatore di H2S inceneritore catalitico	
<u>Riduzione delle emissioni diffuse atmosferiche da drenaggi prese campione e da pompe SOI1</u>	Realizzazione Close Drain SOI1	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
<u>Riduzione delle emissioni diffuse/fuggitive da caricamento navi</u>	Realizzazione impianto recupero vapori spedizione greggio N/C Pontile Petroli	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
<u>Riduzione delle emissioni di VOC</u>	Adeguamento prese campione SOI 1, SOI 3, SOI 4 tramite l'implementazione della tipologia "fast loop" a ciclo chiuso	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
	Inserimento valvole tipo "dual gravity" per ottimizzazione drenaggio serbatoi	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
	Potenziamento sistema recupero vapori serbatoi OC e collettamento a serbatoi T3137, 35,36,33,32,21	Interventi riportati nel Piano Investimenti 2008 - 2011
	Inserimento filtro a carboni attivi su sfianto sezione desolfurazione TAE	

3.4.1 Copertura delle vasche di disoleazione degli impianti di trattamento acque

Il gestore ha dichiarato in sede di seconda integrazione (novembre 2008) che, sulla base dei risultati dello studio di fattibilità, già disponibile, relativo alle coperture delle vasche di disoleazione, elaborerà il relativo basic di progetto entro giugno 2009 per la copertura galleggiante delle vasche del TAE B e TAE C, e per la copertura con atmosfera inerte (azoto) del TAE A.

Come visto in precedenza, i bacini di afflusso delle acque che confluiscono verso il sistema TAE di Raffineria possono considerarsi suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A - B - C. La zona A raccoglie e tratta attraverso la linea "TAE A", la totalità delle acque di processo, le acque meteoriche che interessano gli impianti della Raffineria, i drenaggi serbatoi, le acque pretrattate alla linea TAE B, le acque provenienti dalla vasca di accumulo presente nella zona caricamento rete (area ex - Deint), le acque di lavaggio piazzali, le acque provenienti dagli sbarramenti idraulici realizzati conformemente al Progetto Definitivo di Bonifica delle acque di falda autorizzato.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

La zona B raccoglie e pretratta nella linea TAE B le acque meteoriche e la maggior parte delle acque di drenaggio dei serbatoi e le rilancia al TAE A. La zona C raccoglie nella linea TAE C le acque meteoriche e le restanti acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata "Valves Box Nord", le acque meteoriche e drenaggi vari del Pontile Petroli, rilanciandole al TAE B.

Tutte le acque derivanti dalle zone B e C e pre-trattate nel TAE B e TAE C, vengono convogliate al TAE A, che presenta lo schema di trattamento più completo. Tali acque vengono successivamente inviate in alimentazione all'impianto Water-Reuse.

Le linee TAE B e TAE C comprendono delle vasche a cielo aperto che, servendo da accumulo e rilancio, sono sostanzialmente piane. Per vasche di questo tipo la soluzione di copertura prevista dal Gestore è quella flottante in quanto, galleggiando sulla superficie del liquido, non presenta zone con fase gassosa, potenzialmente a rischio di formazione di miscele esplosive. Non richiede quindi l'adozione di misure di inertizzazione e di successivo trattamento degli sfiati, in quanto la presenza della copertura annulla l'evaporazione in atmosfera delle sostanze volatili.

Le vasche oggetto della realizzazione delle coperture per TAE B e TAE C sono:

1. n. 3 vasche per complessivi 2000 mq circa al TAE B;
2. n. 3 vasche per complessivi 800 mq circa al TAE C.

Gli interventi di copertura delle apparecchiature del TAE A presentano una maggiore complessità rispetto a quelli da effettuare per il TAE B e TAE C, in quanto maggiormente influenzati dal lay-out impiantistico e dalle differenti problematiche operative e di sicurezza. Per le predette motivazioni, la scelta della tecnologia deve essere opportunamente investigata e comunque al momento sono possibili differenti soluzioni tecnologiche. Tra le varie ipotesi tecniche percorribili il Gestore ha segnalato due soluzioni possibili, tra le quali non è stata ancora selezionata quella che verrà effettivamente realizzata:

- sistema a tenuta con coperture fisse e sistema di inertizzazione dell'atmosfera sotto-copertura mediante azoto e successiva termocombustione dei gas di sovrappressione, per rispondere alle esigenze di cui ai punti di cui sopra, finalizzata a mantenersi al di sotto del livello inferiore di esplosività;
- in alternativa, un'altra soluzione per mitigare le problematiche di esplosività che vengono generate dalla miscela aria-idrocarburo, sarebbe quella di lavorare in eccesso d'aria, aspirando la stessa mediante sistemi di captazione e successivo trattamento tramite carboni attivi.

Per quanto riguarda la tempistica degli interventi da effettuarsi presso gli impianti TAE B e TAE C, è ipotizzabile la realizzazione entro 12 mesi dall'assegnazione dell'ordine (entro il 2010).

Per quanto riguarda gli interventi al TAE A, è necessario procedere alla realizzazione di un basic di progetto, basato sulle due predette soluzioni di coperture flottanti e coperture fisse con atmosfera inertizzata. Il completamento dei lavori in questo caso è previsto entro 24 mesi dall'assegnazione dell'ordine (entro il 2011).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3.4.2 Implementazione di una procedura LDAR

Come illustrato in precedenza, il Gestore ha attuato uno studio nel corso del 2007 per valutare l'entità delle emissioni diffuse e fuggitive prodotte dall'impianto. Sulla base dei risultati di tale studio, riassunti nel capitolo 3 della presente relazione, il Gestore ha predisposto un piano di monitoraggio delle emissioni fuggitive che prevede i seguenti interventi:

Nel corso dell'anno 2009 è stata programmata l'implementazione dell'LDAR presso gli impianti secondo il programma annuale proposto in tabella. In ogni campagna di monitoraggio si provvederà inoltre a monitorare nuovamente i componenti trovati in divergenza emissiva durante le ispezioni dell'esercizio precedente (quindi durante l'esercizio 2009 si sottoporranno nuovamente a monitoraggio i 93 componenti appartenenti alle unità TIP-U2400, LPG-U1300, HDS1-U400, Hot Oil-U5800 rilevati in divergenza nell'ispezione 2007; uguale procedura si adotterà negli esercizi successivi).

	1° trimestre 2009	2° trimestre 2009	3° trimestre 2009	4° trimestre 2009
Unità presso cui implementare LDAR	Unità	Unità	Unità	Unità
EPA metodo 21	300 (Plat) 2200/2500 (Idrogeno) 1500 (Gascon) 2000/2100 (Claus 2-3) 1800/1900 (Merox)	2700 (Claus 4) 3300 (Serb. Inter. SOI3) 100/500 (Topping/Vacuum) 6100/6200 (Torcia 1 -2)	4100 (RHU) 1400 (TSTC) 2800 (Imp. tratt. Soda) 5200 (rete gas utilities SOI1)	1600 (HDS2) 200 (HDT) 800/1700 (Ucarsol 1-2) 1100/2300/2600 (SWS 1-2-3)

Unitamente al programma esposto, in ogni esercizio si provvederà alla ispezione remota Optical Gas Imaging con telecamera ad infrarossi degli impianti non oggetto di ispezione LDAR EPA Metodo 21 nell'esercizio corrente, allo scopo di intercettare e riparare i Big Leakers, quelli con emissione superiore a 99.999 ppmv (fondo scala strumentale del FID Analyser).

Quindi nel corso delle n. 4 campagne di monitoraggio si provvederà alla catalogazione ed ispezione LDAR EPA metodo 21 presso le unità 300, 2200, 2500, 1500, 2000, 2100, 1800, 1900 e all'ispezione remota SMART LDAR presso le unità 100, 400, 500, 2400, 1300, 5800, 2700, 3300, 6100, 6200, 4100, 1400, 2800, 5200, 1600, 200, 800, 1700, 1100, 2300, 2600.

Al termine di ogni ispezione, saranno predisposti i rapporti riportanti i fattori statistici, i coefficienti emissivi e la stima complessiva di emissioni fuggitive di raffineria rielaborate con i dati accumulati durante le ispezioni effettuate nell'esercizio.

Dalle informazioni fornite dal Gestore non appare chiarita la logica delle azioni manutentive derivanti dall'applicazione della procedura LDAR, in particolare non ci sono informazioni riguardo alle logiche di intervento manutentivo ed alle tempistiche relative.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

3.5 Aumento capacità produttiva

Successivamente ai suddetti interventi, la Raffineria di Taranto ha in progetto di incrementare la capacità di lavorazione passando dalle attuali 6.500.000 t/anno a 11.000.000 t/anno, attraverso le modifiche ed ampliamenti delle seguenti unità produttive:

- distillazione atmosferica e sotto vuoto integrati (Topping/Vacuum);
- desolforazione dei gasoli da distillazione e cracking termico (HDS);
- impianto di trattamento GPL;
- sistema di raffreddamento a circuito chiuso con torri evaporative;
- realizzazione di 16 nuovi serbatoi all'interno dell'attuale zona serbatoi di raffineria;
- ristrutturazione di alcune utilities di Raffineria, tra cui il recupero di condensate e delle acque accidentalmente oleose, l'unità di blow down, l'interconnessione dei processi e dei servizi e il sistema recupero vapori navi.

Tale secondo progetto è attualmente sottoposto a procedura di VIA di competenza statale, non ancora conclusa. Tali modifiche non sono state pertanto considerate nel corso del lavoro istruttorio.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

4. Verifica di conformità criteri IPPC

4.1 Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili

L'analisi dell'applicazione è stata fatta sulla base della documentazione presentata dal Gestore, in particolare la scheda D.3.1 ed i relativi allegati, ed andando a verificare, ove possibile, i criteri generali adottati dal Gestore stesso. Il confronto sviluppato dal Gestore è stato fatto in relazione alla lista delle MTD presenti nelle Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – categoria IPPC 1.2 Raffinerie di petrolio (Decreto 29 gennaio 2007). Il confronto è stato sviluppato dal Gestore in maniera specifica per ogni tecnica proposta evidenziando il grado di applicazione e le relative motivazioni tecniche. In particolare per alcune MTD non applicate sono stati presentati degli specifici allegati.

Viene analizzato ora il grado di adozione delle MTD nelle due configurazioni oggetto di autorizzazione: quella attuale e quella dopo la realizzazione delle modifiche "Autoil". Le MTD vengono raggruppate secondo lo schema adottato dalla LG citata e suddivise poi tra quelle applicate (con prestazioni allineate con quanto specificato nelle LG) quelle in corso di applicazione o parzialmente applicate, quelle applicate ma per le quali le informazioni disponibili non consentono una valutazione delle prestazioni, ed infine quelle non applicate (indicando eventualmente i casi di non applicabilità). Sono state escluse le MTD relative a processi non presenti nello stabilimento.

4.1.1 Configurazione attuale

Adozione di un Sistema di Gestione Ambientale: nello stabilimento è stato adottato un SGA certificato ISO14001 e registrato EMAS.

Miglioramento dell'efficienza energetica: comprende una serie di tecniche.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Ottimizzazione dei recuperi di calore attraverso process integration (ad es. pinch analysis).
- Produzione efficiente dell'energia (da considerare che la centrale termica è esclusa dalla configurazione e viene gestita da un altro soggetto).
- Ottimizzazione efficienza scambio termico (ad es. con prodotti antisporcamento).
- Riutilizzo acque di condensa (particolarità dei circuiti di recupero che vedono l'interscambio con la CTE EniPower)
- Per il sistema di gestione energetico viene dichiarato l'utilizzo della metodologia Solomon per la valutazione dell'indice di efficienza energetica. L'indice calcolato per il 2004 pone la raffineria nel 1° quartile nella relativa classe di complessità, e quindi evidenzia come gli eventuali margini di miglioramento energetico siano ridotti, ovvero che la raffineria già attualmente possiede un buon livello di efficienza energetica.

Per le seguenti MTD applicate nello stabilimento le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite.

- Gestione ottimale delle operazioni di combustione: non sono forniti i dati relativi alle efficienze termiche raggiunte da forni e caldaie pur essendo presenti sistemi di monitoraggio di ossigeno e temperatura nei fumi.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Gestione della bolla di raffineria: comprende una serie di MTD suddivise tra tecniche di processo (primarie) e di trattamento dei fumi (secondarie). Il Gestore ha adottato solo tecniche di tipo primario mentre per quelle di tipo secondario ha prodotto uno studio per la verifica di applicabilità. Si osserva preliminarmente che le modalità di calcolo della bolla fornite dal Gestore indicano come le concentrazioni di bolla dei vari inquinanti vengano determinate attualmente su base annuale a partire dai vari dati medi mensili sia in termini di portate che di concentrazioni.

Le seguenti MTD di tipo primario risultano applicate nello stabilimento.

- Riduzione di SO_x con tecniche di tipo primario nella combustione in forni, caldaie e turbine (ottimizzazione efficienza energetica, utilizzo prevalente di fuel gas, ottimizzazione di lavaggi amminici, Claus e TGTU). Le prestazioni storiche variano (principalmente in funzione del mix combustibili utilizzato, anche a fronte di una concentrazione residua di H₂S nel fuel gas inferiore a 150 mg/Nm³).
- Riduzione di NO_x con tecniche di tipo primario nella combustione in forni, caldaie e turbine (ottimizzazione combustione, bruciatori LN); per quanto riguarda l'utilizzo di bruciatori LN esso viene effettuato solamente nei forni dell'unità idrogeno.
- Riduzione di particolato con tecniche di tipo primario nella combustione in forni, caldaie e turbine (ottimizzazione combustione, combustibili a basso contenuto di ceneri).
- Riduzione di metalli con tecniche di tipo primario nella combustione in forni, caldaie e turbine (stesse tecniche del particolato, monitoraggio metalli nei combustibili liquidi, utilizzo di combustibili liquidi a basso contenuto di metalli).

Per le seguenti MTD di tipo primario, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite.

- Riduzione di CO e VOC con tecniche di tipo primario nella combustione in forni, caldaie e turbine (ottimizzazione combustione). Per la gestione ottimale delle operazioni di combustione, non sono forniti i dati relativi alle efficienze termiche raggiunte da forni e caldaie pur essendo presenti sistemi di monitoraggio di ossigeno e temperatura nei fumi.

Le seguenti MTD di tipo secondario relative al trattamento dei fumi non risultano applicate.

- Rimozione particolato (cicloni, ESP, filtri, scrubbers ecc..).
- Rimozione SO_x (FGD).
- Rimozione NO_x (SCR, SNCR).
- Rimozione combinata di SO_x ed NO_x.

In particolare per queste MTD non applicate il Gestore ha fornito uno studio dei benefici ambientali per le ricadute relative all'utilizzo di una combinazione di SCR, WGS ed ESP per la rimozione di NO_x, SO_x. Polveri applicati ai camini E1 ed E2 ricavando un beneficio marginale non significativo. Si osserva che lo studio è limitato ai due camini principali e focalizzato sulle ricadute piuttosto che sulle quantità emesse.

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). Per quanto riguarda l'applicazione dello SME ai camini, recentemente la raffineria li ha estesi a tutti i camini principali (E1, E2, E4, E7, E8).

Gestione ottimale dell'acqua: comprende una serie di tecniche.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Sistema di gestione delle acque integrato nel SGA.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Analisi integrata e studio delle possibilità di riutilizzo. Da notare che la configurazione originaria del sistema Water Reuse, integrato con il trattamento acque reflue ed acque di falda, è stato recentemente oggetto di variante per garantirne l'affidabilità.
- Minimizzazione utilizzo di fresh water (vedi tecnica precedente).
- Riduzione quantità di reflui generati dalle attività produttive: la tecnica viene esplicitata solo per il Desalting.
- Riduzione carico inquinante dei reflui generati dalle attività produttive: sono indicate una serie di modalità impiantistiche e gestionali volte alla riduzione del carico inquinante. Non è chiaro se inserite in una procedura organica.
- Collettamento acque di dilavamento aree inquinate ed invio a trattamento: si veda la sezione dedicata all'impianto di trattamento acque.

Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli: comprende una serie di tecniche.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti: cinque aree di deposito temporaneo e procedura nel SGA.
- Procedure e tecniche per ridurre, durante il normale esercizio, la generazione di fondami di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti: movimentazione frequente, mixer di fondo.
- Procedure per ridurre la produzione di rifiuti durante le operazioni di manutenzione o fuori esercizio dei serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti: procedura COW, recupero prodotto.
- Tecniche per la riduzione dei volumi dei fanghi prodotti: centrifugazione dei fanghi da trattamento acque.
- Sistemi e procedure di drenaggio, da apparecchiature, contenitori, serbatoi, dedicati per massimizzare la separazione di olio ed acqua, riducendo l'invio di olio nella rete fognaria: operazioni regolamentate da procedura con invio dei drenaggi a slop.
- Esecuzione delle operazioni di pulizia, lavaggio ed assemblaggio attrezzature solo in aree costruite e dedicate allo scopo: area dedicata, rigatura aree di processo, procedure operazioni.
- Ottimizzazione dell'utilizzo della soda impiegata nei vari processi di trattamento dei prodotti (aumentandone il riciclo), per assicurarsi che sia completamente esausta prima di essere considerata un rifiuto: utilizzo della soda esausta come reagente nel TAE.
- Trattamento di filtri ad argilla e sabbia e di catalizzatori con vapore, flussaggio e rigenerazione prima dello smaltimento.
- Definizione ed utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide nella rete fognaria: pulizia pavimentazioni, pavimentazione aree inquinabili, pulizia periodica pozzetti, utilizzo antisporcanti lato acqua scambiatori.
- Minimizzazione delle tubazioni interrate: sono interrate le linee fognarie ed i 200 m finali della sea line.
- Installazione di doppia parete per serbatoi interrati.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Adozione, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale, di un sistema di gestione impostato sull'obiettivo di ridurre la generazione di rifiuti e di prevenire la contaminazione dei suoli; esiste una procedura ma non ha obiettivi quantitativi di riduzione dei rifiuti prodotti.
- Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare: attuati per i prodotti volatili o pericolosi, negli altri casi invio del prodotto eventualmente disperso a slop o a trattamento acque.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue: i controlli sembrano effettuati in diverse sezioni del TAE.
- Procedure per individuare tempestivamente eventuali perdite dalle tubazioni, serbatoi e fognature: applicazione maggiore per linee di trasferimento prodotti e materie prime, meno frequente per le linee fognarie (10 anni); per i serbatoi livelli a sala controllo.
- Esecuzione di un'analisi di rischio ambientale per identificare e prevenire i casi ove possono verificarsi eventi incidentali di sversamento prodotti; in funzione dei risultati dell'analisi di rischio, ed in maniera selettiva, preparazione di un programma temporale degli eventuali interventi e di azioni correttive: sono fornite informazioni sull'analisi di rischio relativa agli incidenti rilevanti; alcune delle tecniche illustrate sembrano rivolte principalmente alla prevenzione degli incidenti rilevanti o alle procedure di bonifica (entrambi gli argomenti con specifica normativa di riferimento), altre sono invece utili anche per la prevenzione di incidenti non rilevanti ma con effetti ambientali.
- Procedure per l'ispezione meccanica, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi. Installazione di protezioni catodiche: applicazione maggiore per linee di trasferimento prodotti e materie prime, meno frequente per le linee fognarie (10 anni); protezione catodica non applicata.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Corretta gestione dei catalizzatori, per assicurarne il ciclo ottimale di esercizio, prevenendo disattivazioni anticipate con conseguente produzione di rifiuti. Verifica della possibilità di riutilizzo del catalizzatore esausto.
- Ottimizzazione dei processi di lavorazione negli impianti per ridurre la produzione di prodotti fuori norma e rifiuti da riciclare.
- Ottimizzazione e controllo dell'uso degli oli lubrificanti nelle macchine per ridurre la necessità e frequenza del ricambio con produzione di rifiuti.
- Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane: si veda la sezione dedicata all'impianto di trattamento acque.

Gestione ottimale delle emissioni fuggitive: comprende una serie di tecniche.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Metodi appropriati di stima delle emissioni: per i dettagli sui metodi utilizzati si vedano i capitoli 3 e 4 della presente relazione.
- Bilanciamento dei vapori durante le operazioni di carico dei prodotti volatili.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Strumentazione appropriata per il monitoraggio delle emissioni: vedi paragrafo 4.4.2 della presente relazione.
- Modifica o sostituzione di componenti impiantistici da cui si originano le perdite: vedi paragrafo 4.4.2 della presente relazione.
- Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite: vedi paragrafo 4.4.2 della presente relazione.
- Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/scarico di prodotti leggeri: applicata attualmente ad alcuni sistemi di caricamento. In previsione l'estensione.
- Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi e autobotti.

Le seguenti MTD non risultano applicate.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Valutare la fattibilità della distruzione dei vapori tramite ossidazione termica o catalitica: sono utilizzati sistemi alternativi (adsorbimento su carboni attivi).

Impianto di Desalting.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Utilizzo di desalter multistadio.
- Riutilizzo, nel desalter, di acqua reflua proveniente da altre unità di raffineria al posto di *fresh water*.
- Ricircolo, nei desalters a multistadio, di parte dell'acqua effluente dal secondo stadio nel primo, così da minimizzare il volume dell'acqua fresca di lavaggio.
- Utilizzo di agenti chimici disemulsionanti.
- Adozione di adatta strumentazione per il controllo di livello di interfaccia tra olio ed acqua.
- Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura delle emulsioni oleose durante la fase di miscelazione: mixing valve.
- Introduzione di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza.

Le seguenti MTD non risultano applicate.

- Trasferimento delle acque reflue dal desalter in serbatoi di sedimentazione per migliorare la separazione olio-acqua.
- Verifica ed ottimizzazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi: rimozione fanghi in discontinuo.
- Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua: rimozione fanghi in discontinuo.
- Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone disoleatore: viste le caratteristiche dei grezzi trattati e del ciclo produttivo il Gestore non ritiene applicabile la MTD ed ha presentato apposito studio allegato D.3.1.c .
- Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniaca) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione: viste le caratteristiche dei grezzi trattati e del ciclo produttivo il Gestore non ritiene applicabile la MTD ed ha presentato apposito studio allegato D.3.1.c .

Impianto di Distillazione Atmosferica.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Utilizzo di desalter multistadio.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale) ed utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale.
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Le seguenti MTD non risultano applicate.

- Strippaggio, per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo *reboiled* anziché ad iniezione di vapore; una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile: impianto esistente con strippaggio diretto con vapore.

Impianto di Distillazione Sotto Vuoto.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale): unità integrata con la CDU.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalting.

Le seguenti MTD non risultano applicate.

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale): l'unità non ha forni.
- Tecniche per la riduzione delle emissioni di SO_x dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sotto vuoto: gas inviati in torcia.
- Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo: attualmente in testa colonna 30 mm Hg, passare a 25 mm Hg comporterebbe limitazioni produttive.
- Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore: impianto esistente con sistemi a tre stadi a vapore di difficile modifica.

Cracking Termico e Visbreaking (TSTC).

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Invio dei gas prodotti al trattamento/recupero dello zolfo.
- Controllo del contenuto di sodio nell'alimentazione anche mediante l'aggiunta di additivi che minimizzano la formazione di coke.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Reforming Catalitico (Plat).

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Invio dell'acqua reflua al sistema di trattamento acque reflue.
- Ottimizzazione dei consumi dei promotori clorurati durante la fase di rigenerazione.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Le seguenti MTD non risultano applicate.

- Invio dei gas provenienti dalla rigenerazione ad uno scrubber previo trattamento con *trappole* per il cloro: impianto SR, durata rigenerazione 5 giorni ogni 12 mesi.
- Quantificazione delle emissioni di PCDD/PCDF provenienti dalla rigenerazione: non vengono effettuate analisi sui gas provenienti dalla combustione.
- Valutare la fattibilità e convenienza economica di utilizzare sistemi di abbattimento polveri nella fase di rigenerazione: impianto SR, durata rigenerazione 5 giorni ogni 12 mesi, durata catalizzatore circa 10 anni.

Impianti Recupero Zolfo (Claus 2, Claus 3, Claus 4, Scot).

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Assicurare un'efficienza di recupero del 99.5 ÷ 99.9 per gli impianti nuovi e del 99% per gli impianti esistenti. Monitorare l'efficienza di recupero: efficienza dichiarata 99,0%, monitorata con cadenza annuale.
- Massimizzare il fattore di utilizzo dell'impianto al 95/96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata: il fattore di utilizzazione delle unità dichiarato dal Gestore escludendo i periodi di manutenzione programmata (a differenza di quanto specificato nella



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

LGMTD) relativo al 2005 è risultato del 91,4% per Claus 2, del 99,2% per Claus3 e del 100% per Claus 4. Andrebbe verificata la modalità di calcolo.

- Recuperare nell'impianto anche il gas di testa contenente H₂S proveniente dall'unità di SWS.
- Controllare la temperatura del reattore termico di ossidazione dei gas acidi in ingresso, per distruggere correttamente l'ammoniaca.
- Mantenere un rapporto ottimale H₂S/SO₂ mediante un sistema di monitoraggio di processo.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Assicurare la distruzione termica, con un'efficienza minima del 98%, delle tracce di H₂S non convertito.

Impianto di Isomerizzazione (TIP).

Le seguenti MTD non risultano applicate nello stabilimento.

- Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati utilizzati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata: non vengono utilizzati clorurati nell'unità.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Produzione idrogeno (Unità 2200, 2500).

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Utilizzare la tecnica di purificazione dell'idrogeno *pressure-swing adsorption* (PSA) (ad elevato consumo energetico) solo quando è necessario un alto grado di purificazione dell'idrogeno (99-99,9%).
- Nel caso di impiego di PSA, utilizzare il gas di spurgo del PSA come combustibile nel forno del reforming in sostituzione di combustibili con un più elevato rapporto C/H.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Purificazione idrogeno

Le MTD applicabili sono quelle indicate nella sezione relativa agli impianti di produzione idrogeno.

Stoccaggio e movimentazione prodotti.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio di prodotti e materiali volatili.
- Utilizzo di verniciatura a tinta chiara delle pareti dei serbatoi.
- Serbatoi a tetto fisso: polmonazione con gas inerte qualora si decida di utilizzarli per lo stoccaggio di prodotti volatili: presenti sette serbatoi a tetto fisso polmonati con azoto per il contenimento di benzine/gasoli.
- Serbatoi a tetto galleggiante: installazione di guarnizioni doppie/secondarie sul tetto galleggiante.
- Evitare l'appoggio del tetto galleggiante sul fondo del serbatoio, per evitare la formazione di vapori/emissioni oltre che a problemi di sicurezza: tetti dotati di supporti ("gambe").



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Prevenzione delle perdite attraverso opportune procedure di ispezione dei serbatoi per verificarne l'integrità: procedure di stabilimento sulla base delle norme internazionali.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Valutare l'opportunità e fattibilità economica di impermeabilizzare il bacino di contenimento dei serbatoi o di installare doppi fondi.

Le seguenti MTD non risultano applicate.

- Preferire l'utilizzo di pochi serbatoi di dimensioni elevate in alternativa a tanti di dimensioni più ridotte (tecnica applicabile per le nuove raffinerie/unità): impianto esistente.
- Installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento del prodotto in connessione con l'atmosfera.
- Installazione di sistemi di chiusura (*wipers*) dei fori dei tubi sonda di misurazione di livello dei prodotti volatili.
- Valutazione della possibilità di adottare sistemi di protezione catodica: il Gestore predilige l'installazione dei doppi fondi per i serbatoi contenenti prodotti ad elevata mobilità nel terreno..

Torce.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti): su uno solo dei collettori di blow-down esiste un sistema di recupero gas che dovrebbe ridurre l'invio del gas stesso alla torcia; mancano informazioni specifiche sul funzionamento operativo delle torce; le quantità di prodotto bruciate in torcia sono stimate come percentuale delle perdite globali dell'impianto e non misurate.
- Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore: la torcia 2 è già smokeless, la torcia 1 dovrebbe essere stata sottoposta a revamping nel 2008.
- Valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia: l'installazione dei misuratori di portata sulle due torce è previsto nel revamping della torcia 1 e nell'ambito del nuovo HDC per la torcia 2;

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche:
 - bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione-consumo)
 - utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafiletti di gas)
 - applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia
 - installazione, quando economicamente compatibile di un sistema di recupero gas diretto in torcia

Impianto di trattamento acque reflue.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Invio delle acque acide all'impianto SWS: tre unità dedicate SWS1, SWS2, SWS3.
- Riutilizzo dell'acqua acida proveniente dal SWS come acqua di lavaggio del desalter (o come acqua di lavaggio in testa alla colonna principale FCC): riutilizzo nel desalting.
- Monitoraggio della temperatura dell'acqua da trattare al fine di ridurre la volatilizzazione e per assicurare la corretta performance del trattamento biologico: rilevazione nella vasca di ossidazione solfuri.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- Invio dell'acqua piovana inquinata, proveniente da aree di impianti, all'impianto di trattamento.
- Controllo e minimizzazione delle sostanze tensioattive utilizzate nei vari processi nelle acque reflue che causano l'aumento della quantità di emulsioni e di fanghi generati.
- Installazione di un sistema di lavaggio ad alta pressione per ridurre l'utilizzo di sgrassatori a base di solventi clorurati.
- Utilizzo di sgrassatori non pericolosi e biodegradabili.
- Trattamento primario (disoleazione API, PPI, CPI).
- Trattamento secondario (flottazione).
- Trattamento terziario o biologico.
- Utilizzo di bacini/serbatoi di equalizzazione per lo stoccaggio delle acque reflue di raffineria, o di alcuni effluenti critici di processo, da trattare.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC: come illustrato nella presente relazione istruttoria al paragrafo 4.4.1 .

Sistemi di raffreddamento.

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento.

- Applicare le MTD indicate nello specifico BRef sui sistemi di raffreddamento.
- Ottimizzazione del recupero di calore tra flussi all'intero di un singolo impianto o tra varie unità di processo.

Risultano parzialmente applicate o in corso di applicazione le seguenti tecniche.

- Mantenere separate le acque di raffreddamento da quelle di processo ed eventuale riutilizzo di queste ultime per il raffreddamento solo dopo trattamento primario: le acque di raffreddamento e quelle di processo in uscita dall'impianto di trattamento vengono riunite prime della vasca finale API e del recapito finale allo scarico.
- Adottare un sistema di monitoraggio appropriato per prevenire le perdite di idrocarburi in acqua.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Valutare la possibilità di utilizzare l'aria, in alternativa all'acqua, come fluido refrigerante.
- Valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica di riutilizzo del calore ad un livello basso.

4.1.2 Configurazione futura dopo modifiche Autoil

In questo paragrafo verranno analizzate, in analogia a quanto fatto per la configurazione attuale, l'applicazione delle MTD all'impianto. Al fine di rendere più agevole la lettura vengono illustrati solo gli impianti e le tecniche che subiranno variazioni rispetto alla configurazione attuale.

Miglioramento dell'efficienza energetica: comprende una serie di tecniche.

Le seguenti MTD aggiuntive risultano applicate nello stabilimento per i nuovi impianti.

- Gestione ottimale delle operazioni di combustione: i nuovi forni saranno dotati di misura di ossigeno e temperatura in uscita per la regolazione del rapporto aria/combustibile.

Le seguenti MTD di tipo secondario relative al trattamento dei fumi risultano parzialmente applicate nei nuovi impianti.

- Rimozione NO_x (SCR, SNCR): forni nuova unità idrogeno 2500 dotati di SCR.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Impianti Recupero Zolfo (Nuovo Claus, TGTU).

Le seguenti MTD risultano applicate nello stabilimento

- Assicurare un'efficienza di recupero del $99.5 \div 99.9$ per gli impianti nuovi e del 99% per gli impianti esistenti. Monitorare l'efficienza di recupero: efficienza dichiarata 99,9%, per il nuovo impianto Claus + TGTU.
- Massimizzare il fattore di utilizzo dell'impianto al 95/96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata: il fattore di servizio minimo delle nuove unità Claus e TGTU dichiarato è del 96%.
- Recuperare nell'impianto anche il gas di testa contenente H_2S proveniente dall'unità di SWS.
- Controllare la temperatura del reattore termico di ossidazione dei gas acidi in ingresso, per distruggere correttamente l'ammoniaca.
- Mantenere un rapporto ottimale H_2S/SO_2 mediante un sistema di monitoraggio di processo.
- Assicurare la distruzione termica, con un'efficienza minima del 98%, delle tracce di H_2S non convertito: viene dichiarata la conversione completa dell'acido residuo.

Produzione idrogeno (Nuova unità).

Le seguenti MTD risultano applicate nei nuovi impianti.

- Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
- Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
- Utilizzare la tecnica di purificazione dell'idrogeno *pressure-swing adsorption* (PSA) (ad elevato consumo energetico) solo quando è necessario un alto grado di purificazione dell'idrogeno (99-99,9%).
- Nel caso di impiego di PSA, utilizzare il gas di spurgo del PSA come combustibile nel forno del reforming in sostituzione di combustibili con un più elevato rapporto C/H.

Torcia.

Per la nuova torcia asservita all'unità di Hydrocracking 4200, all'unità Stabilizzatrice e splitter benzine, unità RHU e all'unità Produzione Idrogeno risultano applicate le seguenti tecniche.

- Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti): previsto il sistema di recupero gas che dovrebbe ridurre l'invio del gas stesso alla torcia
- Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.
- Valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia: previsto per la nuova torcia.

Per le seguenti MTD, applicate nello stabilimento, le informazioni fornite non consentono una valutazione delle prestazioni conseguite

- Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche:
 - bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione-consumo)
 - utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafiletti di gas)
 - applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia
 - installazione, quando economicamente compatibile di un sistema di recupero gas diretto in torcia



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

4.1.3 Confronto tra le prestazioni della raffineria e le indicazioni della LGMTD.

Vengono di seguito fornite alcune indicazioni per un confronto tra le prestazioni della raffineria di Taranto, come desumibili dalla documentazione tecnica presentata dal Gestore, e i dati presenti nella LGMTD.

Bolla di Raffineria

Da notare che mentre le indicazioni della LG si riferiscono ad una base temporale mensile, le stime del Gestore sono invece su base annuale. Per facilitare il confronto sono stati riportati anche i massimi valori su base storica nel periodo gennaio 2006-ottobre 2008, questi ultimi su base mensile.

Tutti i dati sono relativi a concentrazioni in mg/Nm^3 in condizioni in accordo a quanto stabilito dalle norme di settore oggi incluse nel Testo Unico Ambientale.

Emissioni in atmosfera(mg/Nm^3)				
Parametro	Max valore storico	Valore stimato su base annua dal Gestore alla capacità produttiva Assetto attuale	Valore stimato su base annua dal Gestore alla capacità produttiva Assetto Autoil	Prestazione LGMTD valutata su base mensile
Ossidi di zolfo (come SOx)	834,20 – mensile gennaio 2008	909,0	642,0	800-1200
Ossidi di azoto (come NOx)	237,22 – gennaio 2008	281,9	195,0	250-450
Polveri (PM)	39,61 – agosto 2008	48,8	33,0	30-50
CO	80,0 – gennaio 2008	37,1	32,0	100-150
VOC	1,97 – media annuale anno 2005	n.d.	n.d.	20-50
H2S	n.d.	n.d.	n.d.	3-5
Ammoniaca e composti a base di cloro	4,3 – come somma di ammoniaca e cloro valore medio annuale anno 2005	60 – come somma di ammoniaca e cloro valore medio annuale ⁽¹⁾	60 – come somma di ammoniaca e cloro valore medio annuale ⁽¹⁾	20-30

⁽¹⁾ Per quanto riguarda il valore alla capacità produttiva stimato dal Gestore per la concentrazione di ammoniaca e cloro, esso appare nettamente sovrastimato. La concentrazione assunta infatti per tutti i camini sia per il cloro che per l'ammoniaca è di $30 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, molto superiore ai dati storici disponibili.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Si osserva una riduzione delle concentrazioni stimate per gli inquinanti, principalmente da attribuirsi ad un notevole aumento delle portate dei fumi. Si passa infatti da una portata di fumi secchi al 3% di ossigeno alla capacità produttiva nell'assetto attuale di 374.955 Nm³/h ad una portata nell'assetto Autooil di 571.661 Nm³/h, con un incremento quindi di oltre il 50%. Tale ipotesi sembra avvalorata anche dal confronto delle emissioni in massa, come possibile osservare nella tabella seguente.

Emissioni in atmosfera					
	Massima Capacità Produttiva Assetto attuale	Massima Capacità Produttiva Assetto Autoil	2006 (media annuale su base mensile)	2007 (media annuale su base mensile)	2008 (stima basata sui dati gennaio-ottobre)
SO _x (t/anno)	2.985,58	3.214,92	3.006	2.947	2.328
NO _x (t/anno)	925,84	974,99	804	822	659
CO (t/anno)	121,94	161,36	112	143	152
Polveri (t/anno)	160,39	166,44	90	78	95

Nella tabella seguente viene fatto un confronto degli indicatori ambientali relativi alla bolla di raffineria alla capacità produttiva con i valori indicati nella LGMTD. Occorre comunque osservare che i dati riportati sulla LGMTD non distinguono tra gli impianti che inglobano ancora le CTE e quelli, come la raffineria di Taranto, nei quali la CTE viene gestita da un soggetto terzo.

Indicatori (kg/t di grezzo lavorato)				
	Massima Capacità Produttiva Assetto attuale	Massima Capacità Produttiva Assetto Autoil	Raffinerie italiane	Raffinerie europee
SO _x	0,46	0,49	0,066-4,5	0,03-6
NO _x	0,14	0,15	0,015-0,78	0,06-0,7
CO	0,018	0,025	0,059-0,145	0-0,08
Polveri	0,025	0,026	0,01-0,125	0,001-3

Emissioni in acqua



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Nella tabella seguente vengono confrontati gli indicatori ambientali relativi alle emissioni in acqua della raffineria in confronto con quanto indicato nella LGMTD.

In particolare sono riportate le quantità emesse per tonnellata di grezzo lavorato dalla raffineria.

Indicatori (kg/t di grezzo lavorato)			
	Massima Capacità Produttiva Assetto attuale/Autoil Dati dichiarati	Raffinerie italiane	Raffinerie europee
BOD	0,68	n.d.	0,018-0,18
COD	2,69	0,191	0,35-1,125
Oli	0,09	0,00084	0,0018

Occorre notare come i dati forniti dal gestore per le emissioni alla capacità produttiva siano in realtà derivati dall'ipotesi di un refluo in uscita con le concentrazioni degli inquinanti coincidenti con i limiti di legge. Stante il mescolamento con le acque di raffreddamento prima dello scarico tali stime, se corrispondenti alla realtà, porterebbero ad indicatori ambientali nettamente superiori a quelli valutati sia in ambito nazionale che comunitario. Appare quindi necessaria una valutazione realistica delle caratteristiche dei reflui in uscita, anche in considerazione delle concentrazioni rilevate dal Gestore per l'anno 2005 e di seguito riportate.

Concentrazioni allo scarico (mg/L)		
	Massima Capacità Produttiva Assetto attuale/Autoil Dati dichiarati	Anno 2005
BOD	≤40	2,37
COD	≤160	29,42
Oli	≤5	0,069

4.2 Presenza di fenomeni di inquinamento significativi

Aria

Gli inquinanti più significativi per l'area tarantina sono il PM10, con puntuali superamenti delle medie del VL annuo e VL giorno, e NO2 con superamento delle concentrazioni medie annue. In particolare la composizione del PM10 denuncerebbe una frazione metallica.

In allegato D6 il Gestore ha sviluppato una serie di simulazioni riguardante sia l'assetto attuale che quello futuro che l'introduzione di ulteriori impianti di trattamento. Gli scenari simulati sono i seguenti. I parametri studiati sono SOx, NOx, Polveri e CO.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

1. "Anno di riferimento", rappresentativo dei dati emissivi attuali della Raffineria;
2. "BAT 2007", che corrisponde allo scenario emissivo che si verificherà dal 31 ottobre 2007;
3. "Case study 1", che corrisponde all'applicazione della tecnica di abbattimento secondaria "desolfatore" all'assetto emissivo BAT 2007;
4. "Case study 2", che corrisponde all'applicazione della tecnica di abbattimento secondaria "SCR" all'assetto emissivo BAT 2007;
5. "Case study 3", che corrisponde all'applicazione della tecnica di abbattimento secondaria "elettrofiltro" all'assetto emissivo BAT 2007.

I risultati mostrano una prevalenza, come prevedibile, dell'impatto relativo agli ossidi di zolfo ed azoto ma una concentrazione in corrispondenza delle centraline piuttosto ridotta. In considerazione della complessità dell'area di Taranto si ritiene opportuno un approfondimento, espresso peraltro anche in sede di prescrizioni del Parere di Compatibilità Ambientale.

Acqua

Sulla base delle richieste di integrazione formulate dal GI, il Gestore ha provveduto ad una simulazione dell'impatto delle emissioni in acqua derivanti dallo scarico A nel Mar Grande. Le simulazioni sono state effettuate utilizzando il modello di simulazione Cormix dell'EPA.

I risultati ottenuti dal modello CORMIX rappresentano una semplificazione della situazione reale e forniscono output di tipo semiquantitativo.

Le immagini e le considerazioni sviluppate dal Gestore si basano infatti su una geometria semplificata del bacino, su approssimazioni dell'andamento idrodinamico dell'area e su ipotesi generali del comportamento diffusivo ed advettivo delle sostanze chimiche.

Il modello semplificato del bacino comporta un andamento del plume inquinante diretto verso la costa settentrionale dell'insenatura. Nella realtà, la circolazione debolmente ciclonica delle correnti all'interno del bacino induce un moto verso sud-ovest del carico inquinante. Una seconda simulazione ha permesso di rappresentare questo andamento ciclonico e di completare i risultati della prima simulazione, verosimili solo ad una distanza di 100m, allargando il campo di validità dell'analisi nel far-field.

I risultati mostrano che a 100 m dallo scarico i parametri Cromo VI, IPA e rame rispettano i valori SQA, mentre gli altri analiti raggiungono i valori richiesti dagli obiettivi di qualità ad una distanza dalla costa massima di 160 m.

Fermo restando l'opportunità di ulteriori affinamenti della simulazione anche sulla base di campionamenti mirati che consentano una validazione e calibrazione adeguata del modello, già da questi risultati si evidenzia una situazione di criticità nelle aree prospicienti agli scarichi della raffineria, che dovrà essere affrontata anche alla luce dell'esame dell'impianto di trattamento acque che verrà incluso nella relazione finale.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Rumore

Il Gestore ha presentato i risultati derivanti dalle campagne di misurazione del rumore. I risultati andrebbero verificati utilizzando parametri che consentano di meglio rappresentare la realtà emissiva dell'impianto rispetto all'LN90 utilizzato.

Nel tratto adiacente la S.S.Jonica106 la non rispondenza ai limiti è probabilmente addebitabile all'effetto cumulativo con il traffico veicolare.

Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Sui terreni del sito industriale si rileva inquinamento da Arsenico, Piombo, Idrocarburi totali ed aromatici, in particolare nell'area caricamento rete (S593).

L'area del serbatoio T3002 nel maggio 2006 è stata interessata da sversamento accidentale di prodotto petrolifero.

Il gestore non registra fenomeni di contaminazione delle acque di falda profonda, né infiltrazioni tra la prima e la seconda falda.

Per le acque di falda superficiale l'inquinamento da metalli, piombo, nichel, cromo totale, arsenico, selenio, idrocarburi totali e aromatici, MTBE, secondo quanto dichiarato dal gestore, viene intercettato dal sistema Pump & Treat.

La problematica è pertanto avviata a soluzione secondo procedure e piani già approvati dal MATTM.

4.3 Gestione corretta dei rifiuti

Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti il Gestore ha sviluppato una analisi sia per quanto riguarda la configurazione attuale che per quella proposta inclusiva delle modifiche "Autoil".

Le quantità complessive di rifiuti stimati alla capacità produttiva risultano le stesse sia nella configurazione attuale che in quella futura, pari a 224.517.665,00 kg/anno inclusivi di 218.569.282 kg/anno di acque di falda contaminate derivanti da operazioni di bonifica.

Valutando la produzione di rifiuti specifica, ed escludendo per ragioni di congruenza tecnica le acque di falda, si giunge ad una produzione di circa 0,91 kg di rifiuto per t di greggio in ingresso, assunta la portata in ingresso a 6.500.000 senza quindi distinguere tra greggio vero e proprio e semilavorati. Tale valore appare in linea con quanto indicato nella LGMTD (fino a 2 kg/t greggio).

Per quanto riguarda la gestione, sono presenti specifiche procedure nell'ambito del SGA che riguardano tutte le fasi di gestione dei rifiuti prodotti. Anche le attività di bonifica ed ispezione di macchinari ed impianti (originatrici di rifiuti) sono procedurizzate.

4.4 Utilizzo efficiente dell'energia

L'analisi dell'efficienza energetica è stata presentata dal Gestore nell'allegato D10, confrontando le performance dell'impianto con quelle indicate nelle LGMTD e per mezzo del cosiddetto indice "Solomon" che rappresenta una misura del grado di efficienza energetica dell'impianto.

Analizzando la documentazione presentata si evidenzia una generale applicazione dei criteri di miglioramento di efficienza energetica indicati nella LGMTD, pur mancando dati su singole unità e apparecchiature che consentano di verificare puntualmente il grado di efficienza raggiunto e gli eventuali margini di miglioramento.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

4.5 Prevenzione degli incidenti

Il Gestore ha presentato i risultati delle analisi di rischio sviluppate sulla base della normativa in materia di impianto a rischio di incidente rilevante, relative alla configurazione attuale ed a quella proposta con l'inclusione delle modifiche "Autoil".

I dati presenti in tale documentazione, pur non essendo stati sviluppati con lo scopo di valutare gli eventi incidentali dal punto di vista ambientale, possono fornire elementi utili alla valutazione del rischio connesso. L'approccio manifestato dal Gestore appare in linea con quanto previsto nella normativa sugli incidenti rilevanti mentre per quanto riguarda gli incidenti di minore entità sarà opportuno prevedere azioni di monitoraggio all'interno del Piano di Monitoraggio e Controllo.

4.6 Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Il Gestore ha formalizzato nell'allegato D15 l'impegno, qualora emerga l'esigenza di cessare definitivamente l'attività, provvederà ad elaborare un piano di ripristino delle condizioni del sito, finalizzato ad evitare il rischio di inquinamento e ripristinare le condizioni ambientali del sito, ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

5. CONVINCIMENTI E MOTIVAZIONI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base:

- a) degli **impegni assunti dal gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni: C.1 Impianto da autorizzare, C.2 Sintesi delle variazioni, C.3 Consumi ed emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare, C.4 Benefici ambientali attesi, C.5 Programma degli interventi di adeguamento, C.6 Nuova relazione tecnica dei processi produttivi dell'impianto da autorizzare, C.7 Nuovi schemi a blocchi;
- b) degli **impegni assunti dal gestore con la compilazione e la sottoscrizione della Scheda E** della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni: E.1 Quadro di sintesi delle variazioni delle modalità di gestione ambientale, E.2 Piano di monitoraggio, E.3 Descrizione delle modalità di gestione ambientale, E.4 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) della valutazione del documento di PeaceLink, Prot. DSA 2009-0006280 del 13/03/2009;
- f) della valutazione del documento della Provincia di Taranto acquisito agli atti istruttori ed allegato al verbale della riunione del GI del 2 settembre 2009, Prot. CIPPC-00_2009-0001879 del 3 settembre 2009, nel quale si riportano gli accordi intervenuti tra il gestore e gli Enti Locali Territoriali circa le emissioni in atmosfera, che prevede un assetto compensativo tra le emissioni di ENI Raffineria ed ENIPOWER CE;
- g) della valutazione dei documenti esaminati, tra i quali: "Le emissioni industriali in Puglia. Rapporto sulle emissioni in atmosfera dei complessi IPPC" redatto da ARPA Puglia nel 2009; dal documento si rileva che in Puglia sono presenti 146 complessi IPPC, di cui 11 di dimensioni e competenza statale e 135 di competenza regionale e provinciale. Di questi, 5 impianti insistono nel territorio della Provincia di Taranto, tutti inseriti nell'area occupata dallo stabilimento ILVA SpA. Nel documento si registra, per la Provincia di Taranto, la situazione più critica in cui, oltre ad avere nel 2006 i massimi livelli quantitativi di emissione annua per tutti gli inquinanti, tutti i trend mostrano un sostanziale aumento nel tempo. Per l'ENI, gli inquinanti considerati sono NOx e benzene, con il primo che tende a diminuire dal 2002 al 2006 mentre per il benzene si ha un andamento crescente. Il documento attribuisce la produzione di NOx per il 45% alle attività energetiche (Energia e raffinazione) e la restante parte alle altre attività presenti. Da quanto sino ad ora esaminato, emerge che la Puglia è la regione italiana dove è maggiore l'impatto ambientale sulla matrice aria prodotta dalle attività industriali. Le principali sostanze inquinanti presenti in Puglia sono legate alle specifiche attività produttive del territorio. Osserviamo, infatti, quanto segue:
 - le rilevanti emissioni caratteristiche delle attività energetiche risultano sparse sul territorio, ma con una maggiore presenza nell'area brindisina, quali: anidride carbonica (CO₂), Ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx) e metalli pesanti;
 - le emissioni caratteristiche del settore chimico, quali per esempio il benzene (C₆H₆), sono localizzate ancora nell'area brindisina;
 - le maggiori emissioni in atmosfera prodotte dall'attività del polo siderurgico, concentrate nell'area del comune di Taranto, che emettono tutte le sostanze inquinanti considerate nel presente lavoro ed in particolare il monossido di carbonio (CO), gli idrocarburi policiclici



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

aromatici (IPA), le Diossine (PCDD-PCDF), Polveri (PM), Ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx), e metalli pesanti;

Analizzando, inoltre, l'andamento temporale delle emissioni dichiarate nel registro INES e prodotte dal 2002 al 2006, quasi tutti gli inquinanti considerati risultano in aumento, ad eccezione di alcune sostanze che manifestano un leggero calo.

esprime il proprio convincimento che per l'impianto da autorizzare:

–il gestore **ADOPTA** le migliori tecniche disponibili; le tecniche proposte dal gestore sono riconosciute MTD per l'impianto per i seguenti motivi: a) sono in larga parte riconducibili alle soluzioni proposte nei documenti tecnici comunitari e nelle linee guida nazionali, b) devono essere esercitate in modo da consentire di conseguire prestazioni ambientali associate all'utilizzo delle MTD;

–il gestore ha manifestato l'impegno ad adottare le misure atte ad evitare oppure, qualora non sia possibile, ridurre le emissioni delle attività oggetto dell'autorizzazione nell'aria, nell'acqua e nel suolo, comprese le misure relative ai rifiuti e per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente nel suo complesso;

–il gestore ha manifestato l'impegno ad utilizzare l'energia in modo efficace;

–il gestore ha manifestato l'impegno a prendere le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;

–il gestore ha manifestato in forma chiara l'impegno ad assicurare misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività dell'Impianto ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Pertanto **il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, come descritto in premessa, propone all'Autorità Competente di**

–procedere al rilascio dell'autorizzazione richiesta prescrivendo al gestore che l'impianto sia esercitato 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.

6. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Nel rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, il **GI ritiene che le autorizzazioni sostituite** secondo quanto previsto dal combinato disposto dall'art. 5 comma 18 e dall'allegato II del Decreto siano quelle riportate nella tabella seguente.

Estremi atto amministrativo	Norme di riferimento	Oggetto
Determina Dirigenziale n° 176 Provincia di Taranto del 18/10/04	D. Lgs 152/99	Autorizzazione scarichi idrici nel Mar Grande
Delib. Giunta Regionale n° 8707 Regione Puglia del 28/12/89	DPR 203/88 art.17	Parere regionale emissioni fumi E7 – valori limite riferimento emissioni camino E7 (parametri SO ₂ , NO _x , PST)



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Delib. Giunta Regionale n° 4851 Regione Puglia del 28/10/91	DPR 203/88 art.17	Parere regionale favorevole all'emissione fumi da impianti vari – valori limite riferimento emissioni camino E8 (parametri SO ₂ , NO _x , PST)
Determinazioni Dirigenziali della Regione Puglia n° 1039 27.12.2004	DPR 203/88 DPR 420/94 L. 239/04	Voltura di tutti i provvedimenti concessoti all'Eni S.p.A.; incremento della capacità di lavorazione da 5.000.000 a 6.500.000 tonnellate; Valori di emissione globali di riferimento della Raffineria (flussi di massa)
Delib. Giunta Regionale n° 297 Regione Puglia del 26/02/96	DPR 203/88 art.17	Parere regionale incremento di capacità da 3500 kton a 5000 kton Prescrizione monitoraggio trimestrale emissioni Convogliate



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

7. PRESCRIZIONI E VALORI LIMITE DI EMISSIONE

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.

Produzione alla capacità produttiva

Il gestore dovrà ottemperare alla prescrizione MATTM contenuta nel parere positivo di compatibilità ambientale relativa alla limitazione della capacità produttiva a 5.000.000 t/anno di greggi e semilavorati a fino alla data di entrata in esercizio dell'impianto HDC (rif. comunicazione MATTM prot. DSA-2008-0025643 del 17.09.08). Successivamente all'avviamento dell'impianto HDC la lavorazione di greggi e semilavorati sarà portata a 6.500.000 t/anno.

L'impianto nella configurazione attuale e in quella futura conseguente al programma di interventi di adeguamento (Autoil ed MTD) indicati in Capitolo 3 è autorizzato per una capacità produttiva massima di 6.500.000 di tonnellate/anno di di greggi e semilavorati per l'attività di raffinazione.

Entro 60 giorni dalla data di rilascio dell'AIA, il gestore dovrà comunicare all'Autorità competente e alla Regione Puglia, nonché al Comune di Taranto ed all'ARPA Puglia il bilancio di massa dello zolfo dell'intero ciclo produttivo della raffineria, riferito alla massima capacità produttiva sopra ricordata.

Il gestore dovrà definire una procedura operativa, d'intesa con gli Enti Locali territoriali, atta a definire eventuali soglie d'allarme per la prevenzione di fenomeni acuti di inquinamento atmosferico.

Emissioni convogliate in aria

Nel seguito sono riportate le proposte di limiti e prescrizioni per le emissioni convogliate in aria per l'intero complesso di raffineria (bolla) e per alcune singole unità.

Per tutti gli altri inquinanti di pertinenza del proprio ciclo produttivo il Gestore è comunque tenuto al rispetto dei limiti normativi previsti dal D.Lgs. 152/2006.

Raffineria (bolla)

Parametro	Limite configurazione attuale t/a	Limite configurazione Autoil t/a
NOx	830	880
SO ₂	2.700	3.050
PTS	140	150



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Parametro	Limite configurazione attuale mg/Nm ³	Limite configurazione Autoil mg/Nm ³
NOx	300	300
SO ₂	800	800
PTS	50	40
CO	100	50
COV	50	20
H ₂ S	5	3
NH ₃ e composti a base di cloro	30	20

I valori di bolla devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti gassosi convogliati dell'intera raffineria. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto. I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento su base mensile.

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

- nessun valore medio mensile (concentrazione) supera i pertinenti valori limite di emissione,
- il 97% di tutte le medie giornaliere non supera il 125% del valore limite per il biossido di zolfo.

I sotto indicati camini, le cui caratteristiche sono riportate nelle schede B6 e C della domanda di AIA, rientrano nel calcolo di bolla.

Assetto precedente Autoil (incluso impianto GPL)

Camino	Fasi
E1	CDU, HDT, PLAT, HDS1
E2	TSTC, HDS2, Claus - Scot, EST, Unità Idrogeno
E4	HOT OIL
E7	TIP
E8	HDC
GPL 1 (E 2.1)	Cabina di verniciatura
GPL 2 (E 2.2)	Ingresso forno di preriscaldamento
GPL 3 (E 2.3)	Uscita forno di preriscaldamento
GPL 4 (E 2.4)	Forno di essiccazione
GPL 5 (E 2.5)	Bruciatore a GPL
GPL 6 (E 3)	Sabbiatrice
GPL 7 (E 1)	Cabina di verniciatura
GPL 8 (E 1.2)	Tunnel di essiccazione



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Assetto Autoil

Camino	Fasi
E1	CDU, HDT, PLAT, HDS1
E2	TSTC, HDS2, Claus - Scot, EST, Unità Idrogeno
E4	HOT OIL
E7	TIP
E8	HDC
E9	NUOVO IMPIANTO IDROGENO
E10	NUOVO IMPIANTO CLAUS
GPL 1 (E 2.1)	Cabina di verniciatura
GPL 2 (E 2.2)	Ingresso forno di preriscaldamento
GPL 3 (E 2.3)	Uscita forno di preriscaldamento
GPL 4 (E 2.4)	Forno di essiccazione
GPL 5 (E 2.5)	Brucciatores a GPL
GPL 6 (E 3)	Sabbiatrice
GPL 7 (E 1)	Cabina di verniciatura
GPL 8 (E 1.2)	Tunnel di essiccazione

I valori di bolla autorizzati sono comprensivi di tutti i camini presenti all'attualità e quelli previsti da questa AIA.

Il gestore, in particolare per le MTD secondarie non applicate, ha fornito uno studio dei benefici ambientali per le ricadute relative all'utilizzo di una combinazione di SCR, WGS ed ESP per la rimozione di NO_x , SO_x , Polveri applicati ai camini E1 ed E2, da cui si ricava un beneficio marginale e non significativo. Poiché lo studio è limitato ai due camini principali e focalizzato sulle ricadute piuttosto che sulle quantità emesse, entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il gestore dovrà fornire all'AC un nuovo completo studio di fattibilità per l'applicazione di tali MTD.

Qualsiasi altra emissione significativa non dichiarata in fase di presentazione della domanda di AIA, sarà ovviamente ritenuta non autorizzata.

Impianti Recupero Zolfo esistenti (Claus 2, Claus 3, Claus 4, Scot).

La resa complessiva di conversione $\text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{S}$ degli impianti di recupero zolfo esistenti deve necessariamente essere $\geq 99.0\%$ e a valle del post combustore catalitico dei gas di coda deve essere garantita una concentrazione residua di $\text{H}_2\text{S} < 5 \text{ mg/Nmc}$.

Nuovi Impianti Recupero Zolfo (Claus + TGTU).

La resa complessiva di conversione $\text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{S}$ degli impianti di recupero zolfo deve necessariamente essere $\geq 99.9\%$ e a valle del post combustore catalitico dei gas di coda deve essere garantita una concentrazione residua di $\text{H}_2\text{S} < 5 \text{ mg/Nmc}$.

Torces di stabilimento

Il Gestore deve esercire i sistemi di torcia presenti in raffineria unicamente per gestire le situazioni previste dal DM del 29 gennaio 2007 (Linee Guida MTD, Raffinerie). Tali torces devono garantire le migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia. Inoltre tutte le torces devono essere dotate di misuratore di flusso in continuo. Deve essere garantita una temperatura minima di combustione



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

di 800 °C, da verificare con un misuratore in continuo, per la cui messa in esercizio dovrà essere realizzato un studio di fattibilità entro 3 mesi dall'AIA.

In occasione di eventi di sfiaccolamento il Gestore dovrà qualificare e quantificare, con i metodi previsti dal PMC, la tipologia di gas emessi durante l'evento. I dati di tali eventi di sfiaccolamento dovranno essere tempestivamente comunicati alla Prefettura, all'ASL, all'Ispra ed all'Arpa Puglia. I criteri specifici saranno definiti nell'ambito del PMC.

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

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

Monitoraggio in continuo delle emissioni

Per tutti i sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni il Gestore dovrà implementare un sistema di mirroring a doppia password dei dati grezzi trasmessi al software di elaborazione dei dati. I monitoraggi in continuo dovranno comprendere anche le SOV e le Polveri totali. Dovrà essere effettuato un controllo in discontinuo, con frequenza mensile, delle polveri sottili. Il Gestore concorderà con ARPA Puglia i monitoraggi sperimentali in continuo, a fini conoscitivi, delle polveri sottili.

Emissioni non convogliate in aria

Le emissioni non convogliate in aria comprendono le emissioni diffuse e le emissioni fuggitive per le quali il Gestore deve intervenire con un puntuale programma di contenimento che preveda almeno i seguenti punti. Per il monitoraggio delle emissioni diffuse il Gestore dovrà provvedere alla implementazione di sistemi ottici di monitoraggio in accordo alle procedure definite nel PMC.

Carico e scarico prodotti leggeri

E' fatto obbligo di implementare entro sei mesi dal rilascio dell'AIA – qualora non fosse già presente - un sistema di bilanciamento e recupero dei vapori di COV durante le operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi leggeri (con tensione di vapore Reid pari o superiore a 27,6 kilopascal) effettuate presso il terminale marittimo e presso l'area spedizione prodotti via terra.

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore trasmetterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo una relazione tecnica che riporti in dettaglio il sistema eventualmente già adottato di bilanciamento e recupero dei vapori o il sistema che intenderà adottare, anche in termini di valutazione delle prestazioni di contenimento e recupero ottenute o ottenibili.

Monitoraggio odori

E' fatto obbligo di implementare entro sei mesi dal rilascio dell'AIA un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi. Dovranno essere effettuate misure in almeno 6 punti rappresentativi, da effettuare in prossimità dei ricettori maggiormente esposti (geograficamente ed anemometricamente sensibili con riferimento ai venti prevalenti).



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il gestore dovrà mettere in atto il monitoraggio della concentrazione di odore attraverso l'analisi olfattometrica in conformità con la Norma Europea EN 13725 e l'italiana UNI EN13725. A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si richiede al Gestore una contestuale analisi tecnica, da inviare all'A.C. ,dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi.

Copertura vasche di disoleazione degli impianti di trattamento acque

E' fatto obbligo al gestore di provvedere entro giugno 2010 alla copertura delle vasche di disoleazione. Il Gestore entro giugno 2009 trasmetterà all'autorità competente ed all'autorità di controllo una relazione tecnica con la specifica delle modalità tecniche attuative delle coperture e le tempistiche relative.

Programma LDAR

E' fatto obbligo di implementare un programma di Leak Detection and Repair secondo i protocolli EPA 21 su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV secondo il programma proposto dal Gestore ed indicato nel paragrafo 3.4.2. Eventuali modifiche del programma saranno concordate con l'Ente di controllo.

E' fissata a 10000 ppmv la soglia emissiva limite sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione dei componenti che perdono all'interfaccia dell'accoppiamento.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR si propone che venga eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nel PMC.

L'indice di performance del programma di ispezione è dato dalla percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti due soglie di riferimento: 1000 ppmv e 100 ppmv.

Un dettagliato programma, comprendente i protocolli di ispezione e intervento, dovrà essere trasmesso all'Autorità di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali. Il programma dovrà comunque essere messo in atto operativamente entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA.

Deve essere inoltre monitorato ed evidenziato in tutte le reportistiche trasmesse all'Autorità competente e all'Ente di controllo un indice di performance del programma di ispezione dato dalla percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti tre soglie di riferimento da considerare: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv.

La sostituzione dei componenti fuori soglia dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance. Nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuterà la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali e i risultati del confronto faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

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



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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

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

Emissioni in acqua

Gli scarichi della Raffineria per i quali il Gestore richiede l'autorizzazione sono i seguenti.

Scarico A: Scarico principale. E' costituito da un canale che confluisce nel corpo recettore Mar Grande e che convoglia i seguenti scarichi parziali:

- **Scarico WR Impianto Water Reuse:** Scarico di tipo continuo derivante dal "Rigetto" dell'impianto. Nella fase attuale lo scarico è pienamente operativo. La portata massima è di circa 1.445.400 m³/anno.
- **Scarico UB Linea di trattamento TAE A:** Scarico di tipo continuo derivante dall'uscita del trattamento biologico TAE. La portata storica è di circa 4.963.650 m³/anno. Alla capacità produttiva lo scarico è stato considerato come discontinuo in quanto l'effluente dovrebbe essere trattato nell'impianto Water Reuse.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

- **Scarico AR acque mare di raffreddamento raffineria:** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare. La portata annua alla capacità produttiva è di 73.932.696 m³/anno.
- **Scarico AR EniPower di raffreddamento CTE:** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare della CTE. La portata annua alla capacità produttiva è di 31.187.304 m³/anno.

Scarico B: Scarico acque meteoriche. Scarico di tipo discontinuo.

Scarico GPL 1: Scarico impianto trattamento acque unità GPL.

Tutti gli scarichi indicati sopra (finali e parziali con l'eccezione di quello relativo alle acque di raffreddamento Eni Power) sono autorizzati nel rispetto dei valori limite definiti dalla normativa settoriale D.Lgs. 152/06 e successive modificazioni e integrazioni (tab. III, all.V, parte III, in acque superficiali) a cui sono aggiunte nuove prescrizioni per alcuni parametri non normati dalla normativa vigente come riportato nella seguente tabella:

Inquinante / Parametro	Limite / Prescrizione
MTBE	≤ 0,1 mg/l
Vanadio	≤ 1 mg/l
Benzene	≤ 0,05 mg/l
Toluene	≤ 0,05 mg/l
Xilene	≤ 0,05 mg/l
AOX	≤ 0,1 mg/l

Inoltre devono essere rispettate le seguenti ulteriori prescrizioni:

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento per caduta delle acque reflue da parte della Autorità di controllo.
2. I singoli scarichi ed i relativi punti di campionamento devono mantenere in buono stato la segnalazione con apposita cartellonistica riportante il numero dello scarico ed il numero del punto di campionamento con la dicitura "Punto di prelievo campioni".
3. L'immissione dello scarico nel corpo idrico recettore non devono creare nel medesimo condizioni di erosione o di ristagno per difficoltà di deflusso; al tale fine deve essere costantemente verificata e mantenuta una corretta pendenza del tratto di restituzione al corpo idrico superficiale nel quale si immette lo scarico medesimo.
4. Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.
5. Deve essere previsto un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve comunicare i contenuti del piano all'Autorità competente e all'Ente di controllo.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Nel caso di modifiche delle modalità di immissione dei reflui trattati nei corpi idrici recettori, anche derivanti da attività interferenti di soggetti terzi che comportino tali modifiche, il Gestore dovrà comunicarlo preventivamente all'autorità competente e di controllo al fine di valutare l'eventuale riesame dell'AIA.

Emissioni sonore e prescrizioni

Per quanto riguarda l'inquinamento acustico, non devono essere superati i valori attualmente previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale.

Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore deve porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati.

Il Gestore deve comunque effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza indicata nel Piano di monitoraggio e controllo. Le campagne di misura del rumore dovranno essere effettuate con tutti gli impianti di raffineria in funzione e a pieno regime.

Prescrizioni sulle aree di stoccaggio provvisorio materiali e macchinari

Tutte le aree destinate a stoccaggio provvisorio di materiali e macchinari in fase di manutenzione dovranno avere caratteristiche di protezione analoghe a quelle per le aree destinate a stoccaggio provvisorio dei rifiuti.

Prescrizioni sui rifiuti

Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti, al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche. Il gestore deve effettuare la caratterizzazione 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 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.

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.

Deposito temporaneo



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione. 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 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 collettate 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.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Nell'effettuare il deposito temporaneo il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.

Gestione serbatoi e pipe-way

E' fatto obbligo di implementare e realizzare i seguenti tre interventi indicati dal Gestore in sede di domanda di autorizzazione:

- un piano di installazione dei doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici in minimo due serbatoi all'anno;
- un piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento.

Nel report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA dovranno essere indicati (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) i serbatoi che alla data di trasmissione del report:

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

Nel report periodico dovranno 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.

In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di raffineria, è fatto obbligo di implementare un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, ogni semestre debba risultare:

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

o in alternativa:

2-un monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

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



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale secondo le regole di validità temporale indicate ai punti 1 e 2 precedenti.

Il programma e il protocollo di ispezione dovrà essere trasmesso all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

Prescrizioni su suolo e sottosuolo

Fatto salvo tutto il procedimento di bonifica ai sensi dell'ex DM 471/99, si prescrive un monitoraggio conoscitivo delle acque di falda in piezometri ubicati internamente al perimetro di raffineria per i seguenti parametri:

- Metalli pesanti
- Oli minerali
- BTEX
- IPA
- MTBE

Il numero di piezometri, l'ubicazione e le frequenze di monitoraggio sono indicate nell'allegato Piano di monitoraggio e controllo.

Prescrizioni tecniche e gestionali

Il gestore si avvale della certificazione conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e registrato EMAS. Ove questa certificazione dovesse decadere, il gestore deve darne immediata comunicazione all'AC. Qualora le suddette certificazioni decadano passati 5 anni dalla data della presente autorizzazione, il gestore informa immediatamente l'AC e provvede e presentare domanda di rinnovo dell'AIA.

Il manuale di gestione ambientale (EMAS e ISO 14001) diventa parte integrante della presente AIA.

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



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

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 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 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.

Monitoraggi ambientali

Preso atto che il Gestore ha raggiunto un'intesa con gli Enti Locali Territoriali presenti in occasione di una specifica riunione tenutasi il 21/11/2008 presso la Direzione Generale di Arpa Puglia per la definizione di strategie condivise per il controllo delle emissioni e del relativo impatto ambientale (vedi comunicato 21/11/2008 in sito Arpa Puglia), è fatto obbligo al Gestore di implementare, secondo la tempistica e le modalità da concordare con Arpa Puglia, nel Piano di monitoraggio e controllo un programma di monitoraggio delle ricadute delle emissioni in atmosfera al fine di conseguire i seguenti obiettivi:

1. integrazione rete civile ARPA e rete industriale ENI;
2. ridefinizione della rete ENI con strumentazione adeguata alle emissioni industriali;
3. ampliamento strumentale della rete ARPA, da collegare alla nuova rete ENI per la gestione degli eventi di inquinamento;
4. gestione della rete ENI da parte di ARPA;
5. realizzazione di una stazione specifica per le sostanze odorigene, da posizionare presso il pontile ENI;
6. realizzazione di una stazione micrometeorologica per migliorare significativamente la conoscenza sui fenomeni di inquinamento nell'area e con lo scopo di permettere una migliore gestione delle emergenze ambientali, in quanto la stima in tempo reale dello stato della turbolenza atmosferica permette di prevedere con più affidabilità l'evoluzione di una emissione inquinante;



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

7. realizzazione di un sistema di controllo di valori soglia per le emergenze di natura industriale con sistemi di remote sensing (DOAS).

Il gestore provvederà, inoltre, con modalità e tempistica da concordare con ARPA Puglia, al monitoraggio del corpo idrico recettore, incluso il controllo del saggio di tossicità acuta per la protezione delle specie ittiche.

8. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

E' fatto obbligo al Gestore di adeguare l'impianto a quanto previsto nella relazione della Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco (nota Prot. 12114 del 14 ottobre 2009) e nella nota del CTR della Puglia (nota Prot. 7393 del 09/07/2009), allegate al Verbale della CDS del 22 ottobre 2009. Tutte le prescrizioni ivi contenute sono parte integrante della presente AIA e prevalgono su tutte le altre prescrizioni eventualmente presenti nell'atto che appaiano in contraddizione, prescrizioni che conservano la loro piena validità dopo l'adeguamento degli impianti alle suddette prescrizioni del CTR Puglia.

È necessario ricordare che 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.

9. 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.

10. 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. 761/2001/CE (EMAS)	Art. 9 comma 2

Rilevato che il gestore dispone per l'impianto:



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

-di certificazione secondo la norma UNI EN ISO 14001;

-di accreditamento EMAS

l'autorizzazione integrata ambientale di cui qui si tratta deve avere effetto secondo il seguente schema.

Attività IPPC

Efficacia AIA

Immediata all'atto
del rilascio

Durata

8 anni dalla data
dell'AIA

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

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



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

**11. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO E OBBLIGHI DI
NOTIFICA**

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC è proposto come parte integrante dell'AIA alla raffineria ENI di Taranto.

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.**

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.

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore presenterà all'Autorità di Controllo un piano di attuazione con cronoprogramma del PMC. Sempre entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore presenterà ad Arpa Puglia il piano di attuazione con cronoprogramma del monitoraggio ambientale di cui al capitolo 7.



**Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO**

12. Prescrizioni di rilevanza ambientale derivanti da altri procedimenti autorizzativi

Il presente capitolo pertanto ha lo scopo di riportare alcune proposte di limiti o prescrizioni in quanto derivanti dal Parere di Compatibilità Ambientale al quale è stato soggetto il progetto di adeguamento alla direttiva "Autoil".

Prescrizioni derivanti dal parere di compatibilità ambientale

Viene riportato in corsivo quanto prescritto in sede di parere.

1. prima dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti di adeguamento alle disposizioni della Comunità Europea (Dir. 98/70/CEE e CEE/CEEA/Ce n.17 del 03/03/2003) per la ulteriore diminuzione della concentrazione di zolfo nelle benzine e nei gasoli fino a 10 ppm:

a. la capacità di lavorazione delle materie prime dovrà essere limitata ai livelli produttivi autorizzati con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n.16159 del 31.10.1996, salvo la presentazione di una successiva istanza nella quale sia dimostrato che l'incremento di produzione rispetto al predetto livello autorizzato garantisca livelli emissivi complessivi della raffineria compatibili con il redigendo Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria, di competenza della Regione Puglia, tenendo conto delle risultanze del complesso delle Autorizzazioni Integrate Ambientali relative a tutti gli impianti che ricadono nell'area industriale di Taranto ed ovviamente la positiva valutazione di tale istanza da parte del Ministero dell'Ambiente;

b. dovrà essere già stato realizzato il gasdotto di collegamento alla rete gas nazionale;

2. il proponente dovrà notificare, entro un anno dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti, all'ARPA Puglia l'avvenuta totale sostituzione di olio combustibile con fuel gas fino alla quantità indicata nel progetto;

3. il proponente, entro un anno dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti, dovrà completare il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni degli inquinanti, installando le necessarie apparecchiature su tutti i camini della raffineria e presentare ad ARPA Puglia una relazione con la descrizione dettagliata delle procedure di controllo delle emissioni dai camini, considerando opportune soglie di preallarme, al fine di ottenere lo smussamento dei possibili picchi emissivi e annullare la possibilità di superamento dei limiti normativi;

4. il proponente, prima dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti, dovrà attivare, in accordo con ARPA Puglia, un piano di monitoraggio (Leak Detection And Repair) finalizzato alla rilevazione delle emissioni diffuse e fuggitive;

5. tutte le terre provenienti dagli scavi dovranno essere trattate in conformità a quanto dettato dal D.Lgs. 3 Aprile 2006 n. 152. Il proponente dovrà presentare all'ARPA Puglia un progetto esecutivo per il riutilizzo di parte delle predette terre di scavo per la realizzazione del rilevato da realizzarsi nell'area di ubicazione della nuova torcia BD3, prevista dal progetto;



Commissione Istruttoria IPPC
PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

6. fatto salvo quanto sarà prescritto relativamente alle emissioni nella procedura di AIA, contestualmente all'inizio dei lavori, dovrà essere concordato con l'ARPA competente l'impiego di un adeguato modello di dispersione degli inquinanti in atmosfera al fine di valutare il contributo della raffineria alle concentrazioni atmosferiche di ossidi di azoto, ossidi di zolfo, PM10 e PM 2.5 utilizzando come dati di ingresso i valori reali emessi e al fine di operare proiezioni relative a scenari emissivi futuri.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

13. *Valutazione delle Osservazioni del pubblico*

Osservazioni Conferenza dei Servizi del 22 ottobre 2009

Vengono ora valutate le osservazioni dell'Associazione Alta Marea, di cui all'Allegato 4 del Resoconto Verbale della Conferenza dei Servizi del 22 ottobre 2009, inerenti il procedimento di rilascio dell'AIA per la raffineria ENI Taranto.

Cronoprogramma

Autoil

pennacchi. Quelli previsti hanno accumulato ritardi insostenibili. Più volte l'ARPA Puglia è intervenuta sulla necessità di installare una terza torcia per garantire una migliore sicurezza del lavoro e dell'ambiente. Prevista nell'ambito della progettazione "Autoil", non ne sono definiti i tempi di installazione e funzionamento, come del resto l'entrata in esercizio degli impianti in previsione (Hydrocracking, RHU, Produzione Idrogeno etc) con i relativi obblighi imposti in sede

Altri interventi

programmazione. Molti interventi inseriti nel cronoprogramma presentato dall'azienda non sono definiti nei tempi di realizzazione e rimandati ad un generico piano investimenti 2008-2011.

Commenti

Le prescrizioni riguardo le tempistiche di attuazione sono inserite nei capitoli pertinenti (ad es. serbatoi). Il GI decide di non inserire una prescrizione generale al riguardo.

Odori ed emissioni fuggitive

- il controllo delle emissioni diffuse e fuggitive anche con il ricorso alla tecnologia di rilevazione laser;

PIC

Pag 125

Per il monitoraggio delle emissioni diffuse il Gestore dovrà provvedere alla implementazione di sistemi ottici di monitoraggio in accordo alle procedure definite nel PMC.

Commenti

Le osservazioni risultano già recepite



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Per le emissioni fuggitive di COV si condivide l'obbligo all'azienda di implementare un programma di Leak Detection and Repair (LDAR) secondo i protocolli EPA 21 e rivolto ai componenti (pompe, compressori, valvole, scambiatori etc) di tutte le unità di raffineria. Si ritiene però che il relativo programma, comprensivo dei protocolli di ispezione ed intervento, **debba essere presentato prima del rilascio dell'AIA**. Una richiesta dettata sia dai forti ritardi accumulati nell'esaurimento delle procedure della stessa AIA che dalle previsioni aziendali di implementazione dell'LDAR già nell'anno in corso secondo un calendario di controlli già reso noto.

PIC

Pag 126-127

Programma LDAR

E' fatto obbligo di implementare un programma di Leak Detection and Repair secondo i protocolli EPA 21 su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV secondo il programma proposto dal Gestore ed indicato nel paragrafo 3.4.2. Eventuali modifiche del programma saranno concordate con l'Ente di controllo.

E' fissata a 10000 ppmv la soglia emissiva limite sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione dei componenti che perdono all'interfaccia dell'accoppiamento.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR si propone che venga eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nel PMC.

L'indice di performance del programma di ispezione è dato dalla percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti due soglie di riferimento: 1000 ppmv e 100 ppmv.

Un dettagliato programma, comprendente i protocolli di ispezione e intervento, dovrà essere trasmesso all'Autorità di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali. Il programma dovrà comunque essere messo in atto operativamente entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA.

Deve essere inoltre monitorato ed evidenziato in tutte le reportistiche trasmesse all'Autorità competente e all'Ente di controllo un indice di performance del programma di ispezione dato dalla percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato con le seguenti tre soglie di riferimento da considerare: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv.

La sostituzione dei componenti fuori soglia dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance. Nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuterà la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali e i risultati del confronto faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

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

<i>Componenti</i>	<i>Frequenza del monitoraggio</i>	<i>Tempi di intervento</i>	<i>Annotazione su registri</i>
-------------------	-----------------------------------	----------------------------	--------------------------------



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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

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

Commento

Il GI valuta la non percorribilità della proposta, in quanto l'accoglimento della stessa significherebbe un rilascio dell'AIA in tempi molto successivi e non compatibili con le necessità di salvaguardia ambientale che con essa si possono conseguire.

procedure della stessa AIA. Si richiede quindi che entro il 31 Dicembre di quest'anno sia :

- presentata la relazione tecnica relativa all'adozione del sistema di bilanciamento e recupero vapori di COV durante le operazioni di scarico/ carico dei prodotti petroliferi leggeri effettuate presso il terminale marittimo e presso l'area spedizione prodotti via terra.
- consegnato il programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi.
- attivato il sistema di monitoraggio in continuo di COV e benzene contestualmente al suo potenziamento (tre centraline da adeguare a standard più efficaci e due nuove da installare) ed affidato, secondo le premesse aziendali e prescrizioni, all'ARPA Puglia.

PIC



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Pag 125

Carico e scarico prodotti leggeri

E' fatto obbligo di implementare entro giugno 2010 – qualora non fosse già presente - un sistema di bilanciamento e recupero dei vapori di COV durante le operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi leggeri (con tensione di vapore Reid pari o superiore a 27,6 kilopascal) effettuate presso il terminale marittimo e presso l'area spedizione prodotti via terra.

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore trasmetterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo una relazione tecnica che riporti in dettaglio il sistema eventualmente già adottato di bilanciamento e recupero dei vapori o il sistema che intenderà adottare, anche in termini di valutazione delle prestazioni di contenimento e recupero ottenute o ottenibili.

Monitoraggio odori

E' fatto obbligo di implementare entro sei mesi dal rilascio dell'AIA un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi. Dovranno essere effettuate misure in almeno 6 punti rappresentativi, da effettuare in prossimità dei ricettori maggiormente esposti (geograficamente ed anemometricamente sensibili con riferimento ai venti prevalenti).

Il gestore dovrà mettere in atto il monitoraggio della concentrazione di odore attraverso l'analisi olfattometrica in conformità con la Norma Europea EN 13725 e l'italiana UNI EN13725. A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si richiede al Gestore una contestuale analisi tecnica, da inviare all'A.C., dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi.

Commento

Il GI valuta la non accettabilità del limite temporale richiesto in quanto non compatibile con i tempi presumibili del rilascio dell'AIA.

Monitoraggio emissioni

Le prescrizioni dell'AIA devono prevedere :

- il monitoraggio in continuo e controllo delle emissioni su tutti i camini ed i forni. Il ventaglio di inquinanti da monitorare deve includere almeno quelli inseriti nell'allegato III del D. Lgs 59/2005;

PMC

Tabella C.6.2

Commenti

Le osservazioni risultano parzialmente già recepite. L'osservazione è generica in quanto non specifica i punti di emissioni/inquinanti pertinenti.

- il monitoraggio in discontinuo degli inquinanti con una periodicità nettamente inferiore a quella semestrale proposta dall'azienda;

PMC

Tabella C.6.2



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Commenti

Le osservazioni risultano parzialmente già recepite. Le frequenze sono differenziate, solo per alcuni punti/parametri sono semestrali.

- controlli sulle tarature degli strumenti in uso dell'azienda per il monitoraggio dei suoi impianti (art. 11, comma "b" del D. Lgs 59/2005);
- l'individuazione precisa dei punti di rilevamento in merito ad altezza e sezione dei camini (art. 11, comma "b" del D. Lgs 59/2005);

PMC

Tabella C.6.1 (elenco punti di emissione)
Para 7.1 (sistema di monitoraggio in continuo)

Commenti

Le osservazioni risultano già recepite.

Torce

- il monitoraggio in continuo e controllo delle emissioni da torce;

- utilizzo delle torce solo per situazioni di emergenza;

PIC

Pag 124

Il Gestore deve esercire i sistemi di torcia presenti in raffineria unicamente per gestire le situazioni previste dal DM del 29 gennaio 2007 (Linee Guida MTD, Raffinerie). Tali torce devono garantire le migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia. Inoltre tutte le torce devono essere dotate di misuratore di flusso in continuo. Deve essere garantita una temperatura minima di combustione di 800 °C, da verificare con un misuratore in continuo, per la cui messa in esercizio dovrà essere realizzato un studio di fattibilità entro 3 mesi dall'AIA.

In occasione di eventi di sfiaccolamento il Gestore dovrà qualificare e quantificare, con i metodi previsti dal PMC, la tipologia di gas emessi durante l'evento. I dati di tali eventi di sfiaccolamento dovranno essere tempestivamente comunicati alla Prefettura, all'ASL, all'Ispra ed all'Arpa Puglia. I criteri specifici saranno definiti nell'ambito del PMC.

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

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



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

PMC

Pag 45-47

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

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

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

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

Il gestore dovrà entro sei mesi dal rilascio dell'AIA proporre all'Autorità di Controllo un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento in caso di sfiaccolamenti legati a situazioni di emergenza. Tale protocollo dovrà essere espressamente approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

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 sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare in accordo al protocollo approvato dall'Autorità di Controllo e possibilmente con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Il gestore deve,



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 7 tonnellate giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO₂ 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:
 - 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



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sficolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.

- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

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

Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- 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.

Commenti

Le osservazioni risultano già recepite

Qualità dell'aria

- rete di monitoraggio inglobata in quella preesistente gestita dall'ARPA Puglia ;
- campagne di rilevamento parallele effettuate dall'Arpa con il suo mezzo mobile a turno presso i punti di maggiore criticità del processo produttivo

- implementato nel piano di monitoraggio e controllo, in raccordo con l'ARPA Puglia in applicazione dell'intesa raggiunta tra le parti il 21.11.2008, il "programma di monitoraggio delle ricadute delle emissioni in atmosfera al fine di conseguire" gli obiettivi come da prescrizione nel paragrafo "Monitoraggi ambientali" (comprensivo, tra l'altro, di "sistema di controllo di valori soglia per le emergenze di natura industriale con sistemi di remote sensing (DOAS)".
- definita, di concerto con l'ente di controllo, la soglia di emissioni di gas oltre la quale far scattare le modalità di intervento secondo prescrizione.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Si ritiene, inoltre, che le prescrizioni debbano prevedere, da parte dell'azienda, anche uno studio aggiornato circa l'impatto prodotto dallo stabilimento sull'ambiente esterno.

PIC

Pag 133-134

Preso atto che il Gestore ha raggiunto un'intesa con gli Enti Locali Territoriali presenti in occasione di una specifica riunione tenutasi il 21/11/2008 presso la Direzione Generale di Arpa Puglia per la definizione di strategie condivise per il controllo delle emissioni e del relativo impatto ambientale (vedi comunicato 21/11/2008 in sito Arpa Puglia), è fatto obbligo al Gestore di implementare, secondo la tempistica e le modalità da concordare con Arpa Puglia, nel Piano di monitoraggio e controllo un programma di monitoraggio delle ricadute delle emissioni in atmosfera al fine di conseguire i seguenti obiettivi:

8. integrazione rete civile ARPA e rete industriale ENI;
9. ridefinizione della rete ENI con strumentazione adeguata alle emissioni industriali;
10. ampliamento strumentale della rete ARPA, da collegare alla nuova rete ENI per la gestione degli eventi di inquinamento;
11. gestione della rete ENI da parte di ARPA;
12. realizzazione di una stazione specifica per le sostanze odorigene, da posizionare presso il pontile ENI;
13. realizzazione di una stazione micrometeorologica per migliorare significativamente la conoscenza sui fenomeni di inquinamento nell'area e con lo scopo di permettere una migliore gestione delle emergenze ambientali, in quanto la stima in tempo reale dello stato della turbolenza atmosferica permette di prevedere con più affidabilità l'evoluzione di una emissione inquinante;
14. realizzazione di un sistema di controllo di valori soglia per le emergenze di natura industriale con sistemi di remote sensing (DOAS).

Commenti

Le osservazioni risultano già recepite

Reporting

- la pubblicazione dei dati sul sito dell'Arpa;

Commenti

E' previsto l'invio su base annuale del report ad Ispra/Arpa. Si potrà valutare la modalità opportuna di pubblicizzazione.

Limiti emissioni in aria



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

Sulla base di queste considerazioni non si condividono:

- a) le modifiche apportate dalla commissione istruttoria IPPC ai limiti delle emissioni convogliate di Nox, SO₂, PST inizialmente formulati nel parere istruttorio conclusivo del 2 Aprile 2009. Il limite di SO₂ nella configurazione Autoil è stato elevato, come flusso di massa, da 2.900 t/a ad 3.050 ed in termini di concentrazione da 650 mg/Nmc ad 800. Parimenti per i limiti dei Nox, sempre nella configurazione Autoil, passati da 250 mg/Nmc a 300 e quelli delle PTS da 35 a 40. Sono state in tal modo accolte, anche se parzialmente, le richieste aziendali ridimensionando, in tal modo, gli obiettivi di risanamento ambientale degli impianti.
- b) la prescrizione per la quale si intende rispettato il valore limite annuale di SO₂ se il 97 % di tutte le medie giornaliere non supera il 125 % dello stesso indice in quanto appare eccessivamente permissivo nei confronti dell'azienda.

Commenti

Le prescrizioni sono state definite dal GI, sulla base di un accordo intervenuto in sede locale tra gli EE.LL. ed il Gestore, come riportato nel documento della Provincia di Taranto acquisito agli atti istruttori ed allegato al verbale del GI del 02/09/2009 (N. Prot. CIPPC-00-2009-0001879 del 03/09/2009).

Serbatoi

comprendente strade, serbatoi ed aree pavimentate impianti. **Occorre che l'azienda entro il 31 Dicembre definisca la mappatura degli interventi di pavimentazione dei bacini di contenimento già effettuati e la programmazione di quelli da realizzare e dei controlli e verifica del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici.** Le prescrizioni nel merito appaiono molte blande in quanto non impongono dei tempi di intervento. Una omissione da considerarsi tanto più grave nella considerazione che il serbatoio T 3002 fosse sprovvisto di pavimentazione.

prescrizioni dell'AIA con relative tabelle di interventi e di monitoraggio. **Gli interventi di ispezione e/o manutenzione devono svolgersi in un periodo sensibilmente inferiore ai 5 anni previsti dalle norme. Mentre per il report periodico i tempi di aggiornamento devono anch'essi ridursi rispetto ai sei mesi previsti dalle prescrizioni.**

PIC

Pag 131-132

E' fatto obbligo di implementare e realizzare i seguenti tre interventi indicati dal Gestore in sede di domanda di autorizzazione:

- un piano di installazione dei doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici in minimo due serbatoi all'anno;
- un piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento.

Nel report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA dovranno essere indicati (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) i serbatoi che alla data di trasmissione del report:



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

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

Nel report periodico dovranno 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.

In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di raffineria, è fatto obbligo di implementare un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, ogni semestre debba risultare:

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

o in alternativa:

2-un monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

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

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale secondo le regole di validità temporale indicate ai punti 1 e 2 precedenti.

Il programma e il protocollo di ispezione dovrà essere trasmesso all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

Fatto salvo tutto il procedimento di bonifica ai sensi dell'ex DM 471/99, si prescrive un monitoraggio conoscitivo delle acque di falda in piezometri ubicati internamente al perimetro di raffineria per i seguenti parametri:

- Metalli pesanti
- Oli minerali
- BTEX
- IPA
- MTBE

Il numero di piezometri, l'ubicazione e le frequenze di monitoraggio sono indicate nell'allegato Piano di monitoraggio e controllo.



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

PMC

Pag. 80

Allo scopo di mantenere efficienti i serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi, vengono condotti controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze.

Le ispezioni si articolano in esterna ed interna.

Le ispezioni esterne consistono in:

- Ispezione visiva, ogni 4 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto, ogni 3 anni per serbatoi a tetto galleggiante;
- Rilievo con ultrasuoni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto ad esclusione dei serbatoi per gasolio, olio combustibile, residuo vacuum, asfalto e Bitume dove il controllo è ogni 8 anni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto galleggiante ad esclusione dei serbatoi slop dove il controllo è ogni 2 anni.

La frequenza delle ispezioni interne è determinata sulla base della natura del prodotto stoccato, dal grado di corrosione associato e dalla storia ispettiva/manutentiva del serbatoio. Dalle ispezioni effettuate nel corso del tempo, risulta una velocità di corrosione non superiore a 0,3 mm/anno ad uno spessore nominale di 6,5 mm per i serbatoi dedicati allo stoccaggio del greggio, considerato il fluido a maggiore criticità tra quelli presenti in Raffineria. Per questa ragione la Raffineria ha assunto una frequenza di ispezione di 20 anni per i serbatoi contenenti greggio e per tutti gli altri serbatoi contenenti categorie di sostanze meno critiche. Un'unica eccezione è stata fatta per i serbatoi adibiti allo stoccaggio dello slop, dove la frequenza delle ispezioni è stata fissata a 5 anni a causa della particolare natura del fluido contenuto

Commento

Il GI valuta la non accettabilità del limite temporale richiesto, in quanto non compatibile con i tempi presumibili del rilascio dell'AIA.

Seveso

L'ENI ha accumulato gravi ritardi in rapporto agli adempimenti previsti dal D.L.vo 334/99 e dal successivo 238/2005. Il mancato adeguamento degli impianti alle prescrizioni del Comitato

derivati. Tra gli interventi per mettere in sicurezza il parco serbatoi devono rientrare delle prove di resistenza dell'attuale muro di cinta del parco serbatoi in rapporto all'eventualità di un'uscita di strada di mezzi pesanti a velocità sostenuta. Particolari accorgimenti vanno assunti sul tratto della Statale 106 nella quale insiste una scarpata al di sotto della quale sono posizionate delle cisterne. Gli adeguamenti del caso rientrano nelle MTD "Installare barriere e/o sistemi di blocco per evitare danni alle attrezzature, causati da urti accidentali di veicoli in moto (vagoni cisterna su strada o su ferrovia) durante le operazioni di scarico".

Occorre quindi potenziare le misure di sicurezza insistenti tra il lato Sud - Ovest del parco serbatoi e la linea ferroviaria. L'incidente del 1° Maggio 2006 ed il blocco del traffico ferroviario



Commissione Istruttoria IPPC PARERE RAFFINERIA ENI TARANTO

a più riprese negli ultimi anni in quel tratto dimostrano che sono insufficienti. Tra gli interventi vanno inclusi sistemi antincendio più sofisticati, pavimentazione impermeabile di tutta l'area parco, manutenzione più frequente, potenziamento del muro di cinta. Interventi da aggiungersi a quelli

predisposti per la messa in sicurezza delle cisterne in termini di realizzazione del doppio fondo ed installazione del doppio tetto galleggiante per le cisterne interessate.

Si ritiene che la valutazione dei grandi rischi debba interessare anche il traffico mercantile e l'attracco delle navi al pontile della raffineria. Tanto più che non sono stati sinora osservati gli obblighi della "Seveso" previsti dal D. M. A. n. 293/2001 risultando, il porto di Taranto, attualmente sprovvisto del piano integrato portuale, del piano di emergenza interno e di quello esterno.

L'AIA deve essere rilasciata solo se l'ENI regolarizza la sua posizione rispetto agli adempimenti normativi ed atti amministrativi conseguenti previsti dal D.Lgvo 334/99. In questo ambito l'azienda deve rivedere il suo "Rapporto di sicurezza" rapportandolo ad una più adeguata valutazione dei rischi di incidenti rilevanti estesa anche al traffico su gomma e navale ed osservando le prescrizioni imposte dal verbale datato 22 Dicembre 2008 redatto dalla Commissione ministeriale in seguito ad ispezione.

Commenti

Come da verbale CDS le prescrizioni del CTR verranno incluse nell'AIA.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE
LOCALITÀ
DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE

ENI SPA
TARANTO
24 febbraio 2010
99



INDICE

1	PREMESSA	4
2	FINALITÀ DEL PIANO	4
3	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA	4
3.1	CICLO PRODUTTIVO ATTUALE	6
3.2	CICLO PRODUTTIVO DOPO MODIFICA AUTOIL ED INCLUSIONE IMPIANTO GPL	7
4	CONDIZIONI GENERALI VALIDE PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	8
4.1	OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO.....	8
4.2	FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI.....	8
4.3	MANUTENZIONE DEI SISTEMI	8
4.4	EMENDAMENTI AL PIANO.....	8
4.5	OBBLIGO DI INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI.....	8
4.6	ACCESSO AI PUNTI DI CAMPIONAMENTO	9
5	OGGETTO DEL PIANO	10
5.1	COMPONENTI AMBIENTALI.....	10
5.1.1	<i>Materie prime e prodotti finiti</i>	10
5.1.2	<i>Consumo di energia e combustibili</i>	32
5.1.3	<i>Risorse idriche</i>	35
5.1.4	<i>Emissioni in aria</i>	36
5.1.5	<i>Emissioni in acqua</i>	55
5.1.6	<i>Rumore</i>	66
5.1.7	<i>Rifiuti</i>	66
5.1.8	<i>Suolo – sottosuolo e acque sotterranee</i>	76
5.2	GESTIONE DELL'IMPIANTO.....	80
5.2.1	<i>Controllo Stoccaggi</i>	80
5.2.2	<i>Indicatori di prestazione</i>	80
6	RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	82
6.1	ATTIVITÀ A CARICO DEL GESTORE	82
6.2	ATTIVITÀ A CARICO DELL'ENTE DI CONTROLLO	83
7	ATTIVITÀ DI QA/QC	83
7.1	SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO (SMC)	83
7.2	CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI GASSOSI.....	84
7.3	ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO	85
7.4	CAMPIONAMENTI	86
8	REPORTING	87
8.1	COMUNICAZIONE MENSILE	87
8.2	INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO.....	87
8.3	REPORTING IN SITUAZIONI DI EMERGENZA	87
8.4	REPORTING ANNUALE	88
8.4.1	<i>Definizioni</i>	88
8.4.2	<i>Contenuti</i>	90
APPENDICE A		94
A.1	METODO DI STIMA VOC	94
A.1.1	<i>Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori</i>	94
A.1.2	<i>Perdite dai serbatoi</i>	95
A.1.3	<i>Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi</i>	96



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

A.1.4	Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento.....	96
A.1.5	Emissioni dai forni, caldaie, sistema di coking termico, sistemi di blowdown, FCC e torce.....	98
APPENDICE B	99
B.1	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE CONTINUE.....	99
B.2	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE DISCONTINUE.....	99
B.3	EMISSIONI IN CORPI IDRICI SUPERFICIALI O IN MARE PER MESE	99



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

1 Premessa

L'istruttoria riguardante lo stabilimento ENI di Taranto è stata avviata secondo le procedure stabilite per gli impianti di competenza statale. In particolare il supporto ISPRA ha svolto la sua funzione in accordo a quanto definito dall'accordo sottoscritto con il MATTM al riguardo.

Successivamente a tali attività è stato firmato dal MATTM, dalle autorità territorialmente competenti e dai Gestori IPPC insediati nella zona un Accordo di Programma per la zona industriale di Taranto e Statte, all'interno della quale è compreso anche il sito della ENI spa.

Riguardo alla documentazione presentata dal Gestore, era stata rilevata una forte carenza della proposta di piano di monitoraggio e controllo presentato. Pertanto su proposta del supporto ISPRA il GI aveva formulato una richiesta di integrazione al riguardo.

Il Gestore nella documentazione integrativa ha accolto tale richiesta formulando una nuova proposta ispirata alle LGMTD riguardanti il monitoraggio e quindi meglio rispondente ai principi dell'IPPC, riportata nel documento intitolato "*Allegato E4: Piano di Monitoraggio e Controllo*" - integrazione 03/06/2008 d'ora in poi indicato come E4-PMC.

Al fine di valorizzare tale documentazione e di evitare inutili ripetizioni, possibile causa anche di differenti interpretazioni, ci si riferirà ove possibile a tale documento emendando, ove ritenuto necessario, il contenuto.

2 Finalità del Piano

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, D. Lgs 626/94 e successive modifiche anche in riferimento al recente D. Lgs. 81 del 9 aprile 2008 di riordino e coordinamento).

3 Descrizione della raffineria

La Raffineria ha una capacità di lavorazione autorizzata di 6,5 milioni di tonnellate per anno (autorizzazione Regione Puglia, anno 2004).

Le principali produzioni sono:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- olio combustibile per centrali elettriche;
- bitume;
- zolfo.

Il gestore dichiara inoltre di ottemperare alla prescrizione ministeriale contenuta nel parere positivo di compatibilità ambientale relativa alla limitazione a 5.000.000 t/anno di greggi e semilavorati fino alla data di entrata in esercizio dell'impianto HDC (rif. comunicazione MATTM prot. DSA-2008-0025643 del 17.09.08). Successivamente all'avviamento dell'impianto HDC la lavorazione di greggi e semilavorati sarà portata a 6.500.000 t/anno.

La Raffineria di Taranto riceve il greggio trattato attraverso:

- Oleodotto Monte Alpi – Taranto (OMAT) di lunghezza pari a 137 km.
- Oleodotto sottomarino (Sea – line) di Raffineria, di lunghezza di 3,6 km.
- Pensiline di scarico greggio nazionale.

La Raffineria riceve, inoltre, le seguenti materie prime:

- Catalizzatori
- Chemicals

Per lo stoccaggio dei prodotti finiti e semilavorati, la Raffineria è dotata di un parco serbatoi comprendente 133 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici, per una capacità complessiva di circa 2.096.066 m³.

I serbatoi sono distinti in:

- 1 serbatoi a tetto galleggiante dotati di tenuta ad anello liquido;
- 2 serbatoi a tetto fisso;
- 3 serbatoi sferici o cilindrici per lo stoccaggio del GPL.

Il trasferimento dei prodotti finiti avviene tramite:

- 1 Pontile, che si estende per una lunghezza di 1 km ed è dotato di due ormeggi per navi fino a 18.000 tonnellate di portata lorda (attracchi 1 – 2) e di due ormeggi per navi fino a 60.000 tonnellate (attracchi 3 – 4). Il Pontile è collegato con i serbatoi di Raffineria tramite 13 tubazioni.
- 2 Oleodotto Olio Combustibile verso ILVA che trasferisce olio combustibile denso.
- 3 Oleodotti che trasferiscono butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

I prodotti finiti sono inoltre spediti via terra attraverso le seguenti pensiline dedicate al carico/scarico di autobotti (ATB):

- pensiline di carico benzina e gasolio;
- pensiline di carico bitume e olio combustibile;
- pensiline di carico Zolfo;
- pensiline carico GPL;
- pensiline di scarico autobotti di greggio.

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica (CTE), attualmente di proprietà Enipower e oggetto di separata istruttoria AIA. La CTE fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di Proprietà Enipower, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da Enipower. L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.

All'interno della Raffineria di Taranto è presente un impianto di trattamento acque reflue, denominato TAE, che opera un trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo e degli scarichi oleosi dei cicli di raffinazione.

Le acque trattate sono inviate al corpo idrico di destinazione (Mar Grande).

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) si suddivide in tre sezioni denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono e trattano i reflui provenienti dai bacini di afflusso suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A - B - C.

La zona A raccoglie e tratta, attraverso l'impianto TAE A, la totalità delle acque di processo e delle acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti della raffineria. Il TAE B raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi ricadenti nella "zona B". I reflui vengono rilanciati al TAE A per il trattamento ed il successivo scarico. Il TAE C raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata C. I reflui vengono rilanciati al TAE B e quindi al TAE A per il trattamento e successivo scarico.

Nell'impianto vengono anche trattate, in accordo al Piano di Bonifica approvato dal MATTM, le acque di falda emunte nell'area dello stabilimento. Attualmente lo schema di convogliamento e trattamento è oggetto di una proposta di Variante in attesa di autorizzazione da parte della competente direzione del MATTM.

L'approvvigionamento di acqua alla raffineria avviene secondo tre distinti flussi :

- acqua potabile dall'Acquedotto per usi igienico - sanitari;
- acqua di mare dal Mar Grande, prelevata mediante pompe sommerse, per l'utilizzo come acqua antincendio e come acqua di raffreddamento e di processo per gli Impianti.
- acqua prelevata da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria, proveniente dalla falda profonda (profondità maggiore di 100 m). Tale acqua è utilizzata come acqua di processo.

La Raffineria di Taranto ha implementato un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire dal giugno 2001. A partire dal Marzo 2005, il SGA della raffineria ha ottenuto la registrazione in base al Regolamento EMAS n. 761/2001.

3.1 Ciclo produttivo attuale

La Raffineria di Taranto è caratterizzata da un ciclo produttivo basato sulle unità di distillazione Atmosferica e Vacuum (CDU) nelle quali il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria. In particolare i residui di distillazione atmosferica sono impiegati in un impianto di conversione/desolfurazione catalitica (RHU), dove sono prodotti gasoli pregiati e olio combustibile desolforati e demetallizzati. L'impianto integrato di Visbreaking e Thermal Cracking (TSTC) è basato su processi di conversione termica della carica (cracking termico), con la produzione di idrocarburi leggeri, gasolio da desolforare, bitume, olio combustibile e residuo.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Nella raffineria sono operative le seguenti unità:

- unità di desolforazione catalitica (benzine, gasoli e kerosene);
- unità di reforming catalitico (PLAT);
- unità di isomerizzazione catalitica (TIP);
- Impianto LPG;
- Unità Gascon;
- Unità Merox (Mercaptans Oxidation);
- Unità di Produzione Idrogeno;
- Impianto sperimentale CDP/EST;
- Unità lavaggi Amminici;
- tre unità Sour Water Stripper;
- 3 impianti di recupero dello zolfo (unità CLAUS) e un impianto di trattamento gas di coda SCOT;
- 2 linee di collettori di blow-down che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 2 torce idrocarburiche.

3.2 Ciclo produttivo dopo modifica Autoil ed inclusione impianto GPL.

L'assetto produttivo futuro prevede:

- l'installazione di un nuovo impianto Hydrocracking (HCR), integrato con l'esistente impianto RHU (Impianto di idroconversione residui);
- la realizzazione di impianti ausiliari necessari al nuovo assetto di Raffineria, comprendenti:
 - impianto di recupero zolfo (unità Claus e unità TGTU);
 - impianto idrogeno;
 - torcia;
 - gasdotto per la fornitura di gas metano dalla rete Snam.

Al momento di inoltro della domanda AIA, era in corso presso lo stabilimento un progetto di ampliamento della Raffineria che prevedeva la confluenza dello Stabilimento per l'imbottigliamento del GPL, precedentemente a gestione separata, all'interno delle attività produttive di sito. Alla data del 30/10/07 lo Stabilimento GPL è stato definitivamente integrato nella Raffineria di Taranto.

Si tratta di un impianto di imbottigliamento GPL le cui attività possono essere raggruppate come segue.

Ricevimento GPL con rifornimento primario tramite:

- gasdotto, costituito da 2 tubazioni da 6";
- trasporto via strada con appositi mezzi.

Stoccaggi:

- stoccaggio in serbatoi fuori terra di cui n° 1 serbatoio sferico da 1.000 m³, n° 1 serbatoio sferico da 500 m³ e n° 2 serbatoi cilindrici orizzontali da 150 m³ ciascuno;
- stoccaggio temporaneo di bombole.

Movimentazione prodotto.

Imbottigliamento.

Spedizione prodotto tramite:

- caricamento su autobotti;
- spedizione bombole mediante autocarri.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

4 Condizioni generali valide per l'esecuzione del Piano

4.1 Obbligo di esecuzione del Piano

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

4.2 Funzionamento dei sistemi

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

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

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

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

4.3 Manutenzione dei sistemi

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

4.4 Emendamenti al Piano

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

4.5 Obbligo di installazione dei dispositivi

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

I dispositivi e le apparecchiature relative ai monitoraggi, per ogni aspetto ambientale indagato, sono riportate nelle specifiche sezioni del presente Piano con l'identificativo ed una descrizione sintetica di ciascuna unità.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

4.6 Accesso ai punti di campionamento

La Raffineria garantisce accesso permanente e sicuro ai punti di campionamento e monitoraggio.

Durante le ispezioni presso la Raffineria vengono consegnati, in ottemperanza alle norme vigenti (D.Lgs. 334/99 e smi, D.Lgs. 626/94 e smi) Dispositivi di Protezione Individuale (indumenti idonei, scarpe di sicurezza, elmetto, occhiali di sicurezza, protezioni auricolari e guanti).

I seguenti punti di campionamento e monitoraggio sono resi accessibili:

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



5 Oggetto del Piano

5.1 Componenti ambientali

I dati quantitativi presentati nelle tabelle al presente capitolo sono riferiti alla Massima Capacità Produttiva (MCP) della Raffineria, in accordo con la Scheda B e gli Addendum alla scheda C dell'istanza AIA.

5.1.1 Materie prime e prodotti finiti

La principale materia prima utilizzata in Raffineria è il petrolio grezzo, che alimenta i diversi cicli produttivi.

La Raffineria riceve inoltre le seguenti materie prime:

- Catalizzatori
- Chemicals
- Ammina
- Soda
- Azoto
- Ossigeno
- Additivi e coloranti.

Relativamente ai prodotti finiti, la Raffineria, oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, produce:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- Gasolio Bunker
- Gasolio pesante da Vacuum e Altri
- oli combustibili (ATZ e BTZ);
- bitumi;
- Fuel Gas a EniPower
- zolfo

Le attività dello stabilimento GPL consistono essenzialmente nel rifornimento, stoccaggio, imbottigliamento di GPL.

Nella tabella C1-1 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate alle materie prime in ingresso alla Raffineria. Nella tabella C1-2 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate ai prodotti finiti in uscita dalla Raffineria.



ISPRA
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Petrolio Grezzo		Petrolio grezzo - miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, aliciclici e aromatici	Raffinazione	Parco serbatoi	Liquido	Misuratori livello serbatoi	6.500.000 (come somma di Petrolio Grezzo e di Semilavorati)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Semilavorati		Miscela complessa di idrocarburi	Raffinazione	Parco serbatoi	Liquido	Misuratori livello serbatoi	6.500.000 (come somma di Petrolio Grezzo e di Semilavorati)			
Ossigeno	07782-44-7	Ossigeno liquido	Recupero zolfo	Impianto ossigeno	Liquido	Misura da contabilità industriale	5.955			
Azoto	07727-37-9	Azoto liquido	Bonifica e sicurezza impianti	Impianto azoto	Liquido	Misura da contabilità industriale	10922			
Idrogeno	1333-74-0	Idrogeno	Avviamento impianti	Impianti	Gassoso	Misura da contabilità industriale	2,9			
CHIMEC AD/210	78-83-1 123-54-6	Alcool Isobutilico Acetilacetone	Denaturante GPL	Area caricamento extrarete	Liquido	Misura da contabilità industriale	7,7			
METHYL CARBITOL	000111-77-3	Dietilenglicol monometil etere	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,4			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
STADIS 450	108-88-3 67-63-0 25322-17-2 64742-94-5	Toluene Propanolo DINNSA Naphtha solvente	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,26			
OCTIMISE G2022	6472-88-7 64742-94-5 98-86-2 125-12-2 95-63-6 108-67-8 1330-20-7 103-85-1 91-20-32 98-82-8 92-52-4 89-83-8	Naphtha Solvente, media Polyolefin Alkylencamine Naphtha Solvente, pesante Acetophenone Exo-1,7,7-Trimethyl-Hepta 1,2,4-Trimetilbenzene Mesitylene Cilene Propylbenzene Naftaline Cumene Difenile Thymol	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,02			
CHIMEC R 924	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,5			
DODIFLOW 4905	8008-20-6	Kerosene di prima distillaz	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	149,1			

Nome file: Eni-Taranto-pmc6



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CI-0801	27247-96-7 104-76-7	2-ethylhexyl nitrate 2-ethyl-1-hexanol	Addizione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	181,6			
EXCHEM GO-1	27247-96-7	2-etil-esil-nitrato	Addizione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	328,7			
CHIMEC 4232	1330-20-7	xilene	Addizione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,1			
CHEMADYE GREEN IG	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	7,9	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
GREENFARMING 01	1330-20-7 64742-94-5	Solvente xiloli Solvente nafta	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	41,6			
TRASOL MIX-33	1330-20-7	xileni	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,4			
CHIMEC AD/119	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	18,5			
CHEMADYE GREEN IB	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,1			
VERDE COLOROL ECOMIX 7	64742-94-5	Solvente nafta pesante	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	18,8			

Nome file: *Eni-Taranto-pmc6*



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
VERDE TRASOL SP 91N	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitilene 1,2,4-Trimetilbenzene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	12,9			
ROSSO TRASOL L 161	64742-94-5 95-63-6 91-20-3 108-67-8	Solvente nafta 1,2,4-Trimetilbenzene Naftalene Mesitilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,2			
TRASOL MIX 2005	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitilene 1,2,4-Trimetilbenzene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,15			
CHIMEC 9536	20195-23-7 64742-94-5	Chromium octoate Solvente Aromatico allob	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	167,4	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC 1037			Neutralizzante	Area impianti SOI1	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8850			
CHIMEC 1034	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico allob	Filmante	Area impianti SOI1-SOI3	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8885			
CHIMEC 1044	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico allob	Filmante	Area impianti SOI1	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8885			



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CHIMEC 2438	----	-----	disemulsionante	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8938			
CHIMEC 1831	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	inibitore di corrosione	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8911			
CHIMEC 1934	90640-84-9 91-57-6 78-83-1	Solvente Aromatico altob 2 metilnftalene alcool isobutilico	disperdente	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	6,2			
CHIMEC 1835	78-83-1 61791-63-7	alcool isobutilico n-cocco-1,3diammino prop	disperdente	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,82			
CHIMEC 1439	107-15-3 1336-21-6	Etilendiamina Idrossido di ammonio	inibitore di corrosione	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8851	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC 8049	78-83-1	alcool isobutilico	antischiama	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8990			
ZYME FLOW LLC 657	68955-55-5	Ossido di alchilamina	Prodotto per bonifiche di apparecchiature	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	8,4			
SODA CAUSTICA	1310-73-2	Soda caustica	neutralizzante	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	231,9			
SODIO BICARBONATO	144-55-8	Sodio bicarbonato	lavaggi chimici	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	9,4			

Handwritten signature or mark.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
TRIELINA BIRETTIFICATA	79-01-6	Tricloroetilene	clorurazione catalizzatore PLAT	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,1			
DICLOROPROPANO	78-87-5	Dicloropropano	clorurazione catalizzatore PLAT	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	3,2			
NALCO 8103	26062-79-3	Poli(dialildimetilammonio cloruro) in soluzione	coagulante acque scarico	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,0			
NALCO 7208	1310-73-2	Sodio idrossido	trattamento caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	25,7			
NALCO 7205	-----	-----	trattamento caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	8,3			
PETROMEEN 6A4	64742-48-9	Frazione pesante di nafta	antischiuma	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	52,8			
CHIMEC 8037 HF	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	antischiuma	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8990	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
NALCO ELIMINOX	497-18-7	Carboidrazide	deossigenante	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	27,6			
NALCO 352	110-91-8	Morfolina	alcalin per caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	74,9			
DOW Specialty AMINE SS Solvent	000105-59-9	n-metidietanolanmina	lavaggio amminico	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	172	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CHIMEC 1534	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	inibitore di corrosione	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8851			
KYMAX SOL 400 KH	90622-57-4	Frazione pesante di nafta	lavaggio filtri RHU	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,3			
NALCO 71101	-----	-----	antischiuma	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	24,2			
MICROPAN PETROL	-----	-----	attivatore biologico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,26			
ACIDO CLORIDRICO 10%	7647-01-0	Acido cloridrico	trattamento chimico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	13,2			
NALCO 7752	26062-79-3	Poli(dialildimetilammonio cloruro) in soluzione	flocculante x acqua	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	129,4			
FERRO PERCLORURO SOL 45 BE	7705-08-0	Cloruro ferrico	trattamento chimico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	14,3			
NALCO RE-SOLV EC2045A	64742-94-5 91-20-3 95-63-6	Nafta aromatica pesante Naftalene 1,2,4-Trimetilbenzene	demulsificante	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC 2739	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico allob	disemulsionante	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8938			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla registrazione e trasmissione	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
NALCO 3434	7647-15-6	Sodio bromuro	precursore biocida	Area impianti SOI4	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,5			
IDROGENO SOLFORATO	07783-06-4	Idrogeno solforato	sulfidante	Area impianti SOI1	gassoso		0,04			
DMDS EVOLUZIONE	624-92-0	Disolfuro di metile	sulfidante	Area impianti SOI3	Liquido		0,6			
UNIVEX		Tensioattivo fluorurato	schiumogeno	Area impianti SOI1-SOI3 SOI4	Liquido	Misura da contabilità industriale	43			
Catalizzatore TK-10	-----	-----	Desolforazione	Area impianti SOI3-EST	Solido		0,69			
Catalizzatore TK-551 3/16"	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nichel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SOI3-EST	Solido		2,1			
Catalizzatore TK-551 1/8"	1313-99-1 1313-27-5	monossido di nichel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SOI3-EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore KF-841 1.3Q	1313-99-1 1313-27-5 1314-56-3	Ossido di nichel ossido di molibdeno anidride fosforica	Desolforazione	Area impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	21,2	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore KF-841 2E	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nichel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	17,9	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore KF-757	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	430	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore KG-55	-----	-----	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	2			
Catalizzatore KF-542 3E	1313-99-1 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di nichel Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	4,7			
Catalizzatore RG 682	-----	-----	Reforming	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	76,3			
Molsiv Adsorbent 4A DG TRISIV	-----	-----	Setacci molecolari Humidryer	Aree impianti SO11-SO13 SO14	Solido	Misura da contabilità industriale	17,8			
Catalizzatore HS-10	-----	-----	isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1			
Catalizzatore HS-12	-----	-----	isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	18			
Catalizzatore ISOSIV ADSORBENT N-10	-----	-----	Isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	82,6			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore MEROX n° 8	-----	-----	Merox	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore S-201	-----	-----	Claus	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	44,0			
Catalizzatore S-501	-----	-----	Claus	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	6,6			
Catalizzatore S-7001	-----	-----	Claus	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	5,5			
Catalizzatore CRITERION 099	-----	-----	Claus	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	8,3			
Catalizzatore CRITERION 534	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Claus	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	12,6			
Catalizzatore RK-212	7440-02-0 1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Nichel Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1			



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore RK-202	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	2,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore RK-201	1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	5,6			
Catalizzatore R-67-7H	1313-99-1	Monossido di Nichel	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	6,5			
Catalizzatore TK-550	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,8			
Catalizzatore HTZ-3	1314-13-2	Ossido di Zinco	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	14,2			
Catalizzatore SK-201-2	-----	-----	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	28,3			
Catalizzatore HTG-1	584-08-7	Carbonato di Potassio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	0,9			



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
PSA Adsorbent H-2-10	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	295,3	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
PSA Adsorbent H-3-1	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	32,0			
PSA Adsorbent H-5	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	8,0			
PSA Adsorbent H-1	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	22,0			
PSA Adsorbent H-13	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	85,0			
Catalyst ART ICR 138 VS	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Guardia metalli	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	107,8			
Catalyst ART ICR 122 ZSB	1313-99-1	Monossido di Nichel	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	7,3			
Catalyst Macrotrap 1.5	1305-78-8	Ossido di Calcio	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	13,8			
Catalyst ART ICR 161 NAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	13,8			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalyst ART ICR 161 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	120,0	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalyst ART ICR 132 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	70,0			
Catalyst ART ICR 167 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	70,8			
Catalyst ART ICR 137 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	41,6			
Catalyst ART ICR 131 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	140,0			
Catalizzatore TK-573	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydrogasificazione EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	9,8			
Catalizzatore TK-711	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydrogasificazione EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,28			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
KATALCO 92-2G	014808-60-7	Silice, quarzo	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,6	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
KATALCO 61-2	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di Nichel Ossido di Molibdeno	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,5			
KATALCO 59-3	1302-42-7	Alluminato di Sodio	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,3			
KATALCO 32-5	1314-13-2	Ossido di Zinco	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	25,6			
KATALCO 92-1G	----	----	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,15			
KATALCO 71-5	1308-38-9	Ossido di Cromo trivalente	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	4,0			
KATALCO 57-4Q	1313-99-1	Ossido di Nichel	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	2,1			
KATALCO 25-4Q	1313-99-1	Ossido di Nichel	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	2,2			
UOP KE-G 554	----	----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	6,6			



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
UOP KE-G.048	----	----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	17,6	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
A.A. 2-5 GRADE A	----	----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	7,5			
CARBONE ATTIVO	----	----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	27,5			
CARBONE ATTIVATO SA 1810	----	----	Recupero vapori di Benzine	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	6,0			
CARBON NORIT ROZ 3	----	----	Recupero vapori di Greggio, Bitumi e Oli Combustibili	Area impianti SO14	Solido	Misura da contabilità industriale	4,4			
CARBON NORIT RD2030	----	----	Recupero vapori di Bitumi e Oli Comb.	Area impianti SO14	Solido	Misura da contabilità industriale	0,22			
CARBON NORIT SC 12	----	----	Lavaggio amminico	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	3,3			
MEROX N. 8	----	----	Trattamento Merox	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	3,0			
ANTRACITE GRANULARE	----	----	Trattamento Merox	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	3,5			
CARBONE ATTIVO NORIT GAC 830 W	----	----	Water Reuse	Area impianti SO14	Solido	Misura da contabilità industriale	60,0			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Sfere ceramiche 1/8"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	6,0			
Sfere ceramiche 1/4"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	31,5			
Sfere ceramiche 1/2"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	108,8			
Sfere ceramiche 3/8"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	16,1			
Sfere ceramiche 1/4"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	46,8			
Sfere ceramiche 1"	-----	-----	Inerti per reattori	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	26,6			
OLI LUBRIFICANTI AGIP	-----	-----	Oli Lubrificanti	Aree impianti SO11-SO13 SO14-EST	Liquido	Misura da contabilità industriale	134,2			
P3 FERROCOR 8850	141-43-5 107-15-3 84238-53-9	Etilanolamina Etilendiammina Mix alchilam. e alcolonam.	Inibitore di corrosione	Aree impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	42,5	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
P3 FERROCOR 8851	109-89-7 107-15-3	Dietilammina Etilendiammina	Inibitore di corrosione	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	37,0			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
P3 FERROCOR 8885	65996-79-4 61791-39-7	Solvente nafta Tallolio idrosolubili.	Inibitore di corrosione	Aree impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	33,6			
P3 FERROSOLF 8911	65996-79-4 90116-45-9	Solvente nafta Alchifenolo etossilato	Antifouling	Aree impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	5,3			
P3 FERROSOLF 8938	64742-94-5 95-63-6 91-20-3	Nafta aromatica pesante Trimetilbenzene Naftalene puro	Disemulsionante	Aree impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	44,8			
P3 FERROSOLF 8990	---	---	Antischiuma	Aree impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	30,0			
G.P.L.	6601 Codice prodotto	PROPANO - Miscela costituita da idrocarburi C3-C4 (C3>85%)	Imbol. Bombe produzione Carico autocisterne	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---	13.400 Tm/anno	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
G.P.L.	6602 Codice prodotto	BUTANO- Miscela costituita da idrocarburi C3-C4 (C4>85%)	Imbol. Bombe produzione. Si usa solo per le miscelazioni.	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---	6.700 Tm/anno			
G.P.L. Mix	6602 Codice prodotto	MISCELA costituita da idrocarburi C3-C4	Imbol. Bombe produzione Carico autocisterne	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---	I quantitativi di miscela sono compresi in quelli del Propano-Butano			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Vernici in polvere	-	ROHM-HAAS PULVERLAC	Verniciatura Bombole a forno	Area Impianti SOI4	Polverulento	Misura contabilità industriale	50 Tm Attualmente non è più utilizzata			
Diluyente Sintetico DICSOL	67-63-0 79-20-9 67-64-1	Compound di alcoli Esteri acetati Chetoni	Pulizia Macchina verniciatura	Area Impianti SOI4	Liquido	Misura contabilità industriale	10 Tm			
Gasolio		Il gasolio è della ditta TERZA che effettua la movimentazione delle bombole con i carrelli	Rifornimento dei carrelli TERZI	Area Impianti SOI4	Liquido	Misura contabilità industriale	30.000			
Oli lubrificanti	101316- 72-7	olio	Lubrificazione	Area Impianti SOI4	Liquido	Misura contabilità industriale	5 Tm			
Grasso Agip Grease 30	101316- 72-7 64742- 52-5	Olio minerale a base paraffinica Olio minerale a base naftenica	Lubrificazione	Area Impianti SOI4	Cremoso	Misura contabilità industriale	1 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Liquido antigelo Agip Antifreeze	107-21-1	Glicole etilenico	Circuiti di raffreddamento automezzi	Area Impianti SOI4	Liquido	Misura contabilità industriale	2 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Liquido sbloccante LS131	64742- 82-53-6	Distillati di petrolio Butano/Isobutano Butano/Isobutano Propano	Sbloccaggio e pulizia parti meccaniche	Area Impianti SOI4	Liquido	Misura contabilità industriale	10 Tm			
Mastice Tire Seal	68187- 84-8 111-76-2	Oli vegetali Butoxy ethanol	Mastice assemblaggio rubinetti	Area Impianti SOI4	Cremoso	Misura contabilità industriale	1 Tm			

[Handwritten signature]



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Poli elettrolita anionico	-	AKIFLOC 6614	depurazione acque	Area Impianti SO14	Polvere	Misura contabilità industriale	200 Tm			
Ipoclorito di sodio	7681-52-9	Ipoclorito di sodio	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	500			
Alluminio policloruro	1327-41-9	polidrossicloruro di alluminio	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	300			
Alluminio policloruro	39290-78-3	Alluminio cloruro idrossido solfato	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	400			
Carboni attivi	7440-44-0	-	depurazione acque	Area Impianti SO14	Granulare	Misura contabilità industriale	400			
Schiumogeno Sabo Foam PLUREX N	111-76-2 107-21-1 112-34-5	Detergente-Butossietanolo-Glicole etileno-butossietossi	Antincendio	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	250	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Sverniciatore	602-004-00-3 603-001-00-x	Diclorometano Metanolo	Sverniciatura	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	NON IN USO			
Vernice idrosolubile Siquaflex ID	111-76-2 67-63-0	Butossietanolo Propanolo	Verniciatura bombole	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	7.000			
Acido Fosforico Sol.85%	7664-38-2	Acido fosforico	Analisi acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	100 Tm			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Sodio Persolfato	7775-27-1	Sodio persolfato	Analisi acque	Area Impianti SOI/4	Polvere	Misura contabilità industriale	2 Tm			
Acqua distillata		Acqua distillata	Analisi acque	Area Impianti SOI/4	Liquido	Misura contabilità industriale	2 Tm			
Liquido per impianto frenante	112-34-5 143-22-6 111-46-6 110-97-4	Dietilenglicol monobutilere Trietilenglicol monobutilere Ossidietanolo Di-isopropanolamina	Liquido per freni automezzi	Area Impianti SOI/4	Liquido	Misura contabilità industriale	10 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

Tabella C1-2 – Prodotti finiti

Denominazione	N° CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Propano		Parco serbatoi	Peso autobotte	Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
GPL		Parco serbatoi	Peso autobotte	Ogni carico			
Benzina per autotrazione		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Continuo			
Virgin nafta		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Kerosene		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			

Nome file: *Eni-Taranto-pmc6*



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

Denominazione	N° CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Gasolio per autotrazione		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Gasolio per riscaldamento		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Gasolio Bunker		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Olio combustibile ATZ		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Olio combustibile BTZ		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Bitumi		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Fuel Gas a EniPower		-	-	-			
Zolfo		Vasche impianto	Peso Autobotte	Ogni carico			
Gasolio pesante da Vacuum e Altri		Parco serbatoi	Peso Autobotte	Ogni carico			



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

5.1.2 Consumo di energia e combustibili

Il monitoraggio dell'energia elettrica importata da fornitori esterna è effettuato attraverso contatori e verificata attraverso i dati di fatturazione con cadenza annuale. La raccolta dei dati e la loro pubblicazione avviene attraverso il reporting annuale. I dati sono verificati e validati dai certificatori esterni in corrispondenza delle verifiche Emas.

Il vapore importato dalla rete esterna è monitorato attraverso misuratori di portata collegati in linea con i sistemi informativi di stabilimento. La registrazione è continua mentre il reporting è annuale. I dati sono verificati e validati dai certificatori esterni in corrispondenza delle verifiche Emas.

Il consumo di combustibili è monitorato attraverso flange tarate, collegate in continuo al sistema informativo centralizzato di Raffineria. I dati sono validati in corrispondenza degli audit relativi alla normativa emission trading e in corrispondenza delle verifiche Emas.

Nella tabella C4 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate agli aspetti energetici della Raffineria.

Nella tabella C5 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate ai combustibili utilizzati in Raffineria.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella C4- Energia

Descrizione	Tipologia	Metodo misura	Quantità alla MCP	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Energia importata da Enipower	Elettrica	Contatore	331185 MWh/anno	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Energia importata da ENEL (per Slab. GPL)	Elettrica	Contatore	620.000 Kw/anno	continua			
Vapore importato da terzi	Vapore	Misuratore portata in linea	1218 kton	Continua			

Tabella C5- Combustibili

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Fuel Oil	Seratoi di stoccaggio	Forni /Caldaie	Misurazione livello serbatoio	78.232	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Fuel Gas	Flange tarate	Forni / alimentazione U500	Calcolo da Protocollo GHG	228.342	Continua			
Off-Gas(1)	Flange tarate	Forni	Calcolo da Protocollo GHG	203.646	Continua			



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Gasolio autotr. (2)	Rifornimento carburanti	Pompe antincendio	Fatturazione dati	12	annuale			
Gasolio (per stab GPL) (3)		Carrelli elevatori	Stima	23	annuale	Registrazione su foglio excel	Annuale	Controllo Reporting
GPL (per stab GPL)	Uscita serbatoio di stoccaggio	Caldiate/bruciatori	contatore	11	annuale	Registrazione su foglio excel	Annuale	Controllo Reporting

Note:

- (1) Gas di scarto da purificatore idrogeno PSA 12
- (2) Gasolio utilizzato per motori diesel pompe antincendio
- (3) Il gasolio utilizzato dai carrelli elevatori per la movimentazione interna delle bombole è a carico di un soggetto terzo che gestisce l'attività.

Nome file: *Eni-Taranto-pmc6*



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

5.1.2.1 Metodi di analisi/misurazione gas di raffineria

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

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

Norma ASTM D1946-90, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography.

5.1.2.2 Metodi di analisi elementare dell'olio combustibile

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

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

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

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

5.1.3 Risorse idriche

Monitoraggio utilizzo risorse idriche

Approvvigionamento	Punto di prelievo/misura	Metodo misura	Utilizzo	Volume totale annuo alla MCP (m ³)	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Acque di pozzo profondo	Bocca pozzo (mandata pompa)	Misuratore/registratore di portata	Processo	533554	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Acqua mare	Ingresso raffineria	Misuratore/registratore di portata	Processo Raffreddamento Antincendio	73932696			
Acqua processo da Eni Power	Ingresso raffineria	Misuratore/registratore di portata	Processo	1117683			
Acqua da impianto depurazione (Water Reuse)	Uscita impianto Water Reuse	Misuratore/registratore di portata	Processo	3300768			
Acqua potabile	Ingresso raffineria da acquedotto	Misuratore/registratore di portata	Igienico-sanitario	130485	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

5.1.4 Emissioni in aria

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. In particolare sono da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivante dalla direttiva grandi impianti di combustione e dal D.lgs. 152/2006.

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse/fuggitive.

I forni sono le unità di raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NO_x, CO₂, particolato, SO_x. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva.

Inoltre contribuiscono alle emissioni in atmosfera anche le emissioni diffuse da attività di stoccaggio e movimentazione prodotti, impianti di processo, caricamento prodotti e impianto di trattamento acque.

5.1.4.1 Emissioni convogliate

Nella Tabella C6-1 seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in aria.

Tabella C6-1 – Punti di emissioni convogliate

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Durata emissione [h/giorno] ¹	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E1	Forni CDU, HDT, HDS1, PLAT	135.550	24	365	175	100	11,52	2706029,81	4484596,54
E2	Forni VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 EST	200.405	24	365	180	120	19,63	2706226,17	4484751,43
E8	Forni RHU	20.000	24	365	195	95	2,01	2705967,37	4484858,57
E4	Forni HOT OIL	16.500	24	365	180	54,7	1,98	2706044,89	4484691,22
E7	Forni TIP	2.500	24	365	210	20,1	0,11	2706065,98	4484746,89
E5	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	32.026	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	N.A.	82	Bruciatore	2705924,64	4484914,26

¹ Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Durata emissione [h/giorno] ¹	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E6	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)		Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	N.A.	132	Bruciatore	2706004,97	4485044,07
S1	URV area caricamento rete (pensiline carburanti)	2.795	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	10	0,032	2706740,99	4484640,40
S2	URV serbatoi bitume	1.118	24	365	-	7	0,018	2706151,33	4484446,65
S3	URV caricamento pensiline bitume	6.522	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7	0,073	2706241,73	4484490,33
S4	URV serbatoi OC	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	6,5	0,099	2706150,24	4483981,85
S5	URV caricamento pensiline OC	6.522	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	6,5	0,099	2706340,62	4484589,89
S6	Unità abbattimento vapori caricamento greggio pontile	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	20	0,099	2705824,78	4482809,81
S7	rigenerazione PLAT (U300)	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	16	0,0374	2706036,77	4484525,69
S8	Torre di lavaggio aria esausta (package R-6084)	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	0,5	0,031	2705811,71	4484688,64
	Reattore di desolfurazione R-6080	ND			-	NA	0,018		
S9	Sfiati da motori diesel antincendio	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	2	0,051	2705799,02	4482834,11
Cappe laboratorio da C1 a C5, da C8 a C10, C12, da C14 a C17, da C20 a C22	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,071	-	-
Cappe laboratorio C22A, C23, da C26 a C28, C33, C34 (2), C37, C43, C46	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,049	-	-



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

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Durata emissione [h/giorno] ¹	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
Cappe laboratorio C6-C7, C11, C13, C18-C19, C24-C25 (4), C29-C30, C39, C42, C44(2), C45	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,031	-	-
Cappe laboratorio C31-C32	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,006	-	-
Cappe laboratorio C35, C38, C40-C41	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,002	-	-
Cappe laboratorio C36	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,16 x 0,25	-	-
GPL 1 (E2.1)	Cabina di verniciatura	6.500	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 500 mm	-	-
GPL 2 (E2.2)	Ingresso forno di preriscaldamento	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 3 (E2.3)	Uscita forno di preriscaldamento	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 4 (E2.4)	Forno di essiccazione	1.500	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 5 (E2.5)	Brucciato a GPL	1.000	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 340 mm	-	-
GPL 6 (E3)	Sabbiatrice	3.600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 160 x 224 mm	-	-
GPL 7 (E1)	Cabina di verniciatura piccola manutenzione	6.000	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 700 x 350 mm	-	-
GPL 8 (E1.2)	Tunnel di essiccazione	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 300 x 300 mm	-	-
GPL 9 (E1.3)	Caldia GPL per riscaldamento	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	3,5	Diametro 300 mm	-	-
GPL 10 (E4)	Gruppo elettrogeno a gasolio	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	2,5	Diametro 80 mm	-	-
GPL 11 (E5)	Caldia GPL per riscaldamento uffici	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	3,7	Diametro 200 mm	-	-

Dopo il completamento del progetto Autoil saranno presenti i seguenti punti di emissione convogliata aggiuntivi



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

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Durata emissione [h/giorno] ²	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E9	Forni nuovo impianto idrogeno	110524	24	365		40	3,14		
E10	Forni Nuovo impianto Claus	15206	24	365		80	3,14		
E12	Nuova torcia DB3. Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	ND	130	Bruciatore		
S10	Stazione decompressione metano	ND	ND	ND	ND	ND	ND		

² Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella C6-2 – Inquinanti monitorati

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
SO ₂	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Trimestrale	UNI EN 14791:2006, UNI 10393:1995	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NO _x	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 14792:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Polveri	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	Triboelettrico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 13284- 1:2003	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CO	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 15058:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
O ₂	%	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	Ad ossido di zirconio	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	%	Tutti i forni di raffineria	Campionamento ed analisi / Trimestrale	(UNI EN 14789:2006)	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Arsenico	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 NIOSH 7900	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzene	µg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Cadmio	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	IRSA Q64 e det ICP UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cloro	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COV	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Semestrale	UNI EN 13649:2002	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo VI	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Rame	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluoro	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Mercurio	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13211:2003, UNI EN 1483:1999	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IPA	µg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Nichel	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Piombo	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
PM10	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Mensile	EPA Method 201 A	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Selenio	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13284:2003 + M.U. 723:86 Man 122/1989 III + EPA 200.8 1994	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Zinco	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PCB	µg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NH3	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Idrocarburi totali	mg/Nm ³	S1, S4, S5, S6, S10	Campionamento ed analisi /Periodico	Rapp. ISTISAN 97/35	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
1,3 Butadiene	mg/Nm ³	S1	Campionamento ed analisi /Semestrale		Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
H2S	mg/Nm ³	S2, S3, S4, S5, S6	Campionamento ed analisi /Periodico	M.U.634:84	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COV	Ton	S7, S8, S9, cappe lab. C1÷C46, 1 (E2.1), 4 (E2.4), 6 (E3), 7 (E1), 8 (E1.2)	Indiretto/Periodico	EPA 3C/96	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Vanadio	mg/Nm ³	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

Come prescritto nel Parere Istruttorio, il Gestore concorderà con Ispra e ARPA Puglia i monitoraggi sperimentali in continuo, a fini conoscitivi, delle polveri sottili.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella C7 – Sistema di trattamento fumi: controllo del processo

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
E1	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas	% Zolfo mg/Nm ³ zolfo	<ul style="list-style-type: none"> • Accertamento fiscale(fuel oil) • Settimanale(fuel gas) 	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E2	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H2S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% Zolfo mg/Nm ³ zolfo H2S residuo mg/Nm ³	<ul style="list-style-type: none"> • Accertamento fiscale(fuel oil) • Settimanale(fuel gas) • Settimanale H2S residuo in concomitanza con il settimanale FG 	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E8	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm ³ zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E4	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm ³ zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E7	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm ³ zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E9	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm ³ zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E10	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H2S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% Zolfo mg/Nm ³ zolfo H2S residuo mg/Nm ³	<ul style="list-style-type: none"> • Accertamento fiscale(fuel oil) • Settimanale(fuel gas) • Settimanale H2S residuo in concomitanza con il settimanale FG 	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E5 – E6, E12	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica	Monitoraggio continuo presenza fiamma pilota	-	Continuo	na	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
		Misura continua dei gas vapori inviati in torcia	Nm ³ /h	Continuo	Registrazione su sistema informativo		programmato
		Misura continua del peso molecolare dei gas vapori inviati in torcia	upm	continuo	Registrazione su sistema informativo		
S1	Filtri a carbone attivo	-HC totale, benzene e 1-3 butadiene in uscita	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S2	Filtri a carbone attivo	H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S3	Filtri a carbone attivo	H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S4	Filtri a carbone attivo	HC totali e H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S5	Filtri a carbone attivo	HC totali e H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S6	Filtri a carbone attivo	Anali H ₂ S in uscita impianto	mg/Nm ³	Oraria durante operazioni di caricamento	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S7	Circolazione soluzione sodica nella sezione di reazione	Composti organici volatili	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S8	Torre di scrubber per il lavaggio dell'aria esausta proveniente dal reattore di desolfurazione R-6080, mediante soluzione di NaOH.	Composti organici volatili	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
GPL 1 (E2.1)	Filtri a manica	Controllo funzionamento del controlavaggio	bar	Giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
GPL 6 (E3)	Filtri a manica	Controllo differenziale di pressione (manometro)	bar	Giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
GPL 7 (E1)	Filtro di abbattimento	Controllo visivo funzionamento	na	giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

5.1.4.2 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 dovuto all'apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, a un gruppo di valvole di un'unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque a una sovrappressione che s'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 devono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

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

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

Il gestore dovrà entro sei mesi dal rilascio dell'AIA proporre all'Autorità di Controllo un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

in caso di sfiaccolamenti legati a situazioni di emergenza. Tale protocollo dovrà essere espressamente approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

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 sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare in accordo al protocollo approvato dall'Autorità di Controllo e possibilmente con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Il gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 7 tonnellate giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO₂ 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:
 - 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;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

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.

5.1.4.3 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

Calcolo concentrazione SO_2 emessa da forni e caldaie

Il flusso di anidride solforosa (Φ_{SO_2}) in kg/h può essere determinato conoscendo i valori di flusso di combustibile (Q_f) in kg/h, concentrazione dell'inquinante nel combustibile in g/g di combustibile



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

(C_x), peso molecolare del contaminante emesso (PM_e) in g/g-mole e peso molecolare dell'inquinante nel combustibile (PM_c) in g/g-mole:

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

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

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

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

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

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

$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{gas combusti}) * 1000000$$

Il flusso di gas combusti è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO_2 , H_2O e SO_2 . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Nel caso del BTZ il flusso di gas combusti è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO_2 , H_2O e SO_2 . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Determinazione fattore emissione NOx e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O_2 a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O_2 ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm^3 del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x , per le condizioni operative impiegate, è tale da



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- rapresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
 - v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
 - vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
 - vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
 - viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

Determinazione rendimento di desolforazione

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

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

Le grandezze in questione devono essere misurate con metodi strumentali continui e il rendimento η calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità. I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H₂S.

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

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

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

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino PE - 12, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO₂.

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

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

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione PE - 12 ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{SO2} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{SO2} sono i pesi molecolari di S e SO₂ in g/g-mole.



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

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

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

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

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

5.1.4.4 Emissioni diffuse/fuggitive

Il controllo della qualità dell'aria all'interno della Raffineria, viene effettuato per mezzo di 3 stazioni situate al perimetro dello stabilimento. Tali stazioni rilevano in continuo la direzione e velocità dei venti, e le concentrazioni di SO₂, H₂S, PST, NO_x, NO e NO₂ nell'atmosfera circostante, trasmettendo i dati su apposito PC per la successiva elaborazione di Report periodici mensili.

I risultati di tale monitoraggio finalizzato alla valutazione dello stato della qualità dell'aria ambiente nell'area di raffineria verranno inseriti nella reportistica annuale che il Gestore invierà all'Autorità di Controllo e dovranno essere messi a disposizione in formato elettronico per eventuali verifiche puntuali.

Le seguenti Tabelle C8-1 e C8-2 riportano una descrizione delle attività di monitoraggio previste per le emissioni diffuse e fuggitive:

In accordo a quanto prescritto in Autorizzazione, il Gestore dovrà provvedere entro sei mesi dal rilascio dell'AIA alla proposta all'Autorità di Controllo di un protocollo per l'implementazione di sistemi ottici di monitoraggio delle emissioni diffuse. Tale protocollo dovrà essere espressamente approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Tabella C8- 1 - Emissioni diffuse

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Serbatoi, caricamento prodotti, vasche trattamento effluenti	Serbatoi, caricamento prodotti, vasche trattamento effluenti	COV	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	Continua (in accordo a procedure LDAR e rilevazioni centraline qualità dell'aria)	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
		Benzene	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)					

Tabella C8- 2 - Emissioni fuggitive



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

Descrizione	Origine emissione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continue	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzene	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continue	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

5.1.4.5 Metodo di valutazione emissioni fuggitive (LDAR).

Il gestore deve sviluppare un programma scritto di LDAR che contenga:

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

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}) superiore a 10000 ppmv determinata con il metodo US EPA 21.

Tabella - 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.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Definizione di emettitore cronico

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

Monitoraggio e tempi di intervento

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.

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

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

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



5.1.4.6 Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico e ai sistemi di caricamento navi

Questo protocollo è suggerito come metodo per la verifica dell'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 decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di 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 e uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

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

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

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

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

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

5.1.4.7 Emissioni eccezionali

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

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

- manutenzione ordinaria – generalmente annuale;



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

- manutenzione e verifiche di legge – generalmente biennale;
- fermata generale di manutenzione – generalmente quadriennale;
- pianificazione produttiva.

Il gestore prevede specifiche procedure per:

- evitare emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature – generalmente è previsto un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- evitare emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all’ausilio di pig;
- gestire eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- regolamentare le attività di ispezione e le politiche manutentive sulle unità di recupero dei vapori da idrocarburi al fine di massimizzare l’efficienza e ridurre al minimo le emissioni di sostanze inquinanti nell’ambiente circostante.

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

Tabella C8- 3 - Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Tipo di evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Modalità di comunicazione alle Autorità	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Manutenzione/arresti programmati	Unità recupero zolfo	Modulare la produzione di gas acido durante le fermate	Analizzatori in continuo camino 2	Fax enti control	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell’evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato o straordinario
Anomalie /arresti impianto	Unità recupero zolfo	Modulare la produzione di gas acido durante le fermate	Analizzatori in continuo camino 2	Fax enti control	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell’evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato o straordinario



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale

5.1.5 Emissioni in acqua

5.1.5.1 Monitoraggio degli scarichi idrici

Per gli scarichi parziali e finali specificati nella seguente tabella C-9.1, con l'eccezione dello scarico AR Enipower oggetto di separata autorizzazione, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Tabella C9-1 – Identificazione degli scarichi

Punto di emissione	Provenienza [Scarichi parziali/fasi]	Recettore	Portata annua alla MCP [m ³]	Durata emissione [h/giorno]	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
"SCARICO A"	WR/4	Mare (MAR GRANDE)	112.434.600	24	365	ND	2704983,94	4484723,96
	UB/4			Emissione discontinua	Emissione discontinua	25		
	AR/4			24	365	< 35		
	AR EniPower/ Stabilimento EniPower di Taranto			24	365	33		
"SCARICO B"	Acque Meteor. /Nessuna	Mare (MAR GRANDE)	ND	Emissione discontinua	Emissione discontinua	ND	2704988,81	4484080,12
SCARICO 1 (Stabilimento o GPL)	Scarico unico e finale	Canale consortile	15.000	Emissione discontinua	Emissione discontinua	< 35	-	-

Tabella C9-2 – Inquinanti monitorati

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Portata	SCARICO A, WR, UB, scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
pH	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Dlgs 152/06	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Temperatura	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Dlgs 152/06	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Conducibilità	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
ALDEIDI	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ALLUMINIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AOX	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,1 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO AMM.	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO NITROSO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO NITRICO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ARSENICO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BARIO	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BENZENE	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,05 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BORO	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BOD ₅	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CADMIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
CIANURI TOTALI	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CIANURO	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CLORURI	A, AR	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COD	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CROMO E COMP.	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CROMO VI	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Escherichia coli	Scarico 1 (stab. GPL)	mensile	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FENOLI	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FERRO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fosforo totale (come P)	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FLUORURI	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Grassi e olii animali/vegetali	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Istantaneo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IPA	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(a)pirene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(b)fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(k)fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(g,h,i)perilene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Indeno(1,2,3-cd)pirene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Antracene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Naftalene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
MANGANESE	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Materiali grossolani	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
MERCURIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
MTBE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,1 mg/l	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NICHEL	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IDROCARBURI TOTALI	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PCB	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PIOMBO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
RAME	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SELENIO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFATI	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFURI	WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFITI	Scarico 1. (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
SST	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
STAGNO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TENSIOATTIVI TOTALI	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TOC	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TOLUENE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,05 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
VANADIO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤1 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
XILENE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,05 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ZINCO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Tabella C10 – Sistema di depurazione acque reflue TAE

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
UB	Desolfurazione	Idrocarburi Solidi sospesi Solfuri pH Fe Ossigeno disciolto Ammoniaca	3 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (4 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	Sezione di trattamento biologico	COD BOD Solidi sospesi Idrocarburi Solfuri Fenoli Fosforo totale Ammoniaca Nitrati pH Fe Solidi sospesi volatili	3 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (5 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
		COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (campione all'ingresso sezione di flottazione S-6042)			
	Sezione di ispessimento e disidratazione fanghi	Solidi sospesi Solidi sospesi volatili Idrocarburi	Giornaliera 4 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (5 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	Vasca di trattamento finale (API S-6005)	COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (2 campioni uno ingresso e uno uscita vasca API)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
	Scarico finale	COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (campionatore automatico)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

5.1.5.2 Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può utilizzare, in alternativa, metodi analitici equivalenti, a condizione che questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano messi a disposizione dell'autorità preposta ai controlli. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA (già APAT) sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi, sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA (già APAT), che provvederà alla verifica e all'eventuale proposta di modifica. Qualora i metodi analitici già in uso presso l'impianto non fossero equivalenti, il gestore deve adeguarsi alle metodiche proposte in tabella 8 entro il 2009.

Metodi di misura degli inquinanti presenti negli scarichi idrici

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
TOC	UNI EN 1484; Metodo APAT-IRSA 5040	
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.



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

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	
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.
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 HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2; Metodo APAT - IRSA 3120 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Piombo	Metodo APAT - IRSA 3230 B	
Alluminio	Metodo APAT - IRSA 3050 B	
Vanadio	Metodo APAT - IRSA 3310 B	
pH	US EPA Method 150.2; ASTM Method 1293B	Misura potenziometrica continua con elettrodo a vetro o combinato. Si



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

		raccomanda una verifica della taratura almeno giornaliera e su due punti con soluzioni tampone riferibili a standard primari.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni ovvero vedi Tabella 18	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 μ S/cm
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH 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.
Azoto nitrico (espresso come azoto)	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Azoto nitroso (espresso come azoto)	Metodo APAT - IRSA 4050	
Azoto totale	ISO 7890-1	
Coliformi totali	Metodo APAT - IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 ;US EPA Method 300.0 parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei fluoruri.
Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Cianuri	Metodo APAT - IRSA 4070 spettrofotometrico	
Tensioattivi totali	APAT-IRSA 5170 + APAT-	



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

	IRSA 5180	
Solfati	Metodo APAT - IRSA 4020	
Solfiti	Metodo APAT - IRSA 4150 B	
Solfuri	Metodo APAT - IRSA 4160	
MTBE	US EPA Method 624 GC/MS	
Fenoli	Metodo APAT - IRSA 5070 A2	
Solventi organici aromatici	Metodo APAT - IRSA 5140	
Benzene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Toluene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Xilene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Solventi clorurati	Metodo APAT - IRSA 5150	
AOX	ISO 9562:2004	
IPA	US EPA Method 8270 D	
Benzo(a)pirene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(b)fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(k)fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(g,h,i)perilene	US EPA Method 8270 D	
Indeno(1,2,3-cd)pirene	US EPA Method 8270 D	
Antracene	US EPA Method 8270 D	
Fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Naftalene	US EPA Method 8270 D	

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

5.1.5.3 Campionamenti delle acque di scarico

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

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

5.1.6 Rumore

5.1.6.1 Metodo di valutazione emissioni sonore

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

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

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

Metodi di valutazione emissioni sonore

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

5.1.7 Rifiuti

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

La Raffineria comunica annualmente all'autorità competente, con le modalità previste dalla legislazione vigente, le quantità e le tipologie dei rifiuti prodotti, compilando le schede del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), conservata per almeno 5 anni. La denuncia annuale deve avere riscontro con il Registro di Carico e Scarico dei rifiuti.

Tabella C14 – Controllo rifiuti prodotti



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
050103*	Morchie fondame serbatoi	<i>Fermate per manutenzione serbatoi</i>	Deposito temporaneo A4	5.000	Analisi chimica dei rifiuti (annuale e/o per variazione significativa del processo che origina il rifiuto) Metodi analitici ufficiali previsti da normativa vigente o metodi tecnici riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale (Regolamenti CEE, metodi CNR-IRSA, Delibera C.I. 27.07.84 ecc.)	Certificato di analisi Registri di Carico/Scarico - MUD	Annuale	Controllo Reporting. Controllo registri e documentazione annessa durante sopralluogo
050103*	Morchie fondame serbatoi	<i>Fermate per manutenzione serbatoi</i>	Deposito temporaneo A4	500				
050105*	perdite di olio	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1				
050106*	Fango da manutenzione apparecchiature	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1.000				
050106*	Fango da manutenzione apparecchiature	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1.000				
050107*	Catrami acidi	Residui da impianti di processo	Deposito temporaneo A4	100				
050108*	Altri catrami	Residui da impianti di processo	Deposito temporaneo A4	150				
050109* o 050110	Fango da impianto Trattamento Acque	Trattamento linea fanghi TAE A	Deposito temporaneo A4	3.500				
050116	rifiuti contenenti zolfo prodotti dalla desolforizzazione del petrolio	Manutenzione impianti produzione zolfo	Deposito temporaneo A4	100				
050117	bitume	Fermata per manutenzione serbatoi	Deposito temporaneo A4	500				
060399	Fialette drager	Campionamenti materie prime/prodotti finiti	Deposito temporaneo A4	0,5				
061302*	Carbone attivo	Sezione di filtrazione impianto TAE, Water Reuse, impianto abbattimento vapori greggio Pontile	Deposito temporaneo A4	1.000				
070101	Soluzioni di lavaggio e acque madri	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	50				
080318	Toner per stampanti esaurito	Produzione routinaria c/o uffici	Deposito temporaneo A4	0,5				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
100101*	ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne la polvere di caldaia di cui alla voce 100104)	Manutenzione apparecchiature varie di Raffineria	Deposito temporaneo A4	10				
100104*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Manutenzione apparecchiature varie di Raffineria	Deposito temporaneo A4	25				
100122*	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie contenenti sostanze pericolose	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	150				
100123	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	150				
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	500				
130208*	Olio lubrificante esausto	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	100				
130307*	Oli minerali isolanti e termoconduttori non clorurati	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	25				
130899	Rifiuti non specificati altrimenti	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	10				
150110*	Imballaggi contaminati (vetro, legno, plastica, ferro)	Stoccaggio additivi/chemicals	Deposito temporaneo A4/A3	250				
150102	imballaggi in plastica	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	50				
150104	Imballaggi metallici	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	5				
150103	imballaggi in legno	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	100				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	manutenzione apparecchiature/ pulizia apparecchiature	Deposito temporaneo A4	200				
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alla voce 160209-160212	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4/A1	10				
160305*	carbone	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	150				
160214	Apparecchiature fuori uso diverse da quelli di cui alla voce 160209-160213	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	10				
160215*	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	2,5				
160216	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso diversi da quelli di cui alla voce 160215	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4/A1	2,5				
160601	Batterie al Piombo	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
160602*	Pile e Batterie al nichel-cadmio	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
160605	Altre batterie d accumulatori	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
170503*	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose	Attività di ripristino aree Raffineria	Deposito temporaneo A4	3.000				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
170504	Terre e rocce diverse da quelle di cui al CER 170503*	Attività di ripristino aree Raffineria	Deposito temporaneo A4	1.000				
170601*	Materiali isolanti contenenti amianto	Manutenzione apparecchiature/impianti (piano rimozione amianto)	Deposito temporaneo A4	1,5				
170603*	Materiali contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Manutenzione apparecchiature/impianti	Deposito temporaneo A4/A1	250				
170903*	Rifiuti per l'attività di demolizione e costruzione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo A4	250				
170904	Rifiuti misti per l'attività di demolizione e costruzione diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902, 170903	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo A4	500				
180103*	Rifiuti sanitari (che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni)	Servizio infermeria	Stoccaggio dedicato localmente	0,1				
190806*	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	1				
190904	Carbone attivo esaurito (prodotto da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Impianti trattamento acque Stab. GPL	Deposito temporaneo A4	800				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
190905	Resine a scambio ionico saturate o esaurite (da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	1				
190899	Liquami civili	Produzione da Pontile Petroli	-	150				
191308 Oppure 191307*	Acqua di falda derivante dall'attività di Messa in Sicurezza della Raffineria ai sensi del D.M. 471/99 (oggi sostituito dal D.Lgs 152/06)	Acqua di falda da sbarramenti idraulici di Raffineria	-	595.680				
200101	Carta e cartone	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	100				
200121*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Tubi al neon da uffici/sale controllo	Deposito temporaneo A4	2				
200301	Rifiuti assimilabili agli urbani	Produzione da servizio mensa	Deposito temporaneo A2	500				
120116*	materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	50				
200102	vetro	Uso di imballaggi non contaminati	Deposito temporaneo A4	1				
150106	Imballaggi misti	Uso di imballaggi non contaminati	Deposito temporaneo A4	5				
160604	batterie alcaline		Deposito temporaneo A4	2,5				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
160801	Catalizzatori esauriti contenenti oro, argento, renio, rodio, palladio, iridio e platino (tranne CER 160807*)	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	100				
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	2.000				
160803	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione o composti di metalli di transizione non specificati altrimenti	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	50				
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	300				
161105*	Rivestimenti e materiali refrattari contenenti sostanze pericolose	Manutenzione forni impianti di processo	Deposito temporaneo A4	100				
161106	Rivestimenti e materiali refrattari	Manutenzione forni impianti di processo	Deposito temporaneo A4	1.000				
170402	Rottami di alluminio	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4/ A1	50				
170405	Rottami di ferro e acciaio	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4/ A1	3.500				
170409*	Rottami metallici contaminati da sostanze pericolose	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	250				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
170411	Cavi elettrici	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo AI	100				
050110	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Fanghi da impianto TAE	Deposito temporaneo 1	50				
120117	Materiale abrasivo di scarto	Manutenzione apparecchiature / impianti	Deposito temporaneo 1	30				
170401	Ottone	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo 1	20				
170405	Rottame ferroso	Manutenzione impianti	Cassoni scarrabili per la raccolta del ferro	150				
080120	sospensioni acquose contenenti pitture e vernici	Manutenzione vasca morchie pitture vernici GPL	Deposito temporaneo 1	20				
070299	rifiuti non specificati altrimenti (tappi e catene di plastica)		Deposito temporaneo 1	5				
150104	Imballaggi in metallo	Stoccaggio materiale non contaminato	Deposito temporaneo 1	5				
190904	Carboni attivi esauriti	Sezione di filtrazione CAG da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	10				
080112	pitture e vernici di scarto (Vernice in polvere)	Manutenzione vasca impianto GPL	Deposito temporaneo 1	5				
190899	Liquami civili	Produzione da Pontile Petroli	Deposito temporaneo 1	10				
191308	Acque di falda	Acqua di falda da sbarramenti idraulici di Raffineria	Cisterne per la raccolta delle acque di falda	1.100				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi, contaminati da olio	Manutenzione / pulizia apparecchiature	Deposito temporaneo 1	2				
130208*	Olio esausto	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	2				
190899	Carboni attivi esauriti	Sezione di filtrazione da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	10				
080114	Fanghi prodotti da pitture e vernici di scarto	Manutenzione vasca presso Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	20				
200306	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Trattamento effluenti	Deposito temporaneo 1	50				
200139	tappi e catene di plastica		Deposito temporaneo 1	5				
150110*	Imballaggi in metallo contaminati da sostanze pericolose	Stoccaggio materiali contaminati	Deposito temporaneo 1	5				
160103	Pneumatici fuori uso	Sostituzione pneumatici da veicoli	Deposito temporaneo 1	1				
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi	Utilizzo per attività di pulizia uffici/sale controllo	Deposito temporaneo 1	1				
200304	Liquami civili	Produzione liquami	Deposito temporaneo 1	10				
190814	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Produzione da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	50				
150104	Bombole alienate	Stabilimento GPL	Deposito temporaneo 1	50				
200140	Ferro vario	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	50				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
200140	Ottone	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	20				
170904	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo 1	10				



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

5.1.8 Suolo – sottosuolo e acque sotterranee

L'area dello stabilimento è stata interessata, a partire dal 2002, da diverse e successive attività di caratterizzazione ambientale mirate all'investigazione dello stato qualitativo dei suoli e delle acque sotterranee della Raffineria.

I risultati di tali attività sono stati trasmessi al Ministero dell'Ambiente e Tutela del territorio e agli Enti che partecipano alle Conferenze dei Servizi c/o il Ministero.

La Raffineria di Taranto nell'ambito del sistema di Gestione Ambientale, ha definito una specifica procedura per il monitoraggio del sottosuolo che prevede un sistema di controllo a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee, costituito da:

- rilievo dei livelli freaticometrici (tramite una rete di n. 108 piezometri superficiali con profondità media < 10 m e n. 13 pozzi trincea ubicati in corrispondenza degli sbarramenti idraulici) con frequenza mensile;
- campionamento/prelievo dai piezometri della rete piezometrica ed analisi idrochimiche delle acque sotterranee secondo la metodica prevista dalla legislazione vigente con frequenza indicata nella specifica tecnica per il monitoraggio dei piezometri, dei pozzi trincea e dei pozzi profondi;
- campionamento ed analisi dai pozzi trincea del sistema MISE e dai piezometri limitrofi agli sbarramenti delle acque sotterranee secondo la metodica prevista dalla legislazione vigente con frequenza indicata nella specifica tecnica suddetta.

Le metodiche applicate prevedono il prelievo di campioni di acque di falda per l'esecuzione di indagini analitiche svolte con frequenza variabile a seconda del parametro monitorato e della tipologia costruttiva del piezometro (profondità).

I metodi analitici considerati per il monitoraggio dei suoli e delle acque di falda sono i Metodi ufficiali di analisi chimica dei suoli previsti dalla normativa vigente.

La scelta dei parametri da monitorare dipende dai vincoli normativi, dai processi produttivi, dalle materie prime usate.

I risultati del monitoraggio sono restituiti in base ai risultati analitici e quindi sottoposti ad archiviazione informatica (supporto GIS) e cartacea per un'eventuale elaborazione statistica, in modo tale da soddisfare le seguenti richieste:

- dimostrare il rispetto dei limiti di legge comunitaria e nazionale;
- monitorare le condizioni del suolo – sottosuolo e delle acque sotterranee prevenendo possibili fenomeni di contaminazione.

Sistema di Gestione Ambientale

Nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, sono state definite specifiche procedure per il monitoraggio / protezione del suolo e sottosuolo:

- SGA 01 Valutazione aspetti/impatti ambientali
- SGA 08 Protezione delle acque di falda e del sottosuolo
- LI GCSSF 20 Gestione criticità della falda.



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

Tabella C15 - Acque sotterranee

Piezometro	Parametro	Metodo di misura (incertezza)	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Rete piezometrica di Raffineria (108 piezometri)	pH	Potenziometria EPA 2080	semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot.<C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	GC-MS EPA 8260B				
	IPA (I)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Pozzi profondi (PP1, PP2, PP3, PP4)	pH	Potenziometria EPA 2080	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot.<C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene	GC-MS				



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

Piezometro	Parametro	Metodo di misura (incertezza)	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
	Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	EPA 8260B				
	IPA (1)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Annuale in occasione della controllo EMAS da parte dell'ente Certificatore Pozzi trincea + sistema well point (5 pompe) + 37 piezometri limitrofi + piezometri critici	pH	Potenziometria EPA 2080	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot. <C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	GC-MS EPA 8260B				
	IPA (1)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Piezometri esterni (da PE12 a PE20)	As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	Se	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				

5.1.8.1 Sistema fognario "oleoso"

Il gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine



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

il gestore presenterà entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso della validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

5.2 *Gestione dell'impianto*

5.2.1 **Controllo Stoccaggi**

Allo scopo di mantenere efficienti i serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi, vengono condotti controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze.

Le ispezioni si articolano in esterna ed interna.

Le ispezioni esterne consistono in:

- Ispezione visiva, ogni 4 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto, ogni 3 anni per serbatoi a tetto galleggiante;
- Rilievo con ultrasuoni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto ad esclusione dei serbatoi per gasolio, olio combustibile, residuo vacuum, asfalto e Bitume dove il controllo è ogni 8 anni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto galleggiante ad esclusione dei serbatoi slop dove il controllo è ogni 2 anni.

La frequenza delle ispezioni interne è determinata sulla base della natura del prodotto stoccato, dal grado di corrosione associato e dalla storia ispettiva/manutentiva del serbatoio. Dalle ispezioni effettuate nel corso del tempo, risulta una velocità di corrosione non superiore a 0.3 mm/anno ad uno spessore nominale di 6,5 mm per i serbatoi dedicati allo stoccaggio del greggio, considerato il fluido a maggiore criticità tra quelli presenti in Raffineria. Per questa ragione la Raffineria ha assunto una frequenza di ispezione di 20 anni per i serbatoi contenenti greggio e per tutti gli altri serbatoi contenenti categorie di sostanze meno critiche. Un'unica eccezione è stata fatta per i serbatoi adibiti allo stoccaggio dello slop, dove la frequenza delle ispezioni è stata fissata a 5 anni a causa della particolare natura del fluido contenuto

5.2.2 **Indicatori di prestazione**

Al fine di monitorare gli aspetti ambientali significativi della Raffineria sono stati identificati indicatori di prestazione correlati alla gestione di:

- materie prime e prodotti finiti;
- risorsa idrica;
- scarichi idrici;
- emissioni convogliate e diffuse in atmosfera;
- emissioni di gas serra;
- rifiuti;
- suolo, sottosuolo e acqua di falda.

Nella seguente tabella si riportano gli indicatori riportati nella Dichiarazione Ambientale.



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

Tabella C19 – Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Indice movimentazione LEI (Low environmental impact)	%	Percentuale di materie prime e prodotti esitati via oleodotto, in ingresso e in uscita dalla Raffineria, rispetto al totale movimentato (comprendente anche via nave e via ATB)	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice utilizzo Fuel Gas	%	Rapporto percentuale tra la quantità di Fuel gas utilizzata (in ton) in relazione alla quantità dei Combustibili totali (Fuel gas e Fuel oil) utilizzati (in ton) nei forni di processo.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Energy Intensity Index (EII)	-	Rapporto tra "performance energetica" della Raffineria correlata ad una prestazione energetica di riferimento.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice prodotti ecologici:	%	quantità di prodotti "ecologici" ottenuti dalle attività di raffinazione, in relazione alla quantità totale.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di consumo acqua pozzo:	-	quantità di acqua prelevata da pozzo (espressa in mc) su quantità di materia prima lavorata (espressa in ton), nell'anno.	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di prelievo acqua mare	-	Quantità di acqua mare prelevata in ingresso Raffineria (espressa in kmc) rapportata alla quantità di materia prima lavorata (espressa in ton), nell'anno.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di conformità allo scarico A delle concentrazioni degli inquinanti più significativi	%	Concentrazione media dei parametri BOD5, Oli minerali, Azoto ammoniacale e Fenoli in rapporto alla concentrazione limite di legge vigente in percentuale, sullo scarico A	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting
Indice emissioni convogliate	-	Quantità di SO2, NOX, PST (in tonnellate) emessa, correlata alle quantità (in Kton) di materia prima lavorata	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Indice qualità fuel oil	-	contenuto di metalli nel fuel oil (in ppm) in rapporto al contenuto di metalli previsto dalle specifiche nazionali (in ppm).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice emissioni di CO2	-	CO2 complessivamente emessa (espressa in kton) rispetto al quantitativo annuo di materie lavorate (in kton).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di utilizzo catalizzatori (RHU)	-	Quantità di catalizzatore (ton) dell'impianto RHU utilizzato per ciclo, rispetto alla carica processata all'impianto RHU (kton).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice situazione piezometri	-	Numero di piezometri nei quali le analisi sull'acqua di falda hanno evidenziato un superamento del parametro Idrocarburi totali rispetto ai limiti stabiliti dal D.M. 471/99, in relazione al numero piezometri totali esaminati.	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting

6 Responsabilità nell'esecuzione del Piano

Tabella D1 - Soggetti che hanno competenza nell'esecuzione del Piano

SOGGETTI	AFFILIAZIONE	NOMINATIVO DEL REFERENTE
Raffineria	-	Gaetano De Santis
Società terze contraenti	-	In funzione delle gare di appalto
Autorità competente	Ministero dell'Ambiente	-
Ente di Controllo	ISPRA in rapporto di convenzione con ARPA Puglia	-

6.1 Attività a carico del gestore

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

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



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

6.2 Attività a carico dell'ente di controllo

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

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA E NUMERO DI INTERVENTI	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	4
Valutazione report	Annuale	Tutte	8
Valutazione Audit energetico	Biennale	Uso efficiente energia	4
Campionamenti ed analisi	•Aria: solo su camini con sistemi di monitoraggio in continuo per contraddittorio in caso di problemi alle operazioni di taratura	•Campionamento in aria di uno o più degli inquinanti pertinenti	Il numero di interventi non è definibile a priori
	•Acqua: biennale	•Campionamento in acqua di uno o più degli inquinanti pertinenti	4

7 Attività di QA/QC

7.1 Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

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

Tabella E1 - Requisiti minimi strumentali degli analizzatori CEMS installati

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



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

Prestazioni	Requisiti minimi strumentali
Deriva dello span	$\pm 2\%$ (nel periodo di operatività non sorvegliata)

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

Tabella 18 – 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.

7.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

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

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

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

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi



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

richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

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

7.3 *Analisi delle acque in laboratorio*

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

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

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

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

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

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



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

7.4 Campionamenti

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

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

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



8 Reporting

8.1 Comunicazione Mensile

E' fatto obbligo di Comunicazione mensile, secondo il quale il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) e all'ARPA territorialmente competente dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla (SO₂, NO_x, Polveri, CO, COV, H₂S, NH₃ + composti a base di cloro; cfr. pagg. 122 e 123 del Parere Istruttorio);

8.2 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso d'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.

8.3 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle 24 (ventiquattro) ore successive alla prima notifica³ di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo⁴ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (è richiesto di inserire l'indirizzo o la collocazione geografica del luogo dove è situato l'impianto);
- **Nome dell'impianto e unità di processo che è sorgente dell'emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome comune con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**
- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la

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

⁴ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)

- **Cause** (L' esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

8.4 Reporting 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'ISPRA), 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.

8.4.1 Definizioni

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

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

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

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

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

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

Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi: è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 (o EN ISO 3675) e campionamento secondo la



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

norma ISO 3171(campionamento in linea) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo del successivo paragrafo "Contenuti".

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.

8.4.2 Contenuti

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

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

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.

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 ai 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 annuale in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO e polveri

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO, PTS, COV, H₂S, NH₃ e composti a base di cloro.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Esiti delle misure effettuate nei diversi camini durante l'anno (con le frequenze stabilite nelle relative tabelle) per tutti gli inquinanti non rientranti nella bolla

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

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

Stima delle tonnellate di VOC emesse per anno

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

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

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

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

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

^b

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

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

^a



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

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

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

Programma per il contenimento degli odori

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

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

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

Acqua dolce (m^3/ton), **metano** (Nm^3/ton), **combustibili liquidi BTZ** (kg/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton)

Caldai

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

Emissioni: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO_2 , NO_x , CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata di SO_2 , NO_x , CO, Ni, V e polveri (in g/Gj)

Torce

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

Emissioni: ARIA

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

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

Flussi di materiali misurati giornalmente ($Nm^3/giorno$) e **quantità** ($kg/giorno$) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

Unità recupero zolfo

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

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno

Rendimento medio mensile di desolfurazione

Produzione specifica di zolfo



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

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

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno

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.

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



Appendice A

A.1 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 dalla torre di raffreddamento acque
- Emissioni dai camini delle caldaie, forni, sistemi di blowdown, sistema di coking termico, FCC e torce

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

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

A.1.1 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 o con il metodo ad immagine ottica viene misurato un valore superiore od uguale a 10.000 ppmv di VOC (espressi come metano).
2. Per ognuno dei componenti riportati in tabella **1-appA** valgono le formule seguenti :

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

dove 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
*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

A.1.2 Perdite dai serbatoi

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

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

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

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

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

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

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



ISPRA

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

A.1.3 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):

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

LL = 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
Tank cars	Submerged loading: dedicated normal service	0.60
	Submerged loading: dedicated vapour balance service	1.00
	Splash loading of a clean cargo tank	1.45
	Splash loading: dedicated normal service	1.45
	Splash loading: dedicated vapour balance service	1.00
Marine Vessels	Submerged loading: ships	0.2
	Submerged loading: barges	0.5

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 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.

A.1.4 Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento

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



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

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/LAF	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 dalla torre di raffreddamento acque è considerata trascurabile se non sono riscontrate rotture agli scambiatori di calore, nel caso ciò si verifichi e la riparazione non sia immediata, si possono usare i fattori di emissione in tabella 7-6 seguente:



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

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.

A.1.5 Emissioni dai forni, caldaie, sistema di coking termico , sistemi di blowdown , FCC e torce

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

Per le caldaie ed i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 ("Fuel oil combustion") ed 1.4 ("Natural gas combustion") dell'AP-42.

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

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



Appendice B

B.1 Emissioni in aria per anno da misure continue

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

La formula per il calcolo delle tonnellate anno è la seguente

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

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 tonnellate anno di ogni singolo punto di emissione dovranno essere sommate per il quantitativo totale emesso dall'impianto.

Sono esclusi dal calcolo i periodi di avvio e spegnimento delle varie unità , questi ultimi dovranno essere stimati solo se i giorni/anno, in cui tali situazioni si verificano, sono superiori al 3% dei giorni di effettivo utilizzo dell'unità (circa 260 ore/anno).

Nei casi di avvio/spegnimento, se la stima dovrà essere fatta, i fattori di emissione dovranno essere adeguatamente individuati e documentati e la stima sarà estesa a tutti i periodi di avvio/spegnimento.

B.2 Emissioni in aria per anno da misure discontinue

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

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

La determinazione della concentrazione, quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule .

Nel caso unico del CO boiler del FCC sarà considerata la distribuzione in classi, su base giornaliera delle quantità trattate, raggruppando i carichi ponderali di alimentazione su intervalli di 500 chilogrammi.

B.3 Emissioni in corpi idrici superficiali o in mare per mese

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi nel mese

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

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