



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



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale

U.prot DSA - DEC - 2009 - 0000971 del 03/08/2009

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica della SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA S.r.l. sita nel comune di Ferrara (FE)

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



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

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

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

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

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

VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali n. 7581, del 3 settembre 2002, relativo al progetto dell'impianto di cogenerazione a ciclo combinato da circa 800 MWe proposto dalla Società EniPower Ferrara s.r.l., da ubicare all'interno del polo petrolchimico in comune di Ferrara;

VISTA l'istanza presentata in data 27 luglio 2006 dalla Società EniPower Ferrara s.r.l. (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 centrale termoelettrica ubicata nel comune di Ferrara (FE);

VISTA la nota DSA-2006-0033890 del 29 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. FE/DIR/Prot n° 22/07 del 5 marzo 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 marzo 2007, al n. DSA-2007-0007016, 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-2007-0008716 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 "La Repubblica" in data 12 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota prot. FE/DIR/PROT 47/07 del 10 luglio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 12 luglio 2007, al n. DSA-2007-0019783, con la quale il Gestore chiede per l'unità termoelettrica denominata CTE1, della potenza termica di 106 MW, ai sensi dell'art. 273, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'esenzione dall'obbligo di osservare i limiti di emissione previsti dalla parte II, sezioni da 1 a 5, lettera A, e sezione 6 dell'Allegato II alla parte quinta dello stesso decreto, impegnandosi a non esercire l'unità CTE1 per più di 20.000 ore di normale funzionamento a partire dal 1° gennaio 2008 ed a non farlo funzionare oltre il 31 dicembre 2015;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000020 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-2008-0010122 dell'11 aprile 2008, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-2008-0000268 del 26 marzo 2008;

VISTA la nota FE/DIR prot. n° 22/08 del 15 maggio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 maggio 2008, al n. DSA-2008-0013539, con la quale il Gestore ha richiesto una proroga per l'invio delle integrazioni;

VISTA la nota DSA-2008-0014317 del 25 maggio 2008 della Direzione Generale, con cui si concede la proroga richiesta dal gestore per l'invio delle integrazioni;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota del 31 luglio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 15 luglio 2008, al n. DSA-2008-0019585;

VISTA la nota DSA-2008-0027538 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0001250 del 14 ottobre 2008 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la nota FE/DIR prot. n° 54/08 del 12 novembre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 novembre 2008, al n. DSA-2008-0033733, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0001645 dell'11 dicembre 2008 di sostituzione di alcuni commissari del Gruppo Istruttore;



WJ

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

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

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

VISTE le ulteriori integrazioni trasmesse dal Gestore con nota del 21 gennaio 2009, acquisita al protocollo della Commissione istruttoria AIA-IPPC il 28 gennaio 2009, al n. CIPPC-00-2009-0000165;

VISTA la documentazione trasmessa dalla Provincia di Ferrara con nota del 29 gennaio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 18 febbraio 2009, al n. DSA-2009-0003756;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000607 del 19 marzo 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 centrale termoelettrica della Società EniPower Ferrara s.r.l. ubicata nel comune di Ferrara (FE), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota del 31 marzo 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 31 marzo 2009, al n. DSA-2009-0008214, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0000607 del 19 marzo 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 3 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-2009-0010375 del 27 aprile 2009;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001061 del 6 maggio 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del previsto Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornato secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi del 3 aprile 2009;

VISTA la nota del 13 maggio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 13 maggio 2009, al n. DSA-2009-0011478, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001061 del 6 maggio 2009;

pe
mp



VISTO il verbale conclusivo della seduta del 13 maggio 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-2009-0015390 del 17 giugno 2009;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001406 del 19 giugno 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo, recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 13 maggio 2009;

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

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

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

RILEVATO che il Sindaco del comune di Ferrara non ha 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 EniPower Ferrara s.r.l., identificata dal codice fiscale 13212410156 con sede legale in Piazza Vanoni n. 1, San Donato Milanese (MI) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Ferrara (FE), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 6 maggio 2009 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2009-0001061 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 27 luglio 2006 ed integrata il 3 luglio 2008 ed il 21 gennaio 2009 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

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



Art. 1**LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO**

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto dal paragrafo 10.5 del parere istruttorio, entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il gestore deve presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, una relazione che identifichi almeno due punti di monitoraggio al fine di caratterizzare, con piezometri, la qualità della falda a monte e a valle del sito della centrale rispetto al flusso prevalente della falda medesima, motivando il loro posizionamento e la rappresentatività delle misure, secondo le indicazioni del Piano di Monitoraggio e Controllo.
4. Come prescritto dal paragrafo 10.3 del parere istruttorio, entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il gestore deve elaborare e presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di risanamento acustico, alle condizioni stabilite nell'allegato parere.
5. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai paragrafi 3 e 4, il gestore dovrà allegare apposite quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui all'Allegato III del decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2**ALTRE PRESCRIZIONI**

1. 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.
2. 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.



Art. 3**MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO**

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il gestore deve avviare il citato Piano di Monitoraggio e Controllo. Ove necessario, il gestore, entro lo stesso termine, concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
2. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione del suddetto Piano di Monitoraggio e Controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, commi 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.
4. 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, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.
5. 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. 4**DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE**

1. La presente autorizzazione ha durata di due anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto. L'autorizzazione potrà essere rinnovata nei casi e con le modalità di cui al paragrafo 13 del parere istruttorio.
2. Per l'unità termoelettrica denominata CTE1 è concessa, ai sensi dell'art. 273, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'esenzione dall'obbligo di osservare i limiti di emissione previsti dalla parte II, sezioni da 1 a 5, lettera A, e sezione 6 dell'Allegato II alla parte quinta dello stesso decreto, alle condizioni stabilite nell'allegato parere istruttorio.



WP

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. 5
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. 6
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. Tra le autorizzazioni sostituite sono tra l'altro da considerarsi, limitatamente agli aspetti ambientali, le seguenti:

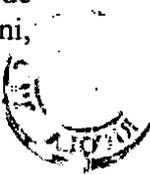
Aria

- Autorizzazione Decreto MICA n. 16463 del 5/6/98, per la parte riguardante l'esercizio;

Acqua

- Aut. 34440/05 - Rinnovo dell'autorizzazione 69050 del 3/8/2004 allo scarico acque reflue industriali nella fognatura "Condotto industriale" rilasciata dal Comune di Ferrara rilasciata dal Comune di Ferrara in data 1 agosto 2005;
 - Aut. 110327 – Autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali in corpo idrico superficiale rilasciata dalla Provincia di Ferrara in data 8 novembre 2004.
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 de regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Be
WD



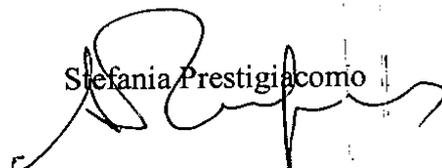
Art. 7

DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui tempestivamente la comunicazione di cui all'art. 11 comma 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.
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 Emilia Romagna, alla Provincia di Ferrara, al Comune di Ferrara e all'ISPRA.
5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per la Salvaguardia Ambientale di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero.
Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale.
6. A norma dell'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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

Stefania Prestigiacomo






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



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale

E.prot DSA - 2009 - 0015911 del 22/06/2009

CIPPC-00-2009-0001406
del 19/06/2009

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

Pratica N:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi tenutasi in data 13/05/2009; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali





Parere Istruttorio Conclusivo

CENTRALE TERMOELETTRICA **Società Enipower Ferrara (S.E.F.) Spa** **FERRARA**

GRUPPO ISTRUTTORE

Prof. Antonio Mantovani
Ing. Marco Antonio Di Giovanni
Ing. Alessandro Martelli
Cons. Umberto Realfonzo
Avv. Elena Tamburini



INDICE

1	DEFINIZIONI	4
2	PARTE INTRODUTTIVA	5
2.1	Riferimenti Normativi.....	5
2.2	Atti presupposti.....	6
2.3	Documenti esaminati e attività svolte.....	7
3	ATTIVITA' AUTORIZZATA	8
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	9
4.1	Contesto territoriale dell'area.....	9
4.2	Contesto ambientale dell'area.....	11
4.3	Caratterizzazione qualità componente ambientale.....	12
4.4	Criticità ambientali.....	12
5	ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE	14
5.1	Layout.....	14
5.2	Flussi di massa ed energia.....	14
5.3	Descrizione dell'impianto.....	15
5.4	Modalità gestionali ed operative.....	17
5.5	Capacità produttiva.....	17
5.6	Emissioni convogliate in aria.....	17
5.7	Emissioni non convogliate in aria.....	18
5.8	Emissioni in acqua.....	18
5.9	Rumore e vibrazioni.....	19
5.10	Radiazioni non ionizzanti.....	19
5.11	Inquinamento olfattivo.....	19
5.12	Rifiuti.....	19
5.13	Stoccaggi.....	21
5.14	Suolo e sottosuolo.....	21
5.15	Consumi ed efficienza energetica.....	22
5.16	Manutenzione ordinaria e straordinaria.....	22
5.17	Malfunzionamenti ed eventi incidentali.....	22
6	ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO	22
6.1	Contesto ambientale dell'area.....	22
6.2	Layout.....	23
6.3	Flussi di massa ed energia.....	23
6.4	Descrizione impianto.....	23
6.5	Modalità gestionali ed operative.....	23
6.6	Capacità produttiva.....	24
6.7	Emissioni convogliate in aria.....	24
6.8	Emissioni non convogliate in aria.....	24
6.9	Emissioni in acqua.....	24
6.10	Rumore e vibrazioni.....	24
6.11	Radiazioni non ionizzanti.....	24
6.12	Inquinamento olfattivo.....	24
6.13	Rifiuti.....	24
6.14	Stoccaggi.....	24
6.15	Suolo e sottosuolo.....	24
6.16	Consumi ed efficienza energetica.....	24
6.17	Manutenzione ordinaria e straordinaria.....	24



Pulizia della sezione del trattamento acque oleose, ovvero eliminazione della possibilità di inquinamento delle acque reflue dell'impianto dovuto a rilascio di olio combustibile depositato sulle pareti di vasche e circuiti della parte trattamento acque oleose dello stesso impianto.24

6.18 Malfunzionamenti ed eventi incidentali.....24

7 CRITICITÀ ATTUALI.....28

8 CRITICITÀ FUTURE.....29

9 SOSTENIBILITÀ TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD30

10 PROPOSTE DI LIMITI E PRESCRIZIONI.....30

10.1 Emissioni in aria.....30

10.2 Emissioni in acqua32

10.3 Emissioni sonore32

10.4 Rifiuti32

10.5 Acque sotterranee.....34

10.6 Prescrizioni tecniche e gestionali34

10.7 Manutenzioni, malfunzionamenti e fenomeni incidentali.....34

11 PIANO DI MONITORAGGIO.....35

12 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE35

13 DURATA AUTORIZZAZIONE, RINNOVO E RIESAME.....36

14 SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI.....37



1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), Direzione Salvaguardia Ambientale (DSA).
Ente di controllo	ISPRA, 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 Emilia Romagna.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 9, comma 5, del decreto legislativo n. 59 del 2005.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a Società EniPower Ferrara s.r.l., 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 ai sensi dell'art. 4, comma 1 del D.M. (GAB/DEC/153/07).
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.
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai Comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono definiti nel documento "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 DSA del MATTM e sono pubblicati sul sito http://www.dsa.minambiente.it/aia , al fine della consultazione del pubblico.
Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.

2 PARTE INTRODUTTIVA

2.1 Riferimenti Normativi

Visto	il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento" e s.m.i.;
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 G.U. N. 135 del 13 Giugno 2005;
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: <ul style="list-style-type: none">- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;- non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;- deve essere evitata la produzione di rifiuti; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente;- l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;- deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
visto	l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".



2.2 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2008-0000020 del 11/01/08, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara al Gruppo Istruttore così costituito:
- Carla Carnieri (referente)
 - Simona Milano
 - Simonetta Tunesi
- Visto il decreto del MATTM n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2008-0001250 del 14/10/08, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara al Gruppo Istruttore così costituito:
- Paola Girdinio (referente)
 - Marco Antonio Di Giovanni
 - Alessandro Martelli
 - Umberto Realfonzo
 - Vincenzo Rizzo
 - Elena Tamburini
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2008-0001645 del 11/12/08, che sostituisce alcuni commissari per l'autorizzazione integrata ambientale della Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara, in modo che il Gruppo Istruttore sia così costituito:
- Antonio Mantovani (referente)
 - Marco Antonio Di Giovanni
 - Alessandro Martelli
 - Umberto Realfonzo
 - Vincenzo Rizzo
 - Elena Tamburini
- vista - la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2009-0000251 del 05/02/09, che comunica le dimissioni del commissario Vincenzo Rizzo componente del GI;
- 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:
- Alessandro M. Di Stefano (Regione Emilia Romagna)
 - Paola Magri (Provincia di Ferrara)
 - Alberto Bassi (Comune di Ferrara);
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC hanno preso parte, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, il seguente funzionario e collaboratore dell'ISPRA:
- Francesco Andreotti;
- preso atto che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico;
- visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- il verbale del 29 febbraio 2008 di riunione del GI;
 - il verbale del 15 gennaio 2009 di incontro tra il GI e il Gestore;
 - il verbale del 24 febbraio 2009 di riunione del GI.
- Vista la documentazione trasmessa dalla Provincia di Ferrara acquisita con prot. DSA 2009-0003756 del 18/02/2009;
- Vista la documentazione trasmessa da SEF acquisita con prot. DSA 2009-0002521 del 05/02/2009.



2.3 Documenti esaminati e attività svolte

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 27 luglio 2006 dalla Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara, con sede legale in Piazza Vanoni, 1 – 20197 S. Donato Milanese;
- esaminate le richieste di integrazioni effettuate con nota prot. del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DSA-2008-0010122 del 11/04/2008;
- vista la proroga concessa con nota prot. del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DSA-2008-0014317 del 27/05/2008;
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore in data 3 luglio 2008 ed acquisite al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con prot. DSA-2008-0019585 del 15/07/2008;
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore in data 21/01/2009 ed acquisite al protocollo della Commissione IPPC con prot. CIPPC-00_2009-0000165 del 28/01/2009;
- 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)
- esaminati i documenti 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 Monitoring; 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:
- Scheda Sintetica "049-Enipower-Ferrara-sc2" del 4 marzo 2008, prot. CIPPC-00_2008-0001117, del 27/08/2008;
 - Piano Monitoraggio e Controllo "049-Enipower-Ferrara-ri1" del 15 settembre 2008, prot. CIPPC-00_2009-0000030, del 12/01/2009;
 - Relazione Tecnica "049-Enipower-Ferrara-pm1" del 15 settembre 2008, prot. CIPPC-00_2009-0000031, del 12/01/2009.
- vista le determinazioni delle Conferenze dei Servizi del 3 aprile 2009 e del 13 maggio 2009, che hanno portato all'aggiornamento della stessa.
- vista la richiesta di certificato prevenzione incendi presentata al Comando VV.FF. di Ferrara in data 28 aprile 2009 (CIPPC-00-2009-0001017 del 30-04-2009).



3 ATTIVITA' AUTORIZZATA

Ragione sociale	Società EniPower Ferrara s.r.l.
Sede legale	Piazza Vanoni, 1 – 20197 S. Donato Milanese
Sede operativa	Piazzale Donegani, 12 – 44100 - Ferrara
Tipo di impianto	Esistente
Richiesta autorizzazione	Prima AIA per l'impianto esistente
Codice e attività IPPC	Categoria 1.1 - Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50MW
Gestore	Domenico Galante, Piazzale Donegani, 12 – 44100 - Ferrara
Referente IPPC	Matteo Penazzi, Piazzale Donegani, 12 – 44100 - Ferrara
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Sistema di gestione ambientale	NO. Il gestore dichiara che lo Stabilimento, pur avendo implementato prassi e procedure in linea con la norma UNI EN ISO 14001, che assicurano il rispetto della conformità alle disposizioni legislative ambientali, non ha ad oggi proceduto alla certificazione formalizzando tali prassi mediante l'implementazione di un Sistema di Gestione Ambientale certificato.

ASSETTO IMPIANTISTICO OGGETTO DELL'AIA

L'assetto impiantistico oggetto della presente AIA riguarda esclusivamente l'attuale assetto della centrale. Il gestore non ha previsto nuovi interventi o modifiche impiantistiche/gestionali, nell'arco di durata di questa autorizzazione.

Le attività della centrale oggetto di richiesta di autorizzazione integrata ambientale riguardano:

1. produzione energetica, mediante produzione di vapore per uso diretto e produzione di energia elettrica
2. combustione dell'off-gas prodotto in continuo da due grandi aziende (Polimeri Europa S.p.A. e LyondellBasell);
3. produzione e vendita di acqua chiarificata e di acqua demineralizzata.

Le attività 1) e 2) avvengono mediante:

- CTE1, con potenza termica di 106 MWt, alimentata esclusivamente con gas naturale e off-gas, azionata solo durante i periodi di manutenzione o disservizi della CTE2;
- CTE2, con potenza termica di 200 MWt, alimentata per il 50% ad olio combustibile e per il rimanente 50% da una miscela di gas naturale e off-gas prodotto dal petrolchimico (e gasolio utilizzato solo per alimentare le torce pilota dei bruciatori principali della caldaia), in esercizio continuo.

Sono presenti e funzionanti tutti gli impianti ausiliari necessari a garantire le attività di supporto a quella principale, che è la produzione di energia elettrica (quali: impianto di produzione acqua demineralizzata, impianto trattamento acque di scarico, caldaie ausiliarie per la produzione di vapore in emergenza, impianti antincendio, ecc.).



SVILUPPO IMPIANTISTICO FUTURO, NON OGGETTO DELLA PRESENTE AIA

L'assetto impiantistico attuale sarà completamente superato entro breve (un anno circa) a seguito dell'attivazione di un nuovo impianto di cogenerazione a ciclo combinato da circa 800 MWe, che sostituirà la CTE2.

Lo sviluppo impiantistico della SEF è condizionato da una serie di prescrizioni contenute nel Decreto di compatibilità ambientale emanato dal Ministero dell'Ambiente il 03/09/2002 (prot. DEC/VIA/7581):

“3. Come proposto nelle integrazioni presentate il 15 gennaio 2002 ed in attuazione di quanto previsto nel Protocollo d'Intesa sottoscritto il 24 marzo 2000 e nell'Accordo di Programma del 7 maggio 2001, si prescrive che S.E.F. (ndr ora Società EniPower Ferrara s.r.l.) presenti entro e non oltre il termine del 31/12/02, di concerto con le Società coinsediate coinvolte, una soluzione tecnica definitiva che assicuri l'utilizzo ottimale della totalità degli off-gas prodotti nel petrolchimico di Ferrara.

4. Si prescrive, in particolare, che l'impianto di cogenerazione a ciclo combinato da circa 800 MWe, da realizzarsi all'interno del polo chimico di Ferrara possa essere avviato solo dopo la messa a regime del nuovo impianto per il trattamento degli off-gas residui.

5. Prima della messa a regime dell'impianto di cogenerazione a ciclo combinato da circa 800 MWe, da realizzarsi all'interno del polo chimico di Ferrara della S.E.F. S.r.l. dovrà essere definito l'accordo per l'immissione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto in progetto nella rete nazionale.”

In sintesi, dovranno essere realizzati, nell'ordine, i seguenti passi:

1. realizzazione e messa a regime di un nuovo impianto per il trattamento degli off-gas residui (attualmente inviati alla centrale Termoel. CTE2, per cui è richiesta l'AIA, insieme alla CTE1);
2. avvio dell'impianto di cogenerazione a ciclo combinato da circa 800 MWe, da realizzarsi all'interno del polo chimico di Ferrara.

EniPower Ferrara S.r.l. in data 21/12/2005, con nota assunta al prot. n. DSA/2006/33819 del 29/12/2005, ha presentato domanda di Verifica di esclusione dalla procedura di VIA relativa al progetto di utilizzo di gas petrolchimico (off-gas) nella nuova centrale. A detta domanda, con determinazione dirigenziale del direttore generale-DSA, (Prot. DSA/2007/0018236, n° parere 915 del 02/07/07), è stato dato parere negativo all'esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale del progetto.

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1 Contesto territoriale dell'area

Gli impianti della Società EniPower Ferrara S.r.l. (SEF) sorgono all'interno dello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara, a circa 4 km dal centro storico di Ferrara ed a 3 km dal Fiume Po. Lo Stabilimento Petrolchimico è multisocietario e comprende una superficie complessiva di circa 250 ha, di cui poco più che 40 ha appartengono agli impianti SEF. Nello specifico, dei 40.392 mq di superficie totale, 13.950 sono coperti, 20.610 scoperti pavimentati e 5.832 scoperti non pavimentati.

L'area industriale del Petrolchimico confina:

- ad Est con il Canale Boicelli, che costituisce una idrovia che collega Ferrara al Fiume Po;
- a Nord e Ovest con il Canale Bianco;
- a Sud con il canale Cittadino, affluente di destra del Po di Volano;
- ad Ovest con aree agricole.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)



Il PTCP, secondo quanto previsto dall'articolo 7 delle norme di PTPR, ha valenza di Piano Paesaggistico Regionale.

Dalla Tavola di PTCP relativa al Sistema Ambientale, non risultano direttive e indirizzi per l'area del Polo Chimico, salvo un'indicazione di zona di particolare interesse paesaggistico-ambientale (art. 19 Norme Tecniche di PTCP) lungo il confine nord in corrispondenza del Canale Bianco e dello Scolo di Casaglia. La tutela è finalizzata alla realizzazione di interventi di valorizzazione e ricostruzione ambientale, fra cui la creazione di percorsi cicloturistici e itinerari non carrabili al servizio del tempo libero. In queste aree la realizzazione di impianti a rete, con esclusione dei sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia che abbiano rilevanza meramente locale, sono sottoposte a verifica di compatibilità ambientale.

Con riferimento alle Norme Tecniche di Attuazione del Piano, nelle immediate vicinanze del Polo Chimico si segnalano le seguenti zone di tutela:

- a est, oltre il villaggio del Barco, l'area del Parco del Barco (art. 28 Norme del PTCP);
- a nord l'invaso del fiume Po (art. 18 Norme del PTCP), la relativa zona di tutela (art. 26 Norme del PTCP) e una strada panoramica, lungo l'argine (art. 24 Norme del PTCP);
- a ovest un dosso di rilevanza idrogeologica (art. 20b Norme del PTCP) e un'area di concentrazione di materiali archeologici (art. 21b Norme del PTCP);
- a sud un dosso di rilevanza storico documentale e paesistica (art. 20 Norme del PTCP).

Il Piano Regolatore Generale (PRG)

Il PRG del Comune di Ferrara, adottato nel 1993 e approvato nel 1995 (Delibera Regionale del 11/4/1995), prefigura un futuro della città legato alla riqualificazione e alla valorizzazione delle risorse economiche, ambientali e culturali già presenti sul territorio senza prevedere consistenti espansioni.

Il PRG conferma la destinazione industriale del Polo Chimico, classificato come area produttiva a forte impatto ambientale (D51). Nell'area circostante al polo, dalla tavola PRG relativa agli usi del suolo, riportata nell'Atlante cartografico alla Tavola N° 5, risultano:

- a nord, oltre il Canal Bianco, in corrispondenza della cascina Milzana, due borghi consolidati (B52) e una zona agricola classificata come sistema ambientale da tutelare (E2);
- ad ovest, oltre il Canal Bianco, una vasta zona agricola e, fra via Eridano e il tracciato dell'autostrada Padova Bologna, una zona con insediamenti artigianali e industriali (D21);
- a sud, all'incrocio tra via Eridano e via E. Michellini, insediamenti terziari integrati (D11) e, lungo via E. Nichelini, comparti produttivi da ristrutturare (D4);
- ad ovest, tra via G. Marconi e la S.S. 16 Adriatica, un'area produttiva dismessa da assoggettare a ristrutturazione urbanistica (B45), insediamenti produttivi esistenti (D31), un'area per nuovi insediamenti terziari integrati (D13) e un'area per attrezzature civiche, militari, tecnologiche;
- ad ovest, lungo la strada statale Adriatica, aree a verde pubblico, piazze e spazi pedonali (G4) attrezzature sportive (G3) e insediamenti terziari integrati esistenti (D11), all'interno Villaggio del Barco ambiti prevalentemente residenziali (B32), ambiti caratterizzati da funzioni complesse (B32), infine, lungo via Bentivoglio, all'altezza di via dell'Industria, un nuovo complesso insediativi (C1) e in prossimità della linea ferroviaria per Padova sono previste strutture sportive e di spettacolo (F3).

Aree Protette

Nel comune di Ferrara è presente il SIC Fiume PO da Stellata a Mesola e Cavo Napoleonico. L'area del Polo chimico non è gravata da vincoli ambientali né territoriali.

Vulnerabilità idrogeologica



I vincoli idrogeologici si limitano all'inserimento del Polo Chimico nella cosiddetta fascia B del Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF) del 1995 e dai successivi Piani e Progetti elaborati dall'AdB e contenuta, a scala provinciale, nelle proposte del PTCP. La fascia B è *“la fascia esterna alla prima fascia (o fascia A) che verrebbe coinvolta da inondazione al verificarsi della piena di riferimento, almeno fino al punto in cui l'altezza dei rilevati interni al territorio (quote naturali del terreno > livelli idrici di piena) si dimostra in grado di rallentare o contenere gli allagamenti ovvero vi siano efficaci opere idrauliche programmate per la difesa del territorio”*. La perimetrazione nel PSFF e nel PAI relativa a tutto il comune di Ferrara è espressa nella tabella:

Comune	Superficie Comunale	Esondazione pianura (km ²)	Rischio Totale
Ferrara	404,4 km ²	27,6	Classe 1

La classe di rischio 1 corrisponde ad un *“rischio moderato, in cui i danni sociali ed economici sono marginali”*. Anche il PSFF non comprende alcuna zona del comune e della provincia di Ferrara tra le aree, reali o potenziali, considerate a rischio idrogeologico molto elevato. Il Polo Chimico non rientra inoltre nelle aree di fragilità idrogeologica differenziata identificate, dal Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) del 1997, al fine di dichiarare a priori la inammissibilità di interventi nelle aree di maggior delicatezza o di regolamentare quelli possibili nelle aree meno sensibili dal punto di vista della vulnerabilità idrogeologica che non riguardano.

4.2 Contesto ambientale dell'area

Aria

La zonizzazione proposta dalla Regione Emilia Romagna con DGR 43/2004 è stata recepita dalla Provincia di Ferrara con DGP 196/2004 e prevede per il territorio provinciale la presenza di una zona A, di una zona B e di un agglomerato. L'agglomerato R8 è costituito dal Comune di Ferrara.

Il Piano di tutela e risanamento della qualità dell'aria della Provincia di Ferrara è stato adottato con DCP 26/2007 e successivamente approvato.

Acqua

L'area del polo chimico, è interessata dai seguenti due corpi idrici superficiali significativi, di cui uno corpo recettore degli scarichi dell'intero polo chimico:

- ad Est con il Canale Boicelli, che costituisce una idrovia che collega Ferrara al Fiume Po;
- a Nord e Ovest con il Canal Bianco;
- a Sud con il Canale Cittadino, che confluisce a sua volta nel Canal Bianco circa a 20 chilometri a Est della città.

Rumore

Il comune di Ferrara non è dotato di una zonizzazione acustica ai sensi della Legge 447/95, pertanto sul suo territorio comunale sono attualmente validi i limiti di cui al DPCM 01/03/91.

Il Piano Strutturale Comunale, tuttavia, nell'ambito della definizione degli obiettivi ambientali riferiti ai diversi ambiti territoriali, individua una classificazione acustica strutturale del territorio sulla base delle scelte strategiche individuate, indicando le aree particolarmente protette e, per ciascun ambito o porzione di ambito, le classi acustiche massime ammissibili.

Suddetta tavola non può considerarsi una vera e propria classificazione acustica; la zonizzazione, infatti, è stata approvata solo sull'area del petrolchimico, a cui è stata assegnata una classe VI, *“Zona esclusivamente industriale”* e per essa vale il limite acustico di 70 dB(A) sia per il periodo diurno, sia per quello notturno.



4.3 Caratterizzazione qualità componente ambientale

Aria

Nel Comune di Ferrara (elaborazione ARPA FE), sono stati prodotti i seguenti quantitativi di inquinanti nell'anno 2004.

Inquinante	Comune FE t/anno	Provincia FE (t/anno)
CO	9173	22618
NO _x	7354	16516
SO _x	4781	7526
PM ₁₀	346	1049
PTS	1125	3142
NMVOC	3273	9053
Benzene	41	105
NH ₃	811	4144

Su scala provinciale, il Macrosettore Industria emette inquinanti in modo preponderante rispetto al totale delle altre fonti emissive.

Inquinante	Industria t/anno	Totale (t/anno)	Obiettivo di riduzione al 2012
CO	1546	22833	/
NO _x	7257	16566	-20%
SO _x	3742	7527	-40%
PM ₁₀	287	1049	-20%
PTS	1358	3142	/
NMVOC	1944	9101	-10%
Benzene	0	105	-10%
NH ₃	479	4245	-20%

Per il solo Macrosettore Industria, le previsioni di Piano al 2012 indicano una riduzione di 57 t/anno di emissioni di PM₁₀ e di 1451 t/anno quelle di NO_x (di cui 404 t/anno per il settore Energia).

Inoltre, il settore energetico (Macrosettore 1) e l'incenerimento rifiuti (macrosettore 9) nei mesi freddi sono i responsabili del grosso delle emissioni di particolato, ossidi di azoto ed ossidi di zolfo; tali impianti sono concentrati prevalentemente nel polo chimico di Ferrara.

Acqua

Il Fiume Po alla stazione Pontelagoscuro ha qualità ambientale scadente per eutrofizzazione delle acque, sovra sfruttamento delle acque e presenza di metalli pesanti e microrganismi patogeni.

Riguardo ai corpi idrici sotterranei, il sito è interessato dal complesso idrogeologico della pianura alluvionale e deltizia padana con uno stato di qualità particolare e classe qualitativa "0".

Nella Sacca di Goro e Valle del Comacchio, lo stato delle acque di transizione al 2001-2001 era di "buono", con presenza di metalli IPA e PCB e pesticidi in concentrazioni accettabili.

4.4 Criticità ambientali

Aria



Il Piano di tutela e risanamento della qualità dell'aria della Provincia di Ferrara è stato adottato con DCP 26/2007. Dalla Relazione e dalle Norme tecniche di Piano, si evincono alcuni dati interessanti, di seguito sinteticamente riportati.

A livello di macroscala provinciale, in primo luogo, si osservano due situazioni critiche modulate in modo determinante dalle condizioni meteorologiche:

- l'aumento del PM₁₀ nei mesi freddi (fra novembre e marzo) e
- l'aumento di ozono nei mesi caldi (più o meno da maggio a settembre).

In entrambi i fenomeni l'inquinamento di tipo secondario ha rilievo preminente. Le quote di PM originate principalmente dalla trasformazione di ossidi di azoto e di zolfo appaiono superare di gran lunga quelle del PM primario, cioè emesso direttamente dalle potenziali sorgenti inquinanti, mentre l'ozono è tutto secondario.

Anche agli ossidi di azoto si possono imputare criticità dirette (valori prossimi o superiori a limiti di legge), segnatamente nella stagione fredda e in alcune aree urbane.

Nell'anno 2004, a livello provinciale, la maggior criticità rilevata riguarda gli inquinanti NO_x e particolato sospeso, con un contributo preponderante a carico del macrosettore industria.

Nell'anno 2005 nel territorio comunale è stata confermata la criticità per il PM₁₀, con superamenti delle medie giornaliere (riscontrati in due postazioni su tre).

Il Piano di Risanamento, relativamente al settore industriale, è rivolto a circa 50 aziende del territorio provinciale, che rappresentano circa l'80% delle emissioni di NO_x e PM₁₀ e sono sottoposte ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e prevede regole per:

- limiti di emissione maggiormente restrittivi per PM₁₀, NO_x e SO_x e per altri inquinanti pericolosi (es: stirene, diossine, IPA, metalli,...),
- obblighi per il contenimento dei consumi energetici, per la riduzione della CO₂,
- regole sull'uso dei combustibili,
- obblighi riguardo ai controlli e monitoraggi,
- proposta azioni attività produttive.

L'adeguamento finale ai limiti di riduzione è previsto per il 2012.

Acqua

Il Fiume Po alla stazione Pontelagoscuro ha qualità ambientale scadente per eutrofizzazione delle acque, sovrasfruttamento delle acque e presenza di metalli pesanti e microrganismi patogeni. Entro il 2008 dovrebbe raggiungere lo stato di "buono" ed entro il 2016 quello di "ottimo". Gli obiettivi di Piano per il comparto industriale sono l'adozione delle MTD e la gestione delle acque di prima pioggia per gli agglomerati maggiori, oltre che la riduzione dei prelievi.

Riguardo ai corpi idrici sotterranei, il sito è interessato dal complesso idrogeologico della pianura alluvionale e deltizia padana con uno stato di qualità particolare e classe qualitativa "0".

Nella Sacca di Goro e Valle del Comacchio, lo stato delle acque di transizione al 2001-2001 era di "buono", con presenza di metalli IPA e PCB e pesticidi in concentrazioni accettabili.

La Provincia di Ferrara (con DCP adottato 26/2007) propone i seguenti obiettivi di miglioramento per il comparto industriale:

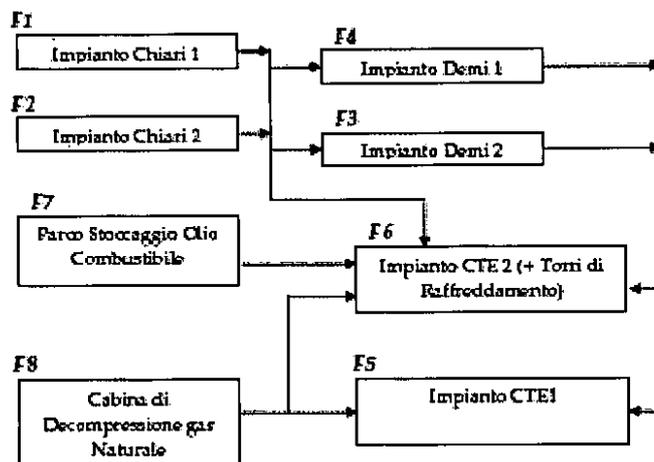
- obbligo della misurazione di tutti i prelievi dalle falde e dalle acque superficiali;
- applicazione di canoni annuali commisurati ai livelli di consumo e possibilmente, all'efficienza dell'uso dell'acqua nei processi produttivi;
- incentivazioni di vario tipo per le aziende che si dotano di sistemi di gestione ambientali;
- incrementare gli acquedotti industriali, privilegiando i prelievi da acque superficiali piuttosto che da falda;



- riduzione dei fabbisogni industriali, e dunque dei prelievi, del 10% nel 2008 e del 19% nel 2016 rispetto all'attuale.

5 ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE

5.1 Layout



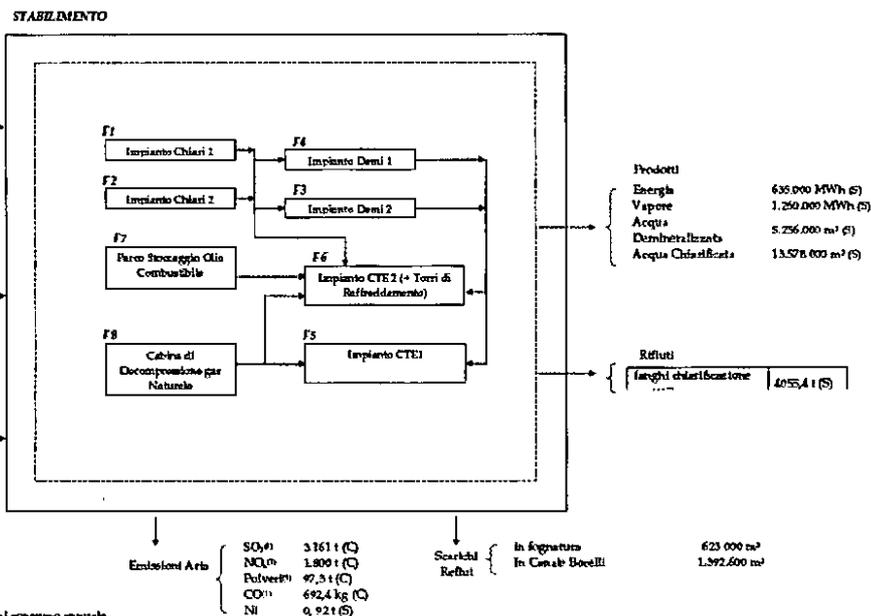
5.2 Flussi di massa ed energia

Di seguito si riporta il diagramma dei flussi.

Decomprimante	41 (5)	Fasi 5-6
Forata trionale	31 (5)	Fasi 5-6
Stabilizzante dell'olio combustibile	25 (5)	Fasi 4-8
Carbrazioni di ossidazione	2,9 (5)	Fasi 4-8
Iniezione di sabbia	200 (5)	Fasi 1-2-6
Acido acetico	180 (5)	Fasi 3-4
Calce idrata	1.000 (5)	Fasi 2
Cloruro ferrico	300 (5)	Fasi 1-2
Aditivi acqua di olio	15 (5)	Fase 6
Biosolfo di sodio	11 (5)	Fasi 5-6
Acido acetico	4.200 (5)	Fase 6
Idrossido di sodio	2.300 (5)	Fasi 3-4
Ammocian	70 (5)	Fase 3
Etenoide d'antiverole	16 (5)	Fase 4

Combustibili	
Metano	80.200.000 Sm ³ (5)
Olio Combustibile	157.400.000 kg (5)

Prelievo Acqua	
Acqua da Flum Po	14.350.000 m ³ (5)



Emissioni Aria	
SO ₂	3.161 t (C)
NO _x	1.800 t (C)
Polveri ⁽¹⁾	97,3 t (C)
CO ₂	692,4 kg (C)
Ni	0,92 t (5)

Scurchi Rifiuti { In Scurchi 623.000 m³
 In Canale Boelli 1.392.600 m³

Note:
 Generale - Tutti i quantitativi qui riportati fanno riferimento al consumo annuale ipotizzando 8760 ore di funzionamento.
 (1) - Calcolati da dati limiti di emissione a stoccaggio.

Produzione effettiva



La produzione effettiva di Energia Elettrica, Vapore, acqua Demi e acqua chiarificata dichiarata dal Gestore è la seguente:

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva nel 2005
Energia elettrica	306 MWt	339.858 MWh
Vapore		719.729 t
Acqua Demineralizzata	5.256.000 m ³	2.917.116 m ³
Acqua chiarificata	13.578.000 m ³	8.290.258 m ³

Consumi di combustibili

L'impianto utilizza come combustibili (anno 2005):

Gas naturale	Sm ³	62.281.671
Olio combustibile	kg	62.057.000
Fuel gas	kg	20.001.097
Gasolio	kg	25.848

Nel 2005, lo stabilimento ha consumato inoltre energia elettrica pari a 37.306 MWh ed energia termica pari a 12.492 MWh.

Consumi di risorse idriche

Il rifornimento idrico di tutte le società coinsediate nel polo chimico di Ferrara viene garantito esclusivamente dall'acquedotto industriale gestito dal Consorzio IFM a Pontelagoscuro tramite n. 2 stazioni di sollevamento ubicate sulla sponda destra del fiume Po, immediatamente a monte della confluenza con il Canale Boicelli.

Mediamente sono prelevati dal Po ed inviati al polo chimico 2150 m³/h di acqua. Di questi circa 1700 m³/h subiscono un processo di chiarificazione, mentre i rimanenti 450 m³/h sono distribuiti tal quali a tutte le utenze.

Per gli impianti Enipower, l'acqua prelevata dal Fiume Po è avviata ai due impianti di chiarificazione e filtrazione, in grado di produrre in continuo 2.050 m³/h di acqua chiarificata e filtrata.

Nel 2005 sono stati prelevati 8.813.258 m³ di acqua dal Po. La quantità di acqua chiarificata e demineralizzata prodotta dallo stabilimento S.E.F. e venduta a terzi, è stata 7.252.024 m³/anno. Una quota di acqua pari a 466.534 m³/anno è persa per evaporazione.

L'acqua potabile per tutti i servizi igienico-sanitari (consumo di 6.000 m³ nel 2005) è fornita dall'acquedotto pubblico.

5.3 Descrizione dell'impianto

Le attività svolte dall'impianto SEF sono:

1. **produzione e vendita di energia elettrica e vapore** attraverso due Centrali Termoelettriche di tipo cogenerativo denominate CTE1 e CTE2;
2. **combustione dell'off-gas prodotto in continuo** da due grandi aziende (Polimeri Europa S.p.A. e LyondellBasell), riutilizzato nella CTE2 (CTE1 in caso di fermata per manutenzione). Trattasi di un'attività accessoria, ma di grande rilievo per il polo industriale petrolchimico. La produzione media è di ca. 3 ton/h, a cui Polimeri Europa contribuisce per circa il 40 %;



3. **produzione e vendita di acqua chiarificata e di acqua demineralizzata** tramite due impianti di chiarificazione (CHIARI1 e CHIARI2) e due impianti di demineralizzazione (DEMI1 e DEMI2).

Centrale CTE2

E' una centrale termoelettrica a doppia alimentazione (metano + off-gas e olio combustibile) utilizzata per la produzione di energia elettrica e di vapore tecnologico da inviare alle varie utenze dello Stabilimento industriale di Ferrara. Il generatore di vapore è policombustibile.

L'acqua demineralizzata, prelevata dall'impianto di demineralizzazione DEMI/2 alla temperatura ambiente di circa 20°C, è raccolta in serbatoi di stoccaggio dove si miscela con le condense di recupero del ciclo di centrale ed il condensato di ritorno del GT12 raggiungendo la temperatura di circa 40 °C.

L'olio combustibile viene inviato in continuo dal parco stoccaggio al serbatoio della centrale, il cui livello viene mantenuto costante da una regolazione automatica, alla temperatura di 40 °C.

Il metano, fornito dalla SRG alla pressione di 12 bar, entra in stabilimento attraverso la cabina di decompressione dove viene ridotto a 5 bar. Il metano termico viene ulteriormente ridotto a 1,5 bar, immesso in un separatore dove si miscela con l'eventuale fuel gas di recupero, ed infine inviato ai bruciatori, dove la regolazione di pressione della caldaia ne determina la portata tramite una valvola pneumatica di regolazione. La portata del fuel gas viene determinata dalla pressione della rete, mantenuta costante a 1,5 bar, permettendo così di privilegiare il consumo del fuel rispetto al metano.

L'aria comburente viene aspirata, da due ventilatori centrifughi, dalla sala turbina GT11 ad una temperatura di circa 30°C, preriscaldata a circa 50°C da una batteria di scambiatori a vapore, ed inviata ai preriscaldatori rotanti Ljungstrom.

Centrale CTE1

Si compone principalmente di un generatore di vapore e di una turbina con alternatore. All'interno del corpo cilindrico del generatore di vapore, l'acqua scendendo attraverso i tubi di caduta esterni verso i collettori inferiori situati sul fondo comincia la fase di vaporizzazione.

L'acqua demineralizzata viene prelevata selettivamente da uno degli impianti di demineralizzazione (DEMI/1 o DEMI/2), alla temperatura ambiente di circa 20°C, e viene raccolta in serbatoi di stoccaggio. Apposite pompe la inviano in uno scambiatore di calore dove, grazie all'azione delle condense di rete, raggiunge la temperatura di circa 40°C. Successivamente viene mandata in un altro serbatoio, dove si miscela con tutte le condense di recupero del ciclo di centrale CTE/1.

Il metano, fornito dalla SnamReteGas alla pressione di 12 bar, entra in stabilimento dove una cabina di decompressione ne riduce la pressione a 5 bar.

Il metano termico viene ulteriormente ridotto a 1,5 bar e successivamente miscelato con l'eventuale fuel gas di recupero ed infine inviato ai bruciatori dove la regolazione di pressione della caldaia ne determina la portata tramite una valvola pneumatica di regolazione. La portata del fuel gas viene determinata dalla pressione della rete, mantenuta costante a 1,5 bar, permettendo così di privilegiare il consumo del fuel rispetto al metano.

L'aria comburente viene aspirata, da un ventilatore centrifugo e alla temperatura di circa 25°C, ed inviata al preriscaldatore rotante Ljungstrom. L'aria in uscita dai Ljungstrom è convogliata ai cassonetti dei bruciatori per la combustione.

PRODUZIONE DI ACQUA CHIARIFICATA E DI ACQUA DEMINERALIZZATA

Impianti di chiarificazione e demineralizzazione

Gli impianti di chiarificazione e demineralizzazione delle acque (CHIARI1/DEMI1 e CHIARI2/DEMI2) sono costituiti da due sezioni distinte: la prima di chiarificazione e filtrazione, la seconda di demineralizzazione. Gli impianti di chiarificazione e filtrazione vengono alimentati con



acqua di fiume proveniente direttamente dal Po. Il CHIARI1 è progettato per produrre in continuo 1000 m³/h di acqua chiarificata e filtrata, mentre il CHIARI2 1.050 m³/h. Attraverso il processo di chiarificazione l'acqua viene depurata dalle sostanze in sospensione che le conferiscono la torbidità; l'operazione avviene attraverso un processo di Coagulazione e uno di Flocculazione. L'acqua così chiarificata affluisce al serbatoio di raccolta attraverso un canale aperto e, da qui, rilanciata all'impianto di filtrazione costituito da filtri a sabbia che effettuano la rimozione totale della torbidità residua in uscita al chiarificatore.

L'acqua filtrata prodotta viene distribuita presso:

- impianti DEMI;
- reintegro delle torri di raffreddamento CTE2;
- rete acqua chiarificata dello stabilimento.

Gli impianti DEMI vengono alimentati con l'acqua chiarificata e filtrata in uscita dai due chiarificatori. L'impianto di demineralizzazione DEMI1 è costituito da quattro linee di demineralizzazione distinte, ciascuna composta da uno stadio cationico e uno stadio anionico. Ogni linea ha una potenzialità di circa 100 m³/h per una portata complessiva di 400 m³/h, ridotti a 300 m³/h quando una delle linee è in rigenerazione. L'impianto DEMI2 è costituito da quattro linee distinte composte da 4 stadi (cationico debole, cationico forte, anionico debole ed anionico forte) per una portata nominale complessiva di 400 m³/h.

A valle delle linee di demineralizzazione sono inoltre installati dei letti misti contenenti resina di tipo cationica ed anionica miscelate con lo scopo di trattenere gli ioni residui sfuggiti ai filtri precedenti ottenendo un'acqua completamente demineralizzata.

5.4 Modalità gestionali ed operative

Il gestore dichiara che lo Stabilimento, pur avendo implementato prassi e procedure in linea con la norma UNI EN ISO 14001, che assicurano il rispetto della conformità alle disposizioni legislative ambientali, non ha ad oggi proceduto alla certificazione formalizzando tali prassi mediante l'implementazione di un Sistema di Gestione Ambientale certificato.

5.5 Capacità produttiva

La capacità produttiva complessiva (elettricità e vapore) è 306 MWt. La produzione di acqua demineralizzata è 5.256.000 m³/a alla capacità produttiva e la produzione di acqua chiarificata è 13.578.000 m³/a alla capacità produttiva.

5.6 Emissioni convogliate in aria

Emissioni convogliate

Dall'autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato – Direzione Generale energia e Risorse Minerarie prot. 16463 del 05/06/1998, valida fino al 16/11/2016, si evince che i valori limite autorizzati delle emissioni per le caldaie esistenti sono:

- 1.700 mg/Nm³ per gli SO_x, 650 mg/Nm³ per gli NO_x e 50 mg/Nm³ per le polveri, riferiti ad un tenore di ossigeno del 3%.

L'autorizzazione di cui sopra riguarda la concessione all'esercizio di tutto lo Stabilimento petrolchimico di cui sono contestatarie Enichem Spa, Montell Italia Spa, Polimeri Europa Srl e Centro Energia Comunanza Spa. Non vi è esplicito riferimento a S.E.F.

L'impianto S.E.F. è dotato di due camini:

- uno relativo alla CTE1, alto 40 m e con area della sezione d'uscita di 6,15 mq senza sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni;



- uno relativo alla CTE2, alto 85 m con sezione di uscita maggiore (8,03 m²) e dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni di ossidi di azoto, monossido di carbonio, ossidi di zolfo, ossigeno e temperatura.

Entrambe le centrali sono prive di sistemi di depurazione delle emissioni.

Le caratteristiche emissive dei camini, relative all'anno 2005, sono:

Camino	Portata (Nm ³ /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³)	Flusso di massa (kg/h)	Flusso di massa (kg/anno)	% O ₂
CTE1	86,131	SO ₂	6	0,52	509	3%
		NO ₂	629	54,19	53.104	
		Polveri	2	0,19	187	
		CO	12	1,04	1.018	
CTE2	194,437	SO ₂	828	160,92	1.255.839	3%
		NO ₂	416	85,37	666.197	
		Polveri	26	5,01	39.094	
		CO	29	5,68	44.298	
		Ni	0,6	0,12	920	

5.7 Emissioni non convogliate in aria

Il Gestore dichiara i vapori di respirazione dai serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile come emissioni diffuse trascurabili.

5.8 Emissioni in acqua

La Società I.F.M. Scarl gestisce per conto di Enipower Ferrara srl e degli altri impianti del Petrolchimico, i servizi di collettamento e scarico delle acque reflue industriali, meteoriche, domestiche e di raffreddamento.

Gli scarichi idrici generati dagli impianti gestiti da S.E.F sono costituiti da:

- acque di processo;
- acque meteoriche;
- acque domestiche;
- acque di raffreddamento.

Gli scarichi parziali costituiti dalle acque di processo vengono recapitati, mediante condotta interna, all'impianto di trattamento delle acque reflue industriali gestito dal consorzio I.F.M. S.c.a.r.l. e da qui scaricate, mediante condotta in pressione, attraverso il punto di scarico denominato SF1, nella Pubblica Fognatura denominata "Condotto Industriale" e avviati al depuratore comunale. L'autorizzazione allo scarico idrico nella Pubblica Fognatura "Condotto industriale" è intestata a I.F.M. S.c.a.r.l.

La portata media annua degli scarichi delle acque reflue industriali di S.E.F. che recapitano nel condotto fognario è pari a 300.000 m³/anno (34,2 m³/h), questa è solo una parte del quantitativo totale dello scarico totale nel Condotto fognario industriale che vede il contestuale recapito degli scarichi di tutto il polo industriale (gestiti dalla IFM) pari a 4.800.978 m³/anno.

Gli scarichi parziali costituiti dalle acque meteoriche, domestiche e di raffreddamento sono invece recapitati nella rete acque chiare dell'interno complesso industriale e da qui scaricate nel corpo idrico superficiale denominato "Canale Boicelli", attraverso i punti di scarico, denominati SF6-SF8 autorizzati dalla Provincia di Ferrara, ed intestati anch'essi al consorzio IFM.



La portata media annua degli scarichi dell'impianto SEF nei punti di scarico denominati SF6 ed SF8 relativa al 2005 è 800.700 m³/anno (91,5 m³/h) ed è solo una frazione della quantità totale di acqua scaricata nel canale Boicelli pari a 6.231.970 m³/anno, relativo a tutto il polo industriale.

Le autorizzazioni relative agli scarichi S.E.F. sono intestate alla società IFM e per entrambi si prescrive che le acque devono essere conformi alla Tab. 3 dell'All. 5 del D.Lgs. 152/'06 sia per lo scarico in acque superficiali che per lo scarico in pubblica fognatura.

Gli scarichi finali fiscali sono monitorati dal consorzio IFM che li gestisce. Il Gestore dichiara di effettuare periodicamente controlli sugli scarichi parziali, in particolare sono eseguite una volta l'anno le analisi su tutti gli scarichi parziali delle acque di processo, delle acque civili e delle acque bianche, mentre una volta al mese sono eseguite analisi per pH, COD, SS, oli minerali, cloruri, cloro libero, tensioattivi, fosforo totale, azoto ammoniacale, azoto nitrico, alluminio, ferro, zinco, rame, piombo, vanadio su tutti gli scarichi parziali delle acque bianche.

5.9 Rumore e vibrazioni

Il comune di Ferrara non risulta dotato di una zonizzazione acustica ai sensi della Legge 447/95, pertanto sul suo territorio comunale risulterebbero attualmente validi i limiti di cui al DPCM 01/03/91. Il Piano Strutturale Comunale, tuttavia, nell'ambito della definizione degli obiettivi ambientali riferiti ai diversi ambiti territoriali, individua una classificazione acustica strutturale del territorio sulla base delle scelte strategiche individuate, indicando le aree particolarmente protette e, per ciascun ambito o porzione di ambito, le classi acustiche massime ammissibili.

Suddetta tavola non può considerarsi una vera e propria classificazione acustica; la zonizzazione, infatti, è stata approvata solo sull'area del petrolchimico, a cui è stata assegnata una classe VI, mentre vi sono macroaree in cui la situazione non è ancora stata definita nel dettaglio.

L'area dell'impianto è classificata come "Zona esclusivamente industriale" e per essa vale dunque il limite acustico di 70 dB(A) sia per il periodo diurno, sia per quello notturno.

Il Gestore ha effettuato una campagna di rilevamento dell'inquinamento acustico nel 2005, le cui conclusioni sono che i valori riscontrati al confine della centrale sono ampiamente inferiori ai limiti di immissione della classificazione acustica, mentre i valori riscontrati presso i ricettori sensibili sono superiori ai limiti di immissione della classificazione acustica sia nel periodo diurno che in quello notturno.

Secondo il Gestore tali superamenti sono imputabili principalmente al traffico stradale della SS16 Adriatica, in particolare per le postazioni n. 10, 11 e 13; mentre nella postazione n. 12 si risente dell'influenza dello stabilimento "Basell", posto ad una distanza di circa 90 metri dalla stessa.

5.10 Radiazioni non ionizzanti

Sono stati effettuate nel periodo marzo 2008 rilevamenti ambientali di sorgenti magnetiche e elettriche, che hanno dato risultati non significativi.

5.11 Inquinamento olfattivo

Il Gestore ha dichiarato che non si rilevano problemi di odori provocati dalle CTE1 e CTE2.

5.12 Rifiuti

I rifiuti prodotti dall'impianto si suddividono in:

- urbani non pericolosi, deposti in apposito cassonetto e rimossi dal servizio pubblico;



Commissione Istruttoria IPPC
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Parere Istruttorio Conclusivo – CTE SEF Ferrara

- speciali pericolosi (lana di roccia, materiali assorbenti, plastici, contaminati, ceneri, rifiuti contenenti amianto, morchie e fondi di serbatoi, oli esausti da motori, trasmissioni ed ingranaggi, acque di lavaggio turbogas) raccolti in appositi cassonetti e/o contenitori specifici e smaltiti da apposite imprese private;
- speciali non pericolosi, raccolti in appositi cassonetti e/o contenitori specifici e smaltiti da apposite imprese private (imballaggi, filtri aria turbogas, rottami metallici misti, fanghi prodotti da pulizia opera di presa, fanghi di impianti di chiarificazione delle acque, resine a scambio ionico esauste, fanghi delle fosse settiche, sabbia di risulta da sabbiature (occasionale).

In particolare il gestore, per l'impianto di cui si tratta, produce le tipologie di rifiuti qui elencate, nelle modalità di gestione riportate nella tabella seguente, così come dichiarate nella domanda in riferimento all'anno di produzione 2005.

CODICE CER	DESCRIZIONE	STATO	STOCCAGGIO		
			AREA	MODO	DESTINO
100101	ceneri leggerc da pulizia caldaia	solido	AR3 CTE1 e CTE2	Big bag	D14
100199	Rifiuti centrale termoelettrica	Solido	n.d. CTE1 e CTE2	Cassonetto	D10
100120*	Fanghi da pulizia vasche fogne di processo	Solido	Smaltiti subito dopo produzione	Big Bag	D14
130802*	Rifiuti oleosi	Liquido	Smaltiti subito dopo produzione Tutte	Fusti	R13
150202*	assorbenti, mat. filtranti, stracci, indum. protett.	Solido	AR2 CTE2, Cabina decompr. gas	Cassonetto	D14
160601*	batterie al piombo esauste	Solido	Smaltiti subito dopo produzione CTE1 e CTE2	Contenitori in plastica	R13
160509	Sostanze chimiche di scarto, contenenti sostanze non pericolose	Solido	AR3 CTE1	Fusti-bulk	D10
160708*	Pulizia serbatoio stoccaggio oli	Liquido	Smaltiti subito dopo produzione CTE2, Cabina decompr. gas	Bulk	D15
161106	Materiali refrattari privi di amianto e guaine catramate da impermeabilizzazione	Solido	AR3 CTE1 e CTE2	Big bag	D15
170204*	Materiali plastici, legno, vetro contaminati da sostanze pericolose	Solido	AR2 CTE1 e CTE2 Cabina decompr. gas	cassonetto	D9
170405	Rottami ferro e acciaio	Solido	AR7 Tutte	Sfusi	R13
170503	Terra e rocce contenenti sostanze pericolose	Solido	AR6 CTE2- Cabina decompr.gas	Big bag	D14
170601*	Materiale contenente amianto	Solido	AR6 Tutte	Big bag	D1
170603*	Materiale isolante contenente materiale pericoloso	Solido	AR6 DEMI2, CTE1, CTE2, Cabina decompr. gas	Big bag	D1/D14/D15
170903*	Rifiuti misti da attività di costruzione e demolizione contenenti sostanze pericolose	Solido	AR6 CTE1 e CTE2	Big bag	D9/D14/D15
190902	Fanghi chiarificazione acque	Liquido	Smaltiti subito dopo produzione CHIARI 1 e CHIARI 2	Non stoccato in impianto	R13

L'impianto per i rifiuti prodotti si avvale dell'utilizzo del deposito temporaneo. In particolare sono presenti cinque aree di deposito temporaneo (AR1, AR2, AR3, AR4) nella zona CTE2, costituite da materiali assorbenti, ceneri, lana di roccia, RSAU e un'area AR5 con capacità di stoccaggio di 400 m³, che il gestore dichiara sarà adibita nel futuro a deposito temporaneo (ma il progetto risulta sospeso).



Nell'area CTE1 sono presenti tre zone adibite a deposito temporaneo denominate AR6, AR7, AR8 dove sono stoccati rifiuti contenenti amianto, lana di roccia e materiale ferroso.

Per tali aree il gestore dichiara di adottare i seguenti criteri gestionali:

- i rifiuti ivi stoccati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 ppm, né policlorobifenili, policlorotrifenili in quantità superiore a 25 ppm (condizione documentata da bollettino analitico);
- i rifiuti pericolosi devono essere asportati con cadenza trimestrale e comunque quando il quantitativo in deposito raggiunge i 10 mc e sono sottoposti alle norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura dei rifiuti pericolosi;
- i rifiuti non pericolosi devono essere asportati con cadenza almeno trimestrale e comunque quando il quantitativo in deposito raggiunge i 20 mc;
- il deposito temporaneo deve essere gestito mediante un registro di carico/scarico dei rifiuti; tale registro deve essere conservato dal Produttore del Rifiuto.
- Le aree sono ben individuate, delimitate ed idonee ad assicurare la protezione dell'ambiente.

5.13 Stoccaggi

L'olio combustibile è approvvigionato via terra tramite autobotti e stoccato nel parco serbatoi.

Il gestore dichiara che il bacino di contenimento dei serbatoi del Parco Olio è costituito da un terrapieno non impermeabilizzato, ancorché in grado di contenere il 100% della capacità massima dei tre serbatoi di olio combustibile presenti. Il Gestore dichiara che i serbatoi di esercizio presso la CTE2 (gasolio ed olio combustibile) sono dotati di idoneo bacino di contenimento.

Nell'assetto futuro (dopo l'avvio dei nuovi impianti), l'attuale Parco olio combustibile non sarà più gestito, né utilizzato, da S.E.F.

5.14 Suolo e sottosuolo

Le aree oggi occupate dagli impianti della Società EniPower Ferrara S.r.l. (SEF), dislocate all'interno dello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara, sono interessate da un progetto di bonifica del suolo e della falda acquifera esteso all'intera area dello stabilimento multisocietario, ai sensi del Titolo V Parte Quarta del D.lgs. 152/06.

A seguito della presentazione da parte di Enichem (in precedenza proprietaria impianto e area S.E.F.) della comunicazione ex art. 9 del D.M. 471/99 è stato presentato, approvato ed eseguito il piano della caratterizzazione tra il 2001 e il 2002.

Successivamente agli esiti della caratterizzazione dell'intera area dello stabilimento multisocietario, le varie aziende coinsediate hanno deciso di procedere singolarmente per quanto riguarda le bonifiche del suolo e della falda superficiale, e congiuntamente per quanto riguarda la falda confinata. In particolare:

- sono state effettuate alcune messe in sicurezza di emergenza (che non hanno riguardato le aree occupate dagli impianti esistenti SEF);
- sono stati presentati progetti preliminari di bonifica da parte di varie società; tra questi il Progetto Preliminare di Bonifica (PPB) EniChem per l'area della costruenda centrale turbogas SEF (dic. 2002);
- è stato presentato il Progetto Definitivo di Bonifica (PDB) SEF per l'area della costruenda centrale turbogas approvato dalla giunta del Comune di Ferrara nella seduta del 30/12/2004;
- è stato presentato, congiuntamente da tutte le aziende coinsediate, il PPB della falda confinata (dic. 2003);
- sono stati completati i lavori di bonifica dei terreni ed i lavori di messa in sicurezza della falda superficiale nelle aree della nuova centrale turbogas SEF;



- si è ottenuta l'autorizzazione ad iniziare i lavori di costruzione della centrale turbogas SEF a seguito degli esiti favorevoli delle analisi di fondo scavo di bonifica delle aree contaminate dell'area di costruzione (agosto 2005 "presa d'atto completamento interventi di bonifica matrice terreni);
- entro agosto 2006 tutte le società coinsediate avrebbero dovuto presentare il PDB per la falda confinata.

A tal fine lo Stabilimento Multisocietario ha elaborato e presentato all'autorità competente (Ottobre 2006), un'analisi di rischio per la bonifica dell'area in oggetto, sulle risultanze della quale è stata presentata l'elaborazione di un nuovo progetto di bonifica nell'ottobre 2008. L'eventuale approvazione dell'analisi di rischio e del nuovo progetto è in corso di valutazione da parte dell'autorità competente.

All'interno dello Stabilimento Multisocietario la situazione delle acque di falda è monitorata in continuo su 54 piezometri, altri piezometri sono monitorati trimestralmente.

5.15 Consumi ed efficienza energetica

La Centrale CTE1 ha un'efficienza energetica inferiore a quanto richiesto nel BRef sui Grandi Impianti di Combustione.

Il gestore dichiara che la Centrale CTE2, alimentata con una miscela di olio combustibile, fuel gas e metano, è in grado di raggiungere efficienze di circa il 40% in exergia. Il BRef LCP non tratta impianti multicombustibile tuttavia con riferimento alle caldaie operanti in cogenerazione ed alimentate con combustibile liquido, viene indicata MTD un'efficienza energetica da 45-55% in exergia, mentre per le caldaie alimentate a gas questo intervallo per gli impianti esistenti è indicata dal 38 al 40%, senza però tener conto della cogenerazione.

Il Gestore dichiara quindi che la CTE2 ha un'efficienza energetica inferiore a quanto richiesto nel BRef sui Grandi Impianti di Combustione.

5.16 Manutenzione ordinaria e straordinaria

Il gestore non riporta particolari informazioni in merito.

5.17 Malfunzionamenti ed eventi incidentali

Riguardo ai malfunzionamenti è stata eseguita un'analisi di rischio, con identificazione dei pericoli, delle conseguenze e delle misure di controllo e prevenzione

6 ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO

L'assetto futuro della Centrale rimarrà lo stesso di quello attuale, il Gestore intende effettuare soltanto modifiche di tipo gestionale. L'assetto produttivo oggetto dell'Autorizzazione riguarda l'esercizio dello stabilimento per un tempo limitato, fino all'entrata in esercizio dell'impianto a ciclo combinato previsto indicativamente per l'inizio del 2010. L'assetto produttivo successivo sarà oggetto di specifica Autorizzazione Integrata Ambientale, che comprenderà sia la centrale a ciclo combinato, sia la CTE2 secondo le regole definite dalla corrispondente Valutazione di Impatto Ambientale.

Il GI intende però prescrivere l'utilizzo solo del gas naturale e dell'off-gas per l'esercizio ordinario della CTE2.

6.1 Contesto ambientale dell'area

Il Gestore non esprime valutazioni specifiche in merito. Non vi sono, comunque, variazioni rispetto alla situazione attuale, anche in considerazione del breve lasso di tempo previsto per l'esercizio dello stabilimento nella configurazione oggetto di Autorizzazione.



6.2 Layout

Invariato.

6.3 Flussi di massa ed energia

Il Gestore non dichiara variazioni, anche se gli impianti CHIARI1 e DEMI1 sono destinati a cessare.

6.4 Descrizione impianto

L'assetto futuro della Centrale rimarrà lo stesso di quello attuale, e cioè quello delle centrali CTE1 e CTE2 - entrambe le centrali trattano anche gli off-gas - e degli impianti di chiarificazione e demineralizzazione.

Il Gestore non prevede alcuna modifica all'assetto impiantistico esistente all'interno della presente richiesta di AIA.

Assetto impiantistico previsto dopo l'avvio della nuova centrale turbogas (assetto non oggetto della presente AIA).

All'avviamento della Nuova Centrale a Cicli Combinati già realizzata ed in fase di collaudo, avviamento condizionato (sulla base delle prescrizioni DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002) alla completa realizzazione ed entrata in esercizio dell'unità di trattamento degli off-gas¹, è previsto che gli impianti attuali assumano il seguente assetto:

1. cessazione dell'esercizio degli impianti CTE1, CHIARI1, DEMI1,
2. conversione dell'impianto CTE2 a riserva fredda della nuova Centrale di Cogenerazione a ciclo combinato da 800 MWe in costruzione con possibilità di utilizzo per un periodo massimo di 52 ore/anno alimentata esclusivamente a gas metano, e solo in caso di emergenza ad olio combustibile;
3. conversione degli impianti CHIARI2, DEMI2 come impianti di scorta della nuova Centrale di Cogenerazione a ciclo combinato da 800 MWe in costruzione.

Il Gestore dichiara che con l'avviamento della Nuova Centrale a Cicli Combinati sarà attivato un piano di decommissioning degli impianti non più utilizzati, che prevede i seguenti punti:

1. la CTE1, di proprietà Syndial, verrà restituita alla società proprietaria e in base alle prescrizioni del DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002 non potrà più essere esercitata dopo la messa a regime dei nuovi impianti 2;
2. l'impianto DEMI 1 sarà restituito a Syndial a fine 2009;
3. l'impianto CHIARI 1 sarà in parte demolito ed in parte riconvertito per altri utilizzi;
4. i serbatoi di olio combustibile saranno dismessi, bonificati e smantellati, e l'area sarà restituita a Syndial.

L'impianto in questa configurazione di esercizio è già stato autorizzato (Decreto Ministro delle Attività Produttive N° 015/2002 e Decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'Ambiente e Tutela del Territorio del 3 settembre 2002).

6.5 Modalità gestionali ed operative

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

¹ I tempi previsti per la realizzazione e l'entrata in esercizio dell'unità di trattamento degli off-gas è di almeno un anno dal rilascio della verifica di conformità da parte del MATTM. Il Gestore comunicherà di tempi di realizzazione non appena in possesso delle relative informazioni (rif. Verbale di Riunione del 15/01/2009)

² Altresì per questo impianto, per la fase transitoria fino alla interruzione dell'esercizio, è stata richiesta esenzione dai limiti di emissione ai sensi dell'art. 273 del D.Lgs. 152/06.



6.6 Capacità produttiva

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.7 Emissioni convogliate in aria

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.8 Emissioni non convogliate in aria

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.9 Emissioni in acqua

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.10 Rumore e vibrazioni

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.11 Radiazioni non ionizzanti

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.12 Inquinamento olfattivo

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.13 Rifiuti

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.14 Stoccaggi

Il contratto con Syndial prevede il diritto di superficie sull'area in cui insistono i serbatoi dell'olio combustibile. All'avviamento dei nuovi cicli combinati turbogas, i serbatoi saranno dismessi, bonificati e smantellati, e l'area sarà restituita a Syndial.

6.15 Suolo e sottosuolo

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.16 Consumi ed efficienza energetica

Nessuna variazione indicata dal Gestore.

6.17 Manutenzione ordinaria e straordinaria

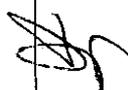
Pulizia della sezione del trattamento acque oleose, ovvero eliminazione della possibilità di inquinamento delle acque reflue dell'impianto dovuto a rilascio di olio combustibile depositato sulle pareti di vasche e circuiti della parte trattamento acque oleose dello stesso impianto.

6.18 Malfunzionamenti ed eventi incidentali

Nessuna variazione indicata dal Gestore.



TABELLA COMPARATIVA ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE E FUTURO

Misure di riduzione / contenimento delle emissioni	
Assetto produttivo attuale (oggetto della presente AIA)	Assetto produttivo futuro (oggetto della presente AIA)
<p><u>Aria</u></p> <p>CTE1 E' alimentata esclusivamente con gas (gas naturale e off-gas, entrambi con contenuto di zolfo in tracce: metano <0,0387% di S; off-gas <0,0002% di S). E' azionata solo durante i periodi di manutenzione o disservizi della CTE2. Le emissioni di SO₂ e di polveri rientrano nell'intervallo del Bref LCP di riferimento.</p> <p>Confronto delle emissioni con il Bref LCP:</p> <ul style="list-style-type: none">- NO_x non rientrano nell'intervallo di riferimento. La centrale non è dotata di sistemi di abbattimento;- CO rientra nell'intervallo di riferimento; <p>Il Gestore nella centrale CTE1 non utilizza i metodi indicati come BAT, ha peraltro chiesto l'esenzione "20000 ore".</p> <p>CTE2 E' alimentata da un mix olio combustibile e da una miscela di gas naturale e off-gas prodotto dal petrolchimico (il gasolio è utilizzato solo per alimentare le torce pilota dei bruciatori principali della caldaia), è in esercizio continuo.</p> <p>Confronto delle emissioni con il Bref LCP:</p> <ul style="list-style-type: none">- SO_x non rientrano nell'intervallo di riferimento. L'olio combustibile utilizzato (BTZ) ha un tenore di S dello 0,96%, tuttavia, non sono presenti tecniche di contenimento delle emissioni di SO_x;- NO_x non rientrano nell'intervallo di riferimento. La centrale non è dotata di sistemi di abbattimento;- CO rientra nell'intervallo di riferimento. Il Gestore, tuttavia, non utilizza i metodi indicati come BAT;- polveri rientrano nell'intervallo di riferimento. Il gestore non utilizza sistemi di abbattimento delle polveri e non ha un sistema di monitoraggio delle emissioni di polveri.- metalli: sono state stimate soltanto le emissioni di Ni, ma non è effettuato alcun monitoraggio periodico delle emissioni dei metalli pertinenti con l'utilizzo di olio combustibile.	<p>CTE1 Nessuna misura prevista dal Gestore e dal GI, né impiantistica, né gestionale.</p> <p>CTE2 Il Gestore non ha previsto nessuna variazione, però attualmente (da alcuni mesi) non utilizza olio combustibile.</p> <p>Il GI ritiene opportuno imporre come combustibile solo l'utilizzo di gas naturale e off-gas, nel prosieguo dell'attività, per una serie di motivazioni ambientali:</p> <ul style="list-style-type: none">- rientro nel range BAT per SO₂ (peraltro raggiungibile anche con mix O.C. STZ),- avvio contestuale, seppure limitatamente alle fasi di collaudo, del nuovo gruppo turbogas da 800 MW, che comporta un aumento delle emissioni inquinanti in atmosfera rispetto sia a quelle attuali, sia a quelle dell'assetto a pieno esercizio del nuovo gruppo. <p>L'impiego del gas naturale determinerà la pressoché totale eliminazione dell'emissione di polveri primarie ed una forte riduzione di quelle secondarie.</p>
<p><u>Acqua</u></p> <p>Il depuratore consortile Gestito dalla società IFM effettua trattamenti di coagulazione, precipitazione, flocculazione e depurazione biologica, ma non si dispone di informazioni sufficienti per poterne valutare le sue reali prestazioni, poiché esso non è compreso nella presente AIA.</p> <p>Le concentrazioni degli inquinanti contenuti nei reflui liquidi della centrale, trattati dalla società IFM nel depuratore consortile insieme agli altri reflui del Polo Chimico e scaricati nei corpi idrici, devono rispettare i limiti legislativi per le acque reflue industriali e civili.</p>	<p>Nessuna variazione prevista</p> 



Il Gestore:

- non prevede alcuna modifica all'assetto impiantistico esistente all'interno della presente richiesta di AIA,
- **ha chiesto l'esenzione "20.000 ore" per la sezione CTE1.** Essa è esercita solo nei periodi di manutenzione della CTE2; nel 2008 ha funzionato per un periodo di 1200 ore, per una durata superiore alla media del triennio precedente, come dichiarato dallo stesso gestore.

Il GI evidenzia:

- la necessità che una delle due centrali (CTE2/CTE1) rimanga sempre in esercizio per poter riutilizzare gli off-gas prodotti (ca. 3 tonn/h), questo finché non verrà realizzato e sarà effettivamente disponibile un assetto impiantistico diverso;
- la presenza di nuova centrale turbogas a cicli combinati da 800 MW già realizzata (rif. Verbale del GI del 15/1/2009), per la quale ha ricevuto l'autorizzazione alla costruzione, con decreto MAP 015/2002 e il decreto di compatibilità ambientale DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002;
- la durata di esercizio dell'impianto nell'assetto attuale è legata all'avviamento della Nuova Centrale a Cicli Combinati da 800 MW, in fase di collaudo; il suo avviamento è però condizionato (sulla base delle prescrizioni DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002) alla completa realizzazione e l'entrata in esercizio dell'unità di trattamento degli off-gas³.

Il DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002, recita:

- *"le centrali CTE1 e CTE2 verranno chiuse e la CTE2 funzionerà solo parzialmente come riserva fredda della nuova centrale SEF;"*
- *"2. La centrale CTE2, di tipo tradizionale, funzioni, come proposto da S.E.F. S.r.l. nelle integrazioni presentate, come riserva "fredda" per un limite di 52 ore/anno e venga alimentata, di norma, a gas metano e solo in casi di emergenza ad olio combustibile. Eventuali deroghe a tale limite orario dovranno essere preventivamente autorizzate dall'autorità competente."*

In data 2.7.2007, con provvedimento del Direttore Generale, il Ministero dell'Ambiente ha formalizzato il parere negativo all'esclusione della procedura di VIA del progetto di utilizzo del gas petrolchimico nella centrale a ciclo combinato da 800 MW di Ferrara di proprietà SEF.

SEF ha interessato quindi Polimeri e Basell ed ha individuato una nuova soluzione tecnica che prevede la combustione degli off-gas in due nuovi generatori di vapore, di taglia inferiore a 50 MW termici, da realizzarsi da parte di Polimeri e Basell presso i propri impianti.

Il Ministero dell'Ambiente, con comunicazione DSA-2007-0032377 inviata a Sef ed agli enti competenti il 13.12.07, ha segnalato che *"il progetto dovrà preventivamente essere sottoposto alla scrivente ai fini della verifica di ottemperanza"* della prescrizione contenuta nel DEC/VIA/7581 del 3.9.02.

Il 15.5.2008, su richiesta di SEF del 8.2.08, il MATTM ha autorizzato l'avvio delle attività di collaudo della centrale a ciclo combinato da 800 MW, fatti *"salvi gli esiti dell'esame del progetto di utilizzo degli off-gas"* che saranno comunicati non appena la commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale avrà concluso la propria istruttoria tecnica.

Il 18.06.2008 la Provincia di Ferrara ha concesso a Polimeri Europa l'AIA, che prevede il riutilizzo degli off-gas prodotti dalla stessa.

³ I tempi previsti per la realizzazione e l'entrata in esercizio dell'unità di trattamento degli off-gas è di almeno un anno dal rilascio della verifica di conformità da parte del MATTM. Il Gestore comunicherà di tempi di realizzazione non appena in possesso delle relative informazioni (rif. Verbale di Riunione del 15/01/2009)



TABELLA COMPARATIVA LIMITI NORMATIVI ATTUALI/ VALORI PRESTAZIONALI ATTUALI DELL'IMPIANTO/ VALORI PRESTAZIONALI FUTURI DELL'IMPIANTO / VALORI DELLE BAT UTILIZZABILI / VALORI LIMITI PRESCRITTI E PRESCRIZIONI

Punto di emissione 1 (CTE1)

Parametro	Limiti autorizzati ¹	Valori emissivi assetto produttivo attuale ² (mg/Nm ³)	Intervallo di prestazione del BREF ³ (mg/Nm ³)	Limiti normativa vigente (D. Lgs. 152/06 -comb. gassosi) ⁴ (mg/Nm ³)	AIA limiti proposti ⁴ (mg/Nm ³)
SO _x	10	6	<10	35	10
NO _x	650	629	50 - 100	300	650
Polveri	5	2	<5	5	5
CO	250	12	30 - 100	250	200

Rif. gas secchi, tenore di O₂ del 3%.

¹ Valori medi mensili.

² Valori medi annuali riferiti al 2005.

³ Valori medi giornalieri. Gli intervalli sono riferiti a caldaie alimentate a gas naturale e ad olio combustibile.

⁴ Per la conformità ai valori limite di emissione si fa riferimento alla Parte I - All.2-Allegati alla Parte V del D. Lgs. 152/2006.

Punto di emissione 2 (CTE2)

Parametro	Limiti autorizzati MICA 1998 ⁴ (mg/Nm ³)	Valori emissivi assetto produttivo attuale ⁵ (mg/Nm ³)	Intervallo di prestazione del BREF ⁶ (mg/Nm ³)	Limiti normativa vigente (D. Lgs. 152/06 - comb. gassosi) ⁷ (mg/Nm ³)	AIA limiti proposti ⁷ (mg/Nm ³)
SO _x	1700	838	<10	35	10
NO _x	650	416	50 - 100	300	300
Polveri	50	26	<5	5	5
CO	250	29	30 - 100	250	200

Rif. gas secchi, tenore di O₂ del 3%.

⁴ Valori medi mensili.

⁵ Valori medi annuali riferiti al 2005.

⁶ Valori medi giornalieri. Gli intervalli sono riferiti a caldaie alimentate a gas naturale e ad olio combustibile.

⁷ Per la conformità ai valori limite di emissione si fa riferimento alla Parte I - All.2-Allegati alla Parte V del D. Lgs. 152/2006.



7 CRITICITÀ ATTUALI

Aria

Si rilevano criticità dal punto di vista impiantistico. I dati forniti dal Gestore evidenziano che:

per la CTE1:

- le emissioni di NO_x non rientrano nell'intervallo del Bref LCP di riferimento, ma **rispetta i limiti del D. Lgs. 152/06, salvo per gli NO_x**. La centrale CTE1 non è dotata di alcun sistema di abbattimento degli NO_x;
- non è presente un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni.

La CTE1 funziona per circa 40 giorni all'anno (nei periodi di manutenzione o in casi di malfunzionamento della CTE2) (rif. Verbale di Riunione 15/1/2009).

Il Gestore sottolinea la necessità di disporre della CTE1 come riserva che, sebbene più vecchia della CTE2, garantisce il vapore necessario al petrolchimico ed il riutilizzo degli off-gas che altrimenti dovrebbero essere collettati in torcia.

Dati i limiti impiantistici della centrale CTE1, che non le consentono di ottemperare alle prescrizioni del D. Lgs. 152/06, la S.E.F. ha presentato al MATTM la richiesta di esenzione per l'unità termoelettrica CTE1 dall'obbligo del rispetto dei limiti sanciti dall'All. II parte V del Dlgs. 152/06. Al tal fine, S.E.F. si è impegnata a non far funzionare l'impianto CTE1 per non più di 20.000 ore a partire dal 1 gennaio 2008 (rif. Verbale di Riunione 15/1/2009).

La Centrale CTE1 verrà restituita a Syndial dopo la messa a regime dei nuovi impianti a Ciclo Combinato e, in base alle prescrizioni del DEC/VIA/7581 del 3 settembre 2002, non potrà più essere esercita.

Per la CTE2:

- Il gestore dichiara che, dall'entrata in vigore del Dlgs. 152/06, rispetta i limiti alle emissioni degli SO_x, NO_x, polveri e CO del suddetto decreto, limitando la potenza di esercizio dell'impianto e funzionando soltanto a gas naturale (rif. Verbale di Riunione del 15/01/2009);
- **impiegando gas naturale, come prescritto in questo parere, la centrale ottempera ai limiti del D. Lgs. 152/06:**

Acqua

Non si possono rilevare particolari criticità dal punto di vista impiantistico. Il depuratore consortile Gestito dalla società IFM effettua trattamenti di coagulazione, precipitazione, flocculazione e depurazione biologica, ma non si dispone di informazioni sufficienti per poterne valutare le sue reali prestazioni, poiché esso non è compreso nella presente AIA.

S.E.F. effettua un monitoraggio degli scarichi parziali che collestano le acque provenienti dalla aree di sua pertinenza ed il Gestore dichiara che da questi monitoraggi risulta che le emissioni idriche sono estremamente limitate, in particolare le emissioni delle sostanze definite "pertinenti" nell'Allegato 3 del D.Lgs. 59/05 siano trascurabili. Inoltre, con riferimento alle sostanze per le quali il D.Lgs. 152/05 (Allegato 1 alla Parte III) definisce degli standard di qualità per le acque superficiali, sulla base delle analisi dei reflui emessi dagli scarichi parziali, il Gestore dichiara che le quantità emesse sono sempre al di sotto del limite di rilevabilità del metodo analitico considerato.

Rifiuti



Non si rilevano particolari criticità. Secondo quanto dichiarato dal Gestore, la gestione dei rifiuti prodotti in tutte le sue fasi viene effettuata attraverso procedure e tecniche regolate secondo un sistema di gestione ambientale interno adeguato.

Rumore

Si rileva che tutte le apparecchiature maggiori fonti di rumore, sono prive di sistemi di contenimento delle emissioni sonore.

Il Gestore ha effettuato una campagna di rilevamento dell'inquinamento acustico nel 2005, in cui sono stati riscontrati dei valori presso alcuni ricettori sensibili superiori ai limiti di immissione della classificazione acustica sia nel periodo diurno che in quello notturno.

Secondo il Gestore tali superamenti sono imputabili principalmente al traffico stradale della SS16 Adriatica, in particolare per le postazioni n. 10, 11 e 13; mentre nella postazione n. 12 si risente dell'influenza dello stabilimento della "Basell", posto ad una distanza di circa 90 metri dalla stessa.

Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Le aree oggi occupate dagli impianti della Società EniPower Ferrara S.r.l. (SEF), dislocate all'interno dello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara, sono interessate da un progetto di bonifica del suolo e della falda acquifera esteso all'intera area dello stabilimento multisocietario, ai sensi del Titolo V Parte Quarta del D.lgs. 152/06.

Efficienza energetica

Nell'istanza non vi sono informazioni relative alla sezione CTE1.

Il gestore dichiara che la Sezione CTE2, alimentata con una miscela di olio combustibile, fuel gas e metano, è in grado di raggiungere efficienze di circa il 40% in exergia. Il BRef LCP non tratta impianti multicomustibile tuttavia con riferimento alle caldaie operanti in cogenerazione ed alimentate con combustibile liquido, viene indicata MTD un'efficienza energetica da 45-55% in exergia, mentre per le caldaie alimentate a gas quest'intervallo per gli impianti esistenti è indicata dal 38 al 40%, senza però tener conto della cogenerazione.

La CTE2 ha un'efficienza energetica inferiore all'intervallo del BRef LCP di riferimento.

Stoccaggi

Si rileva che il bacino di contenimento dei serbatoi del Parco Olio è costituito da un terrapieno non impermeabilizzato, ancorché in grado di contenere il 100% della capacità massima dei tre serbatoi di olio combustibile presenti.

All'avviamento dei nuovi cicli combinati turbogas, i serbatoi saranno dismessi, bonificati e smantellati, e l'area sarà restituita a Syndial.

8 CRITICITÀ FUTURE

L'aspetto più rilevante riguarda le emissioni in atmosfera:

- entrambe le centrali rispettano i limiti del D. Lgs. 152/2006, salvo per gli NOx della centrale CTE1, che funziona solo per le fasi di manutenzione della CTE2, per la quale il gestore ha fatto richiesta di esenzione "20000 ore",
- la CTE2 non rientra nell'intervallo delle concentrazioni BAT, soprattutto a causa degli NOx.

I valori proposti dal GI consentono una forte riduzione delle emissioni a partire dal 2009 rispetto ai periodi precedenti in cui era impiegato olio combustibile.



9 SOSTENIBILITÀ TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD

I costi maggiori riguardano l'utilizzo del solo gas naturale in fase di esercizio, invece di un mix con olio combustibile.

I maggiori costi per il gestore riguardano unicamente la fase di gestione, non essendo previsti costi impiantistici.

La variazione riguarda un periodo limitato (max due anni, verosimilmente poco più di un anno) e quindi i costi appaiono assolutamente sostenibili.

10 PROPOSTE DI LIMITI E PRESCRIZIONI

10.1 Emissioni in aria

Premessa

Per entrambe le centrali CTE1 e CTE2 non sono state adottate tecniche di abbattimento delle emissioni di NO_x e SO₂:

- non è pertanto possibile proporre dei limiti all'interno degli intervalli di prestazione delle BAT del BRef LCP per gli NO_x,
- per SO₂ si potrebbe intervenire con l'utilizzo di solo gas naturale, e/o O.C. a bassissimo tenore di zolfo.

Entrambe le centrali sono necessarie per l'abbattimento degli off-gas del polo chimico fino alla realizzazione di nuove unità di trattamento.

Il gestore ha richiesto (lettera Protocollo FE/DIR/47/07 il 10/07/2007) di poter applicare l'esenzione al rispetto dei limiti di emissione ai sensi dell'art. 273, comma 5 del D.Lgs. 152/06 per la CTE1. Secondo quanto riportato al comma 2.1 della parte I dell'all. II alla parte V del Decreto stesso "La richiesta di esenzione è approvata soltanto se compatibile con le misure stabilite nei piani e nei programmi di cui al D.Lgs. 351/99 ove tali misure siano necessarie per il conseguimento degli obiettivi di qualità dell'aria e se compatibile con le condizioni stabilite dalla normativa vigente in materia di autorizzazione integrata ambientale". Si ritiene che tali condizioni siano rispettate, considerato l'utilizzo limitato della CTE1, in pratica solo quando la 2 non è funzione a causa della manutenzione (1200 ore nel 2008), usualmente, programmata.

Il periodo di esenzione concesso riguarda:

CTE1: esenzione limiti D. Lgs. 152/2006	
anno	h/anno
2009	2000
2010	2000
2011	1000

Nota: nel conteggio dell'esenzione massima concedibile di 20.000 vanno conteggiate anche le 1200 ore nel 2008; il totale concesso diventa quindi 6.200 ore.



Si propongono i limiti massimi di prestazione, tecnologicamente raggiungibili con l'utilizzo di gas naturale e con un utilizzo di tecniche di controllo del processo di combustione che favoriscano la completa combustione.

In considerazione dei valori di prestazione del Bref e delle indicazioni fornite dal Gestore in merito alle emissioni dell'impianto, si propone di adottare i limiti riportati nella tabella seguente.

Tutti i limiti alle emissioni in aria sono da intendersi riferiti alle ore di effettivo funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto, in condizioni di esercizio al di sopra del minimo tecnico delle varie unità dell'impianto.

Punti di emissione Camini 1 e 2

	Parametro	Valori di emissioni fornite dal gestore ¹ (mg/Nm ³)	Intervallo di prestazione del BREF ² (mg/Nm ³)	Limiti D. Lgs. 152/2006 ³ (mg/Nm ³)	AIA limiti proposti ³ (mg/Nm ³)
CTE1	SO ₂	6	<10	35	10
	NO _x	629	50 - 100	300	650
	Polveri	2	<5	5	5
	CO	12	30 - 100	250	200
CTE2	SO ₂	838	100 - 250	35	10
	NO _x	416	50 - 200	300	300
	Polveri	26	5 - 25	5	5
	CO	29	30 - 50	250	200

Rif. gas secchi, tenore di ossigeno del 3%.

¹ Valori medi annuali riferiti al 2005.

² Valori medi giornalieri. Gli intervalli sono riferiti a caldaie alimentate a gas naturale e ad olio combustibile. Valori medi mensili.

³ Per la conformità ai valori limite di emissione si fa riferimento alla Parte I - All.2 - Allegati alla Parte V del D. Lgs. 152/2006. Per il CO i valori limite si considerano rispettati alle stesse condizioni stabilite per SO₂.

Per gli altri inquinanti, per i quali i BRef non forniscono indicazioni sulle performance raggiungibili con l'applicazione delle BAT, si ritengono applicabili alla CTE2 i limiti legislativi vigenti (sezione VI, parte II dell'allegato II alla parte V del D. Lgs 152/2006). I parametri da analizzare e la frequenza del controllo sono riportati nel PMC (piano di monitoraggio e controllo).

Il proponente ha comunicato che:

1. il minimo tecnico della CTE1 corrisponde a 40 t/h di produzione di vapore, con tempi tipici di avviamento da 12 a 30 ore dall'accensione della fiamma;
2. il minimo tecnico della CTE2 corrisponde a 125 t/h di produzione di vapore, con tempi tipici di avviamento da 18 a 36 ore dall'accensione della fiamma.

Il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni in massa nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.



10.2 Emissioni in acqua

L'autorizzazione allo scarico di tutte le acque reflue, in fognatura (Condotto industriale) e in acque superficiali (canale Boicelli), è di appartenenza di un altro Gestore, ovvero l'Ente Gestore del servizio idrico (IFM), e quindi non rientra nell'autorizzazione integrata ambientale relativa all'esercizio di S.E.F.

SEF altresì è tenuta a rispettare i termini del contratto registrato con IFM e comunicare all'autorità competente ogni eventuale modifica effettuata sul contratto.

In virtù di quanto esposto si propone di effettuare semestralmente, secondo quanto riportato nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo, le analisi su tutti gli scarichi parziali delle acque reflue industriali.

10.3 Emissioni sonore

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

Dal momento che tutte le apparecchiature maggiori fonti di rumore sono prive di sistemi di contenimento delle emissioni sonore, e che nello studio sull'impatto acustico sono stati riscontrati dei superamenti dei limiti di immissione presso alcuni ricettori esterni, il gestore deve porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale per diminuire il proprio contributo immissivo nei confronti di tali ricettori.

Il Gestore è sempre tenuto a porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale al fine di rispettare le condizioni imposte dalla normativa.

Entro 6 mesi, il gestore deve elaborare e presentare all'autorità competente un piano di risanamento acustico. Deve inoltre verificare l'applicabilità del criterio differenziale.

Il gestore dovrà inoltre effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza indicata nel piano di monitoraggio.

10.4 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, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui sono 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.



Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo, messa in riserva e/o deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
- ciascuna 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 meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
- le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati;
- i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di contenitori 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.

L'eventuale trattamento di rifiuti liquidi deve essere effettuato in accordo con quanto disciplinato dal DM 29 gennaio 2007 "Emanazione di linee guida per l'individuazione ed utilizzazione delle migliori



tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti” in relazione alle specifiche sostanze pericolose in essi contenute.

Relativamente alle modalità di stoccaggio delle ceneri pesanti da pulizia caldaia prodotte e dei fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, gli scarrabili dovranno essere dotati di copertura per evitare eventuali emissioni diffuse ed il contatto con le acque di pioggia; tale prescrizione dovrà essere applicata per tutti i tipi di stoccaggi su scarrabili.

Qualora la produzione di rifiuti pericolosi oli usati, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. 95/92, per il detentore il rispetto delle condizioni di cui agli artt. 6 e 8 del decreto.

Il gestore dovrà garantire la corretta applicazione dei depositi temporanei dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione riportate nella normativa vigente, per tale attività 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 mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti speciali, pericolosi e 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.

Inoltre il gestore dovrà comunicare all'Autorità Competente, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente.

Come specificato successivamente, nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'AC, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

10.5 Acque sotterranee

Si propone che il Gestore identifichi due pozzi ubicati a monte e a valle dell'area di proprietà SEF al fine di valutare la qualità delle acque sotterranee in direzione del flusso di falda. L'ubicazione e la denominazione di tali pozzi devono essere comunicate all'autorità competente. Si propone che la frequenza del monitoraggio sia semestrale; i parametri da monitorare sono quelli riportati nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

10.6 Prescrizioni tecniche e gestionali

Non si ritengono necessarie ulteriori prescrizioni.

10.7 Manutenzioni, malfunzionamenti e fenomeni incidentali

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

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



Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. 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.

11 PIANO DI MONITORAGGIO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC è allegato come parte integrante dell'AIA per la Centrale Termoelettrica della Società Enipower Ferrara (S.E.F.) - Ferrara.

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.

Entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA il gestore deve avviare il PMC.

Ove necessario, per gli impianti esistenti, il gestore nei 3 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

12 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Nella tabella di seguito si riportano le principali autorizzazioni all'esercizio ottenute dall'impianto:

Estremi atto	Ente	Data	Data scadenza	Norme di	Oggetto
--------------	------	------	---------------	----------	---------



	competente	rilascio		riferimento	
<i>Emissioni in atmosfera</i>					
Decreto 16463	MICA	5/6/98	16/11/2016	DPR 203/88	Aut. emissioni in atmosfera

Nota: L'autorizzazione allo scarico delle acque è intestata a I.F.M. Scarl.

13 DURATA AUTORIZZAZIONE, 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	impianto 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 non dispone per l'impianto di certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001:2004 e/o EMAS, l'AIA non può essere rilasciata per una durata superiore a 5 anni.

Considerato che entro circa un anno si prevede possa entrare in pieno esercizio il nuovo turbogruppo da 800 MW, ma che comunque lo stesso, a seguito di precedenti prescrizioni di un decreto di VIA non potrà trattare gli off-gas, per la realizzazione delle unità di trattamento dei quali il gestore ritiene siano necessari 14 mesi dopo il completamento dell'iter autorizzativo (provvedimento di verifica ottemperanza da parte del MATTM), **si propone di limitare la durata dell'autorizzazione a 2 anni**, tempo strettamente necessario alla sua entrata in esercizio, come definita dall'art. 23 comma 5 lettera b) della L. 51/2006.

Qualora il nuovo turbogas non entrasse in esercizio nei tempi sopraindicati, sei mesi prima della scadenza della presente AIA, il gestore invia all'autorità competente una domanda di rinnovo, corredata da una relazione contenente un aggiornamento delle informazioni di cui all'art. 5, comma 1. Alla domanda si applica quanto previsto dall'art. 5, comma 5. L'autorità competente si esprime nei successivi 150 giorni con la procedura prevista dall'art. 5, comma 10. Fino alla pronuncia dell'autorità competente, il gestore continua l'attività sulla base della precedente autorizzazione.

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

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



Ai sensi dell'art. 5 *Procedura ai fini del rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale comma 11)* del D. Lgs 59 del 2005, in presenza di circostanze intervenute successivamente al rilascio dell'autorizzazione di cui al presente decreto, il sindaco, qualora lo ritenga necessario nell'interesse della salute pubblica, chiede all'autorità competente di verificare la necessità di riesaminare l'autorizzazione rilasciata, ai sensi dell'art. 9, comma 4.

14 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.

Decreto legislativo del 18 febbraio 2005, n. 59

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE
LOCALITÀ
DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE

ENIPOWER S.P.A.
FERRARA
19 Giugno 2009
33



INDICE

Premessa.....	4
Approvvigionamento e gestione materie prime	4
Consumi/Utilizzi di materie prime.....	4
Consumi idrici.....	4
Consumi elettrici.....	5
Caratteristiche dei combustibili principali	5
Caratteristiche dei combustibili principali	5
<i>Olio combustibile denso</i>	6
Gestione dei serbatoi di olio combustibile denso.....	7
Gestione dei serbatoi di gasolio, olio combustibile e delle tubazioni dei gas.....	7
Emissioni in aria.....	8
Identificazione dei punti di emissione in aria.....	8
Emissioni dal camino della CTE1	8
Emissioni dal camino della CTE2.....	10
Prescrizioni sui transitori.....	12
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	12
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi ...	13
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati.....	14
Emissioni in acqua	15
Identificazione scarichi	15
Piezometri.....	16
Metodi di misura delle acque di scarico.....	17
<i>Metodi di misura degli inquinanti</i>	17
Misure di laboratorio.....	20
Monitoraggio dei livelli sonori.....	21
Metodo di misura del rumore	21
Rifiuti	22
Attività di QA/QC.....	23
Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)	23
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	24
Campionamenti delle acque	24
Analisi delle acque in laboratorio.....	25
Campionamenti dell'olio combustibile	25
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	26
Controllo di impianti e apparecchiature.....	26
Comunicazione dei risultati del piano di monitoraggio e controllo	27
Definizioni.....	27
Formule di calcolo.....	28
Validazione dei dati.....	28
Indisponibilità dei dati di monitoraggio	28
Eventuali non conformità	29
Obbligo di comunicazione annuale.....	29
Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.	29

<i>Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale</i>	29
<i>Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA</i>	29
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA	30
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI	30
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE	30
Controllo della falda superficiale	30
Consumi specifici per MWhg generato su base annuale	30
Transitori, malfunzionamenti, eventi incidentali	30
Eventuali problemi gestione del piano	31
Gestione e presentazione dei dati	31
Quadro sinottico dei controlli e partecipazione dell'Ente di controllo	32
Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione).....	33



Premessa

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

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche anche in riferimento al recente DLgs.81 del 9 aprile 2008 di riordino e coordinamento).

Il gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA; tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda, in termini di monitoraggio e controllo, sono vincolanti ai sensi di questo documento e tutte le procedure di monitoraggio e controllo proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica. Ogni modifica dovrà preventivamente autorizzata dall'autorità competente.

Approvvigionamento e gestione materie prime

Consumi/Utilizzi di materie prime

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
OCD	Caldaia CTE2	Flussimetro	Quantità totale	t	All'occorrenza	Compilazione file
Gas Metano	Caldaie CTE1 e CTE2	Contatori distinti per CTE1 e CTE2	Quantità totale	Sm ³	Giornaliera	Compilazione file
Fuel gas	Caldaie CTE1 e CTE2	Contatori distinti per CTE1 e CTE2	Quantità totale	Sm ³	Giornaliera	Compilazione file
Gasolio	-	Flussimetro	Quantità totale	t	Ad accensione	Compilazione file
Oli lubrificanti	Macchine varie	Peso	Quantità totale	Kg	Mensile	Compilazione file

Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, dove essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendo in acqua di processo, acqua demi, acqua per il raffreddamento e acqua ad uso civile.

Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte mensilmente, specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (industriale, demi, ecc.).

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /a	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da fiume Po	Contatore	Raffreddamento		Mensile	Compilazione file
		Processo			
		Venduta a terzi			
Da acquedotto comunale	Contatore	Uso civile			

Consumi elettrici

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh/a	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata da rete esterna	Contatore		giornaliera	Compilazione file
Energia prodotta	Contatore		giornaliera	Compilazione file
Energia immessa in rete	Contatore		giornaliera	Compilazione file

Caratteristiche dei combustibili principali

Il gestore dovrà provvedere a fornire annualmente copia del verbale di misura relativo al gas naturale prelevato durante l'anno.

Caratteristiche dei combustibili principali

Il gestore dovrà provvedere all'analisi dei combustibili utilizzati.

Gas metano

Per il gas naturale utilizzato deve essere prodotta una scheda tecnica annuale fornita dal fornitore rete SNAM o prodotta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio, che contenga la caratterizzazione del gas naturale (comprendendo il contenuto di zolfo).

Fuel gas

Per il fuel gas utilizzato deve essere prodotta una scheda tecnica mensile fornita dal fornitore o prodotta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio, che ne fornisca la composizione.



Olio combustibile denso

Per l'olio combustibile, se viene utilizzato in casi di emergenza, deve essere prodotta una scheda tecnica annuale (fornita dal fornitore o prodotta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) avente le determinazioni indicate nella seguente tabella, per le quali si riportano con asterisco i metodi di misura cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2005, Parte V, Allegato X, e senza asterisco dei metodi di misura indicativi.

Determinazioni per l'olio combustibile denso:

Parametro	Unità di misura	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 50°C	°E	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	Kcal/Kg	ASTM D 240
Densità a 15°C	Kg/mc	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	ISOP 3016
Asfaltini	%p	IP143
Ceneri	%p	EN ISO 6245*
HFT	%	IP375
PCB/PCT	mg/Kg	EN 12766*
Res. Carb Conradson	%p	ISO 6615*
Nickel + Vanadio	mg/Kg	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/Kg	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

Gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica annuale (fornita dal fornitore o prodotta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) avente le determinazioni nella seguente tabella, per le quali si riportano con asterisco i metodi di misura cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006, Parte V, Allegato X, e senza asterisco i metodi di misura indicativi.

Per il gasolio:

Parametro	Unità di misura	Metodo di misura
Zolfo	%p	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	UNI EN ISO 13131*



Gestione dei serbatoi di olio combustibile denso

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Pratica operativa	Eseguire manutenzione delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata dell'olio combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).
Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di spurgo all'atmosfera	Ispezione visiva	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.

Gestione dei serbatoi di gasolio, olio combustibile e delle tubazioni dei gas

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Verifica dello stato dei serbatoi di gasolio, OCD e delle tubazioni di gas naturale.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e le date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Mensile



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 è da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivante dalla direttiva grandi impianti di combustione e dal D.lgs. 152/2006.

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in aria .

Identificazione dei punti di emissione in aria

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MW _{term.}	Latitudine	Longitudine	Altezza m	Diametro m
PE-1	Fumi sono prodotti dalla combustione nell'unità CTE1	106	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore	40	6,15 m ²
PE-2	Fumi sono prodotti dalla combustione nell'unità CTE2	200	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore	85	8,03 m ²

Sono considerati a impatto ridotto le emissioni dai gruppi elettrogeni di emergenza e dalla motopompa del sistema antincendio

Su ognuno dei punti riportati in tabella devono essere realizzate due prese, del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

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

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

Il punto di prelievo sui camini deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg, ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Emissioni dal camino della CTE1

Punto di emissione PE-1			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati

Punto di emissione PE-1			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Parametro operativo	Temperatura di uscita dei fumi	Misura della temperatura all'avviamento, in occasione dei campionamenti manuali	Registrazione su file della misura in continuo dei fumi in uscita
Pratica operativa	Parametro conoscitivo della durata della fase di accensione e spegnimento	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale.	Registrazione su file dei tempi di transitorio.
CO	Come da autorizzazione	Verifica ad ogni avviamento con un campionamento manuale a settimana (e comunque non meno di 3 campionamenti manuali in giorni diversi per periodi di funzionamento inferiori a 3 settimane) ed analisi di laboratorio.	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale. Registrazione su file dei risultati
NO _x	Come da autorizzazione	Verifica ad ogni avviamento con un campionamento manuale a settimana (e comunque non meno di 3 campionamenti manuali in giorni diversi per periodi di funzionamento inferiori a 3 settimane) ed analisi di laboratorio.	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale. Registrazione su file dei risultati
SO ₂	Come da autorizzazione	Verifica ad ogni avviamento con un campionamento manuale a settimana (e comunque non meno di 3 campionamenti manuali in giorni diversi per periodi di funzionamento inferiori a 3 settimane) ed analisi di laboratorio.	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale. Registrazione su file dei risultati

Punto di emissione PE-1			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Polveri	Come da autorizzazione	Verifica ad ogni avviamento con un campionamento manuale a settimana (e comunque non meno di 3 campionamenti manuali in giorni diversi per periodi di funzionamento inferiori a 3 settimane) ed analisi di laboratorio.	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale. Registrazione su file dei risultati

Emissioni dal camino della CTE2

Punto di emissione PE-2			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Parametro operativo	Temperatura di uscita dei fumi	Misura della temperatura in continuo	Registrazione su file della misura in continuo dei fumi in uscita
Parametro operativo	Portata dei fumi	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Pratica operativa	Parametro conoscitivo della durata della fase di accensione e spegnimento	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale.	Registrazione su file dei tempi di transitorio.
SO ₂	Come da autorizzazione	Misura continua.	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.
CO	Come da autorizzazione	Misura continua.	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC). Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

Punto di emissione PE-2			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
NO _x	Come da autorizzazione	Misura continua.	Misura di NO _x con SMC. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.
Polveri	Come da autorizzazione	Misura continua.	Misura di Polveri con SMC. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo per il normale funzionamento
Metalli: Be	Come da autorizzazione	Verifica all'occorrenza, nel caso in cui venisse utilizzato OCD, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio.	Registrazione su file dei risultati
Metalli: Hg+Cd+Tl	Come da autorizzazione	Verifica all'occorrenza, nel caso in cui venisse utilizzato OCD, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio.	Registrazione su file dei risultati
Metalli: As + Cr _{VI} + Co + Ni (respirabile e insolubile)	Come da autorizzazione	Verifica all'occorrenza, nel caso in cui venisse utilizzato OCD, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio.	Registrazione su file dei risultati
Metalli: Se + Te + Ni (polvere)	Come da autorizzazione	Verifica all'occorrenza, nel caso in cui venisse utilizzato OCD, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio.	Registrazione su file dei risultati
Metalli: Sb + Cr _{III} + Mn + Pd + Pb + Pt + Cu + Rh + Sn + V	Come da autorizzazione	Verifica all'occorrenza, nel caso in cui venisse utilizzato OCD, con campionamento manuale ed,analisi di laboratorio.	Registrazione su file dei risultati

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

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

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

1. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue;
2. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli ossidi di azoto ed il monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'autorità competente e dell'ISPRA.

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

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre concordato con ISPRA.

Il periodo massimo di indisponibilità dei dati misurati in continuo causa anomalie/guasti degli analizzatori dovrà comunque essere non superiore a 15 gg, entro il quale l'Azienda dovrà provvedere a ripristinare il corretto funzionamento degli strumenti di misura o sostituire gli strumenti stessi.

Prescrizioni sui transitori

Il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medie orarie degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'AC secondo le indicazioni riportate nel presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

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

Punto di emissione	Inquinante/Parametro	Metodo
---------------------------	-----------------------------	---------------

	fisico	
PE-1 e PE-2	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	Polveri	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo.

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

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

Il gestore può proporre ad ISPRA (già APAT) 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 da ISPRA 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 alla eventualmente proposta di modifica.

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

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

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il laboratorio incaricato effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

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

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

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

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio delle emissioni in aria devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

Emissioni in acqua

L'impianto ha 3 punti di scarico finali come meglio indicati in tabella:

Identificazione scarichi

Scarico finale	Scarichi parziali	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF6-SF8	Acqua di raffreddamento/civili/meteoriche non contaminate	Canale Boicelli	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
SF1	Acque reflue industriali dall'impianto ITAR ¹	Condotto fognario industriale	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

Punti di scarico SF6- SF8

Il monitoraggio di competenza S.E.F. è sugli scarichi parziali.

Gli scarichi finali ovvero i punti di emissione (SF6, SF8 e SF1) sono in carico a I.F.M. ed il gestore esegue il monitoraggio degli scarichi parziali secondo il contratto stipulato con la stessa, come di seguito riportato.

Punto di emissione	Scarichi parziali	Parametri	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
SF6	CTE1/A, CTE1/B, CTE1/C, CTE2/A, CTE2/B, CHIARI 1 E CHIARI 2	Tutti i parametri da tabella 3/A, Allegato V, Parte III del D.lgs. 152/06	pH, COD, solidi sospesi, oli minerali, cloro libero, tensioattivi totali, fosforo totale, azoto ammoniacale, azoto nitrico, alluminio, ferro, zinco, rame, piombo, vanadio: 11 volte /anno	Registrazione su file e cartacea
SF8			Tutti i parametri da Tabella 3/A, Allegato V, Parte III del D.lgs. 152/06: una volta all'anno	
SF1	P.O., CTE2/A,	Tutti i parametri da tabella 3/B,	Una volta l'anno	Registrazione su file e cartacea

¹ L'impianto ITAR è gestito dal consorzio I.F.M. responsabile della qualità dello scarico finale nella fognatura "Condotto Industriale"

	CTE2/B, DEMI1/A E DEMI2/A	Allegato V, Parte III del D.lgs. 152/06		
--	------------------------------	---	--	--

Piezometri

Il gestore deve individuare l'ubicazione di almeno due punti rappresentativi nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda, con piezometri, secondo la tabella successiva ove sono riassunti i limiti e le misure da eseguire per il controllo della falda. La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Autorità Competente prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima.

Piezometri			
Parametro	Limite / prescrizione	Tipo di verifica	Campionamento
pH	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve avvenire in condizioni statiche, utilizzando bailer, pompe manuali o pompe peristaltiche a bassi regimi di portata (max 1 l/min) e dopo spurgo di un volume di 5 volte il volume del pozzo. Il campionamento dovrà essere effettuato ad una profondità di almeno 1 metro dal livello della falda.
Metalli As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn e Hg.	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06		
Temperatura	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06		
Idrocarburi totali	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06		

Piezometri			
Parametro	Limite / prescrizione	Tipo di verifica	Campionamento
BTEXS	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06		
IPA	Limiti previsti all'allegato 5 – Tabella 2 del Titolo V della Parte quarta del D.lgs. 152/06		

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, a meno di particolari prescrizioni da parte di I.F.M. eventualmente da dichiarare all'Autorità di controllo. Il gestore può proporre ad ISPRA 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 da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Metodi di misura degli inquinanti

Qui di seguito si riportano i metodi di misura degli inquinanti allo scarico.

Tabella 11 metodi di misura degli inquinanti

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
Portata	ASTM D 5389-93 (2002), ISO 6416	Per misure sugli scarichi effettuati con canali a cielo aperto. Standard test method for open-channel flow measurement by acoustic velocity meter system (ASTM) Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method (ISO).
Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo.	
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima

	Method (S.M.) 5210 B, Metodo ISPRA (GIÀ APAT) – IRSA 5100 A	e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo ISPRA-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 ISPRA-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo ISPRA -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 ISPRA-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo ISPRA-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 ISPRA-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Cloruri	ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
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.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Antimonio	EPA Method 204.2	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 ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Azoto Ammoniacale	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo ISPRA (GIÀ 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 totale	UNI EN 25663:1995	---
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo ISPRA -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.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo ISPRA-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Piombo	EPA Method 239.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 2100	Limite di rilevabilità di 0,1 °C taratura SIT
Nitrati	ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Nitriti	ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 4050	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni
Fosfati	ISPRA (GIÀ APAT)-CNR-IRSA 4110A1	---

Cloro residuo (più propriamente prodotti di ossidazione)	Standard Method 4500-Cl E ² ; IRSA 4060	--
Coliformi totali	ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Saggio di tossicità acuta	Metodo ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA-CNR 8030	Inibizione bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> valutazione EC ₅₀
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo ISPRA (GIÀ APAT)-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.

I sistemi di misurazione in continuo degli scarichi 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 ad annuale.

Misure di laboratorio

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere preferibilmente svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO9000.

Valgono comunque le seguenti prescrizioni.

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 dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

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



² Il cloro residuo totale può essere misurato in continuo (una-due misure al minuto) adattando il metodo manuale a titolazione amperometrica per impiego con uno strumento di misura continuo mantenendo la stessa chimica, accuratezza e precisione del metodo manuale. Lo strumento di misura continua deve essere calibrato con una soluzione campione a concentrazione nota almeno ogni 5 giorni o, in alternativa, con un protocollo diverso purché approvato dall'Autorità di controllo.

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

Monitoraggio dei livelli sonori

Entro 6 mesi, il gestore deve elaborare e presentare all'autorità competente un piano di risanamento acustico; inoltre, deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico a valle della realizzazione delle misure di riduzione del rumore ambientale (per diminuire il proprio contributo immissivo nei confronti dei ricettori in classe II), previste in tale piano di risanamento e prescritte nell'autorizzazione integrata ambientale. Il Gestore deve inoltre verificare il rispetto del limite differenziale presso i ricettori posti in classe II.

Occorre effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro due anni dalla data di effettuazione dell'aggiornamento prescritto nell'autorizzazione (vedi sopra) e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

Dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti assoluti previsti dalla classe VI, anche quando entrerà in funzione il nuovo impianto Turbogas.

Si dovranno effettuare indagini fonometriche nell'assetto futuro, con le centrali in normali condizioni di esercizio, per verificare il rispetto dei limiti normativi e, in caso di superamento dei limiti di legge, intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui ricettori.

Si richiede di effettuare, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e ad una potenza minima erogata in rete dell'80%.

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

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

Metodo di misura del rumore

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

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

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

Rifiuti

Il gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione; per tale attività il gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Il gestore dovrà verificare la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione; per tale attività il gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Nel caso della scelta del criterio temporale dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, giornalmente³, 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, nonché delle condizioni generali di livello, rivestimento e struttura di contenitori e bacini di contenimento.

Dovranno altresì essere controllate le opportune segnalazioni, recinzioni ed etichettature dei rifiuti prodotti.

Monitoraggio deposito temporaneo dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione:
						Registrazione su file.
Totale						

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

Il campionamento dei rifiuti ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica deve essere effettuato tenendo conto della composizione merceologica ed in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo i criteri, le procedure, i metodi e gli standard di cui alla Norma UNI 10802 "Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi – Campionamento manuale e preparazione e analisi degli eluati, secondo il metodo di campionamento ed analisi IRSA, CNR, Norma CII-UNI 9246.

I metodi da utilizzare per le analisi dei rifiuti pericolosi, come riportato dal DM Ambiente del 1 aprile 1998 n. 145, ai fini della caratterizzazione della pericolosità sono quelli descritti nell'allegato V della Direttiva 67/548/CEE, nella versione modificata dalla direttiva 84/449/CEE della Commissione o dalle successive direttive della Commissione che adeguano al progresso tecnico la

³ Tale frequenza è già adottata dal gestore

direttiva 67/547/CEE. Questi metodi sono basati sui lavori e sulle raccomandazioni degli organismi internazionali competenti, in particolare su quelli dell'OCSE.

Le analisi ai fini della caratterizzazione devono essere comunque effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale. I rapporti di prova devono essere mantenuti in impianto per almeno cinque anni.

Per i rifiuti pericolosi e non pericolosi inviati a recupero devono essere rispettate le disposizioni ai fini dello specifico recupero dettate dal DM 5/02/98 e smi e dal DM 12/06/2002 n.161, mentre per i rifiuti inviati a smaltimento tutte le disposizioni dettate dal D.M. 13 marzo 2003. Il rispetto di detti requisiti per i rifiuti prodotti devono essere mantenuti e resi disponibili all'autorità di controllo.

Restano vigenti e da osservare le disposizioni riportate nella Parte IV del D.lgs. 152/06 e smi ai fini della corretta gestione dei rifiuti prodotti nell'impianto, stoccati ed inviati a recupero e/o a smaltimento.

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

Materiali contenenti amianto

Relativamente alla produzione di rifiuti dell'anno 2005 è stata dichiarato lo smaltimento in discarica di materiali contenenti amianto per un quantitativo pari a 850 kg.

Si prescrive di dichiarare l'assenza o presenza in impianto di altri materiali contenenti amianto. In caso di riscontro positivo comunicare il cronoprogramma di rimozione e smaltimento previsto all'Autorità di controllo. Per tale attività è fatto obbligo il rispetto della specifica normativa di settore.

ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

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.

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

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella 14 seguente.

Tabella 14 relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

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

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

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

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

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

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

Campionamenti delle acque

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.

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio, se non certificato per le sostanze da analizzare, dovrà effettuare i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate secondo le tabelle seguenti.

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.

Campionamenti dell'olio combustibile

Se per produrre la scheda tecnica vengono effettuati dei campionamenti con analisi di laboratorio, dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di

campo (eventuali anomalie al prelievo, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

Il campionamento sarà effettuato quando l'impianto si trova ad utilizzare olio combustibile in casi di emergenza, con il prelievo di almeno tre aliquote di olio combustibile in tempi diversi dalla condotta della linea di adduzione ai bruciatori della CTE2. Il numero minimo di aliquote per campione dovrà essere almeno di tre. Le tre aliquote saranno riunite in un unico contenitore etichettato riportante la data, la linea a cui si riferisce e la firma del tecnico addetto al campionamento. Le aliquote verranno prese in carico dal tecnico responsabile del laboratorio che effettuerà il mescolamento. L'operazione sarà registrata sul registro di laboratorio indicando la data e il nome del tecnico che ha effettuato l'azione.

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

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'autorità di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

Controllo di impianti e apparecchiature

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



Comunicazione dei risultati del piano di monitoraggio e controllo

Definizioni

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

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

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

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

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

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

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue)

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.

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

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

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

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

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

Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)

Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)

Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

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

Formule di calcolo

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

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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³ ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm³/mese;

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

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

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

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

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

Validazione dei dati

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

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.



Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 31 gennaio 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, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

- Nome del gestore e della società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento delle centrali.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni centrale.
- Energia generata in MW_h, su base temporale settimanale e mensile, per ogni centrale.

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, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA

- Tonnellate emesse per anno SO₂, NO_x, CO, polveri e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media mensile di SO₂, NO_x, CO e polveri (per la CTE2); concentrazioni misurate di SO₂, NO_x, CO e polveri (per la CTE1)
- Concentrazioni misurate di metalli (per la CTE2) nel caso di utilizzo di olio combustibile per emergenze

- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di SO₂, NO_x, CO e polveri (in kg/MWhg)
- Emissione specifica annuale per 1000S m³ di metano/fuel gas bruciato di SO₂, NO_x, CO e polveri (in kg/1000 Sm³)
- N° di avvii e spegnimenti anno.
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di SO₂, NO_x, CO e polveri

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Concentrazioni medie mensili di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Emissione specifica annuale, per m³ di refluo trattato, di tutti gli inquinanti regolamentati al pozzetto di prelievo fiscale di tutti gli scarichi parziali.

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 Sm³ di metano ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

Controllo della falda superficiale

- Risultati delle campagne di monitoraggio delle falde, nell'anno precedente. Valutazione su eventuali differenze significative nei parametri monitorati tra i piezometri nei punti individuati a monte ed a valle della centrale termoelettrica.

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

- Acqua (m³/MWhg), il gasolio (kg/MWhg), l'OCD (kg/MWhg) l'energia elettrica degli autoconsumi (kwh/MWhg) ed il metano (Sm³/MWhg).



Transitori, malfunzionamenti, eventi incidentali

- Elenco dei transitori per l'anno di riferimento, data e orari di inizio e fine, durata complessiva in ore, emissioni totali in massa (kg) in aria e acqua misurate o stimate durante ciascun transitorio, emissioni totali in massa (kg) in aria per l'esercizio della caldaia ausiliaria.

- Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali, tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Eventuali problemi gestione del piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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

Gestione e presentazione dei dati

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.



QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA/ ARPA	ISPRA / ARPA	ISPRA (GIÀ APAT) ARPA
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili	Giornaliero All'occorrenza	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Mensile Annuale All'occorrenza	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi Depurazione	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Biennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Giornaliera per aree stoccaggio	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Misure periodiche	A produzione per classificazione rifiuto (analisi se necessario)	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Mensile Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	2
Valutazione report	Annuale	Tutte	2
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti gli inquinanti e i micro inquinanti emessi da un camino (a rotazione) per confronto	1
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati agli scarichi parziali	1
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti gli inquinanti e i micro inquinanti emessi da un camino (a rotazione) per confronto	1
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati agli scarichi parziali	1

