




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


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

U. prot DVA - DEC - 2010 - 0000658 del 04/10/2010

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

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

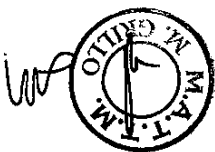
VISTA la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";

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 legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con modificazioni, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;

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



VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

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

VISTO il decreto del 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;

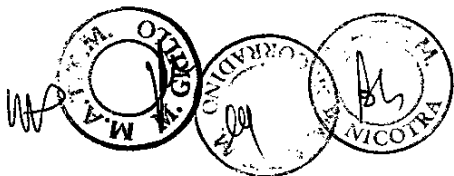
VISTO il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante "Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie", convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con 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 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1 ottobre 2008, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in



materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59”;

VISTO il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69”, ed in particolare l'articolo 4, comma 5;

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 da S.E.F. S.r.l., da ubicare all'interno del polo petrolchimico in Comune di Ferrara;

VISTO il decreto del Ministero delle attività produttive n. 15 del 6 dicembre 2002 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di una centrale termoelettrica a ciclo combinato, della potenza elettrica di circa 800 MW e della potenza termica immessa con il combustibile di circa 1.400 MW, alimentata con gas naturale, da ubicare all'interno del polo petrolchimico nel Comune di Ferrara;

VISTA l'istanza presentata in data 22 maggio 2009 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 rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel comune di Ferrara (FE), con relativa attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, che disciplina 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;

VISTA la nota DSA-2009-0015892 del 22 giugno 2009 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come 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 14 luglio 2009 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000563 del 25 marzo 2010 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;



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 su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

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

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001001 del 14 maggio 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rinnovo 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;

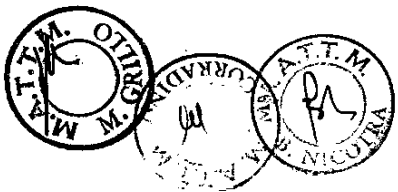
CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques"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

VISTA la nota prot. 59 del 4 giugno 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 9 giugno 2010, al n. DVA-2010-0014764, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0001001 del 14 maggio 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 9 giugno 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmessi ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0015460 del 16 giugno 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001511 del 19 luglio 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 9 giugno 2010;

WSP



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 – 20097 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 19 luglio 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0001511 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 22 maggio 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. Il Gestore è tenuto a dare tempestiva comunicazione dell'entrata a regime della centrale termoelettrica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, al Ministero dello sviluppo economico, all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, al Comune di Ferrara, alla Provincia di Ferrara, alla Regione Emilia Romagna.



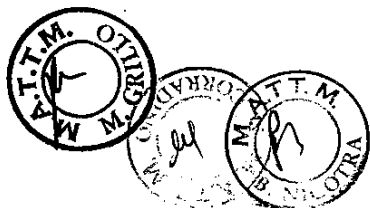
2. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di rinnovo dell'autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
3. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
4. Come prescritto dal paragrafo 8.1.3 del parere istruttorio, *Rumore e Vibrazioni*, entro sei mesi dalla messa in esercizio della centrale, il Gestore dovrà effettuare una campagna di misura del rumore e vibrazioni con le modalità indicate nel piano di monitoraggio e controllo allegato al parere istruttorio, verificando anche l'applicabilità del criterio differenziale del rumore, presentandone gli esiti all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale;
5. All'atto della presentazione del documento di cui al comma 3, il Gestore dovrà allegare apposita quietanza di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2

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.

WAP



Art. 3
MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Il Gestore, completato il collaudo come da prescrizione del Ministero dello sviluppo economico, deve avviare il piano di monitoraggio e controllo. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.
2. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prevede, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1, 2 e 3 l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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.



WSP

7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, 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 cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 5

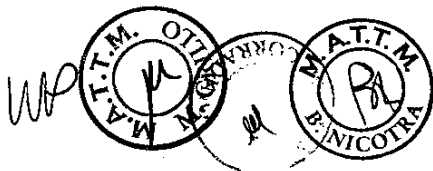
TARIFFE

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. 29-*quater*, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto,



le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.

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 fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 7

DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, contestualmente alla comunicazione di cui all'art. 1, comma 1, del presente decreto, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Copia del presente provvedimento è trasmessa alla SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA S.r.l., nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Emilia Romagna, alla Provincia di Ferrara, al Comune di Ferrara e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per le Valutazioni Ambientali 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 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente

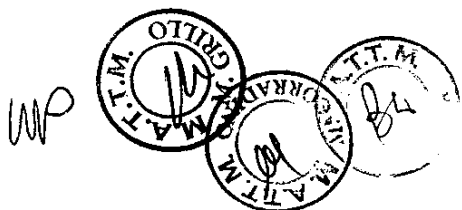
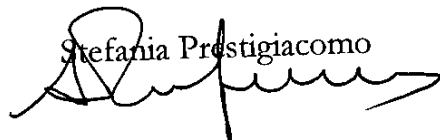


MAP

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 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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

Stefania Prestigiacomo





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


Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2010 - 0018503 del 23/07/2010

CIPPC-00-2010-0001511
del 19/07/2010

Pratica N.

Ref. Mittente:

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

OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata da SEF srl - Società Enipower Stabilimento di Ferrara - rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione

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 09/06/2010, detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali

Dario Ticali





Autorizzazione Integrata Ambientale

S.E.F. SRL (FERRARA)
SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA S.R.L.
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

GRUPPO ISTRUTTORE

Prof. Antonio Mantovani (Ref.)

Ing. Marco Antonio Di Giovanni

Avv. Elena Tamburini

Alessandro M. Di Stefano

Paola Magri

Alberto Bassi

Regione Emilia Romagna

Provincia Ferrara

Comune Ferrara



INDICE

1	DEFINIZIONI	4
2	INTRODUZIONE	6
2.1	ATTI PRESUPPOSTI	6
2.2	ATTI NORMATIVI	6
2.3	ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	7
3	OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	8
4	ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	8
4.1	GENERALITÀ	8
4.2	ASSETTO PRODUTTIVO IMPIANTO OGGETTO DI AIA	9
4.2.1	Sezioni di Cogenerazione – Ciclo Combinato 1 e Ciclo Combinato 2	11
4.2.2	Centrale CTE2	13
4.2.3	Impianti di Chiarificazione Acque CHIARI 3 e CHIARI 2	14
4.2.4	Impianti DEMI3 e DEMI2	15
4.3	CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME	16
4.4	UTILITIES	17
4.5	IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE	17
4.6	ASPETTI ENERGETICI	17
4.6.1	Produzione e consumo di energia	17
4.6.2	Consumo di combustibili	18
4.7	CONSUMI IDRICI	19
4.8	SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	19
4.9	EMISSIONI IN ARIA	22
4.9.1	Emissioni convogliate in aria	22
4.9.2	Emissioni non convogliate in aria	22
4.10	RIFIUTI	23
4.10.1	Aree di stoccaggio rifiuti	24
4.11	RUMORE E VIBRAZIONI	24
4.12	SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE	25
4.13	ODORI	25
4.14	ALTRE TIPOLOGIE DI INQUINAMENTO	25
4.14.1	Radiazioni elettromagnetiche	25
4.14.2	Amianto	25
4.14.3	PCB	26
4.15	TRANSITORI E MALFUNZIONAMENTI	27
5	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	27
5.1	INTRODUZIONE	27
5.2	ARIA	28
5.3	ACQUE	30
5.4	SUOLO SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE	30
5.5	RUMORE E VIBRAZIONI	31
5.6	AREE DI PROTEZIONE E VINCOLO	31
6	ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC	32
6.1	INTRODUZIONE	32
6.2	SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE	33
6.3	USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	33
6.4	ARIA	34
6.5	ACQUA	35
6.6	RIFIUTI	38
6.7	SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE	39
6.8	GESTIONE OTTIMALE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE	39
6.9	RUMORE	39
7	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	40
7.1	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE E CRITICITÀ	40



8	PROPOSTE DI LIMITI E PRESCRIZIONI.....	41
8.1.1	<i>Emissioni in atmosfera</i>	41
8.1.2	<i>Emissioni in acqua</i>	42
8.1.3	<i>Rumore e Vibrazioni</i>	42
8.1.4	<i>Rifiuti</i>	42
9	PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI	44
10	MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI.....	44
11	DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI.....	45
12	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	45
13	BENEFICI AMBIENTALI	45
14	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	47
15	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	47
16	DURATA, RINNOVO E RIESAME	47
17	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	48
18	PIANI E RELAZIONI DA PRESENTARE ENTRO LA SCADENZA DELL'AIA	48



1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale Valutazioni Ambientali.
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, 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 1 del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
Gestore	SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA S.R.L.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
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 contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle citate Linee guida e del Decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Generale Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito http://www.dsa.minambiente.it/aia , al fine della consultazione del pubblico.
Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.



2 INTRODUZIONE

Il Gruppo Istruttore

2.1 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;
- 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-00-2010-0000563 del 25/03/2010, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara al Gruppo Istruttore così costituito:
- Antonio Mantovani (referente)
 - Marco Antonio Di Giovanni
 - Elena Tamburini
 - Massimo Conigliaro (Ndc)
- 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:
- Antonella Vecchio
- 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 22 aprile 2010 di incontro tra il GI e il Gestore;
 - il verbale del 22 aprile 2010 di incontro del GI;
- Vista la documentazione trasmessa dal Gestore, acquisita con prot. CIPPC-00-2010-0000860 del 29/04/2010.

2.2 Atti 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:
- 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”.

2.3 Atti ed attività istruttorie

- Esaminata la domanda di rinnovo a seguito della scadenza naturale della precedente autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 10/06/2009, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Prot. DSA-2009-0014621 dalla Società SEF Srl - Società EniPower Ferrara - Stabilimento di Ferrara, con sede legale in Piazza Vanoni, 1 – 20197 S. Donato Milanese;
- 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:
- Relazione Istruttoria “201-S.E.F.-Ferrara-ri1.doc” del 29/03/2010 prot. CIPPC-00_2010-0000657 del 08/04/2010
 - Piano di Monitoraggio e Controllo “PMC2_SEF-Ferrara.doc” del 15/07/2010 prot. CIPPC-00_0001500 del 16/07/2010



3 OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	S.E.F. S.r.l. – Società EniPower Ferrara
Sede legale	Piazza Vanoni, 1 – 20197 S. Donato Milanese
Sede operativa	Piazzale Donegani, 12 – 44100 Ferrara
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC	1.1 - Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW Domenico Galante Piazzale Donegani, 12 – 44100 Ferrara Tel. 0532 254200 domenico.galante@enipower.eni.it
Gestore	Matteo Penazzi Piazzale Donegani, 12 – 44100 Ferrara Tel 0532 597362 matteo.penazzi@enipower.eni.it
Referente IPPC	
Numero di addetti	70
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Misure penali e/o procedimenti amministrativi in corso	NO
Sistema di gestione ambientale	L'impianto non possiede certificazioni EMAS e ISO14001. In 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.
Certificato Prevenzione Incendi (CPI)	La richiesta di certificato prevenzione incendi è stata presentata al Comando VV.FF. di Ferrara in data 28 aprile 2009 (CIPPC-00-2009-0001017 del 30-04-2009).

4 ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

4.1 Generalità

Gli impianti gestiti della SEF sono tutti localizzati all'interno dello Stabilimento Petrochimico di Ferrara.
Le attività principali della SEF sono:

- produzione e vendita di energia elettrica e vapore con la nuova Centrale a Cicli Combinati (sono attualmente in corso prove di funzionamento finalizzate alla messa in esercizio della stessa in fase di collaudo) e la Centrale tradizionale CTE2 (in riserva fredda, attiva solo se indisponibili i Cicli Combinati e per non più di 52 ore/anno). La CTE2 continua il suo regolare esercizio in considerazione del fatto che in data 30/07/2009 SEF ha ottenuto una proroga dei termini di entrata in esercizio della centrale al **01.07.2010** (Decreto MSE n°03/2009);
- produzione e vendita di acqua chiarificata e di acqua demineralizzata grazie ai due impianti di chiarificazione (CHIARI3 e CHIARI2, il secondo come riserva fredda) e i due impianti di demineralizzazione (DEMI3 e DEMI2, il secondo come riserva fredda).

La costruzione e l'esercizio della nuova Centrale nell'assetto a Cicli Combinati sono stati autorizzati dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP) n° 015/2002 del 6 Dicembre 2002.



La Centrale di Ferrara è in fase di test e la data di avvio dell'esercizio commerciale non è stata ancora stabilita.

La centrale funzionerà a ciclo continuo (24 h/giorno, 7 gg/settimana). I dati di produzione in termini di MCP, massima capacità produttiva, sono riassunti nella successiva Tabella.

Tabella 1. Produzione - Capacità produttiva nuova centrale turbogas (CC1 + CC2)

Prodotto	U.M.	Capacità di produzione (calcolata)	Note
Energia elettrica	MWh/a	6.240.000	Produzione lorda. Valore ottenuto moltiplicando la potenza elettrica nominale della Centrale, 780 MWe, per 8.000 ore anno.
Vapore	t/a	1.536.000	
Acqua demineralizzata	m ³ /a	3.504.000	Calcolata moltiplicando la capacità produttiva dell'Impianto DEMI 3 (o dell'impianto in riserva fredda DEMI 2, che in caso di indisponibilità lo sostituirebbe) pari a 400 m ³ /h per 8.760 ore di funzionamento all'anno.
Acqua chiarificata	m ³ /a	9.198.000	Calcolata moltiplicando la capacità produttiva dell'Impianto CHIARI 2 (1050 m ³ /h) per 8.760 ore di funzionamento/anno. E' stato scelto di considerare l'impianto CHIARI 2, in luogo all'Impianto CHIARI 3, perché in grado di produrre una maggiore quantità di acqua chiarificata; tuttavia l'Impianto sarà destinato a riserva fredda e attivo in caso di indisponibilità dell'impianto CHIARI 3 di capacità inferiore (850 m ³ /h).

Nota. I dati previsti per la CTE2 sono: energia prodotta 3.094 MWh/a; quota ceduta a terzi: 2.894 MWh/a.

4.2 Assetto produttivo impianto oggetto di AIA

La configurazione complessiva della Centrale termoelettrica è quella riassunta sotto (*):

	Caratteristiche	Potenza termica complessiva MWth	Potenza elettrica complessiva MWe	Potenza netta di gruppo MWe	Alimentazione
Nuova Centrale Turbogas	Ciclo combinato per la produzione di energia elettrica, due gruppi identici, CC1 e CC2, ognuno dotato di una Turbina a gas, un generatore di vapore a recupero e una Turbina a vapore.	1.400	800	CC1: 385,6	Gas naturale
				CC2: 385,6	Gas naturale
Centrale CTE2	Caldaia associata a turbina a vapore in riserva fredda. Funzionamento: max 52 h/anno	200	60	60	Gas naturale

(*): Condizioni di funzionamento stabilite dal MATTM (DEC VIA 7581 del 3 Settembre 2002) e dal MAP (Decreto 015/2002 del 6 Dicembre 2002).

La Centrale complessivamente è suddivisa nelle seguenti 10 Fasi ed un'attività tecnicamente connessa:

- Ciclo Combinato 1, un Gruppo della nuova Centrale a Cicli Combinati (Fase 1);
- Ciclo Combinato 2, un Gruppo della nuova Centrale a Cicli Combinati (Fase 2);
- Centrale CTE2, comprendente l'unità di generazione ed il sistema di raffreddamento dedicato (Fase 3); tale impianto sarà mantenuto in riserva fredda.
- Impianto di raffreddamento dedicato ai Cicli Turbogas (Fasi 1 e 2): una torre evaporativa da 12 celle (Fase 4);
- Impianto di Chiarificazione CHIARI 3 (Fase 5);
- Impianto di Demineralizzazione DEMI 3 (Fase 6);
- Impianto di Chiarificazione CHIARI 2 (Fase 7);
- Impianto di Demineralizzazione DEMI 2 (Fase 8);
- Cabina decompressione gas naturale che tratta il gas naturale in ingresso per renderlo adeguato alle condizioni di esercizio delle unità di generazione (Fase 9);
- Sottostazione Elettrica e Cavidotto da 380 kV per il collegamento della Nuova Centrale a Cicli Combinati alla Rete Elettrica nazionale (Fase 10);
- Sottostazione Elettrica S1, sottostazione elettrica recentemente acquistata da Edison, che alimenta alcuni impianti presenti nello Stabilimento Multisocietario (Attività Tecnicamente Connessa 1)

Nella successiva Figura è schematizzato l'assetto generale dello stabilimento.



Cloruro ferrico	400.000 kg	Fasi 5-7
Iperclorico	240.000 kg	Fasi 4-5-7
Catodi d'alluminio	30.000 kg	Fasi 5-7
Poliacrilato	35.000 kg	Fasi 5-7
Acido Cloridrico	2.100.000 kg	Fasi 6-8
Sodio Idrossido	1.100.000 kg	Fasi 6-8
Idrossido di alluminio	10.000 kg	Fasi 6-8
Bisolfuro	1.200 kg	Fasi 6-8
Disolfuro di zolfo	11.000 kg	Fasi 6-8
Dipendente	250 kg	Fasi 6-8
Acido Solforico	750.000 kg	Fasi 6-8
Ammonio	1.150 kg	Fasi 1 e 2
Nitro 72215	8.000 kg	Fasi 1 e 2
Amminiacale	15.000 kg	Fasi 1 e 2

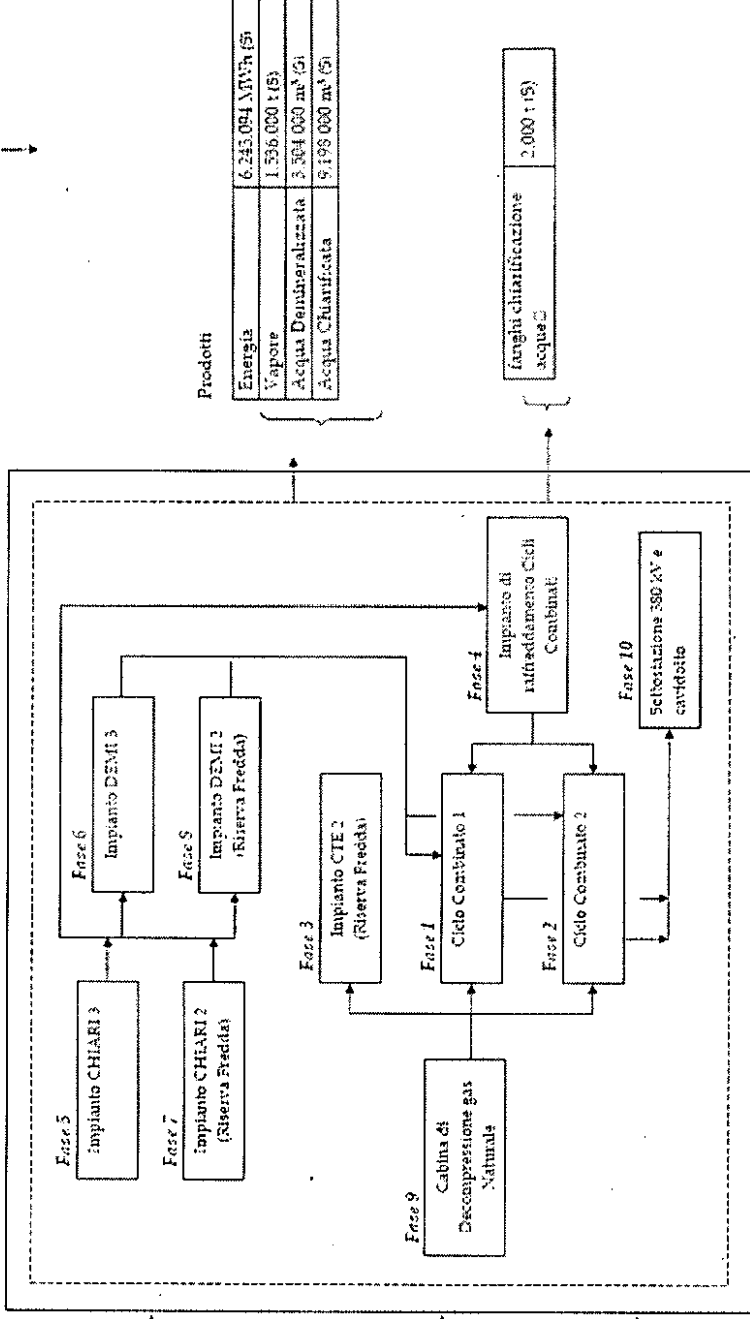
Combustibili

Gas Naturale	1.100.572.000 m ³ (5)
--------------	----------------------------------

Prelievo Acqua

Acqua da Fruma Po	20.410.000 m ³ (5)
-------------------	-------------------------------

STABILIMENTO



Prodotti

Energia	6.243.094 MWh (5)
Vapore	1.336.000 t (5)
Acqua Demineralizzata	3.304.000 m ³ (5)
Acqua Chiarificata	9.193.000 m ³ (5)

fanghi chiarificazione acque	2.000 t (5)
------------------------------	-------------

in fognatura	300.000 m ³
In Carica Scocchi	900.000 m ³

CO	1.031 t (C)
NO _x	1.035 t (S) (D)
NO _x	980 t (S) (D)

Figura 1 Schema a blocchi generale dell'Impianto

Note: Generale - Tutti i consumativi qui ripostati fanno riferimento al consumo annuale ipotizzando 8.000 ore di funzionamento le Turbogas 1 e 2, e 52 ore per la CTE2 riserva fredda e 8.760 ore per gli impianti CHIARI e DEMI. Si sottolinea che gli Impianti CHIARI 2 e DEMI 2 sono da considerare in riserva fredda attivi in caso di indisponibilità degli impianti CHIARI 3 e DEMI 3;

- (1) - Il limite al flusso di massa prescritto da DEC VIA 7581 del 03/09/2002 comprende le emissioni dalle caldaie di recupero degli OFF-GAS di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.;
- (2) - Il limite al flusso di massa come da Accordo Volontario del 22 Gennaio 2009 tra SEF S.r.l., Comune di Ferrara, Provincia di Ferrara e Regione Emilia Romagna, comprende le emissioni relative alle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.



4.2.1 Sezioni di Cogenerazione – Ciclo Combinato 1 e Ciclo Combinato 2

Vi sono due identiche sezioni di generazione ognuna delle quali è costituita dalle seguenti unità:

- Turbina a gas (TG) con potenza nominale di circa 266,4 MWe ed una potenza termica di circa 683 MWt:
La Turbina a gas del Ciclo combinato, Siemens modello V94.3A2, include un compressore assiale, una camera di combustione ed una Turbina di espansione. La Turbina, alimentata a gas naturale, è fornita di una camera di combustione anulare a multicom bustori equipaggiata con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo DLN - Dry Low NOx. In applicazione dell'Accordo di Programma¹, è in corso la modifica che prevede l'installazione di bruciatori tipo "VeLoNOx" al fine di ridurre le emissioni di NOx.
I prodotti della combustione fluiscono nella sezione di espansione della Turbina a gas e sono successivamente scaricati, ad una temperatura nelle condizioni nominali di funzionamento di circa 578 °C per una portata pari a 659 kg/s, attraverso un condotto di scarico nella caldaia a recupero di calore per la generazione di vapore (GVR) a tre livelli di pressione. Nelle condizioni nominali di funzionamento, corrispondenti ad una temperatura dell'aria ambiente pari a 15 °C, una pressione ambiente pari a 1013 mbar(A) ed un'umidità relativa pari al 60%, la potenza netta prodotta dalla Turbina a gas al 100% della sua potenzialità è pari a 266,4 MWe. Tale potenza varia in funzione delle condizioni dell'aria ambiente e del carico di Turbina a gas.
- Caldaia a recupero per la produzione di vapore (GVR) a tre livelli di pressione (Alta, Media, Bassa Pressione):
La caldaia a recupero è a tre livelli di pressione (con surriscaldatore) con generazione di vapore surriscaldato per la Turbina a vapore e per i servizi ausiliari. La caldaia a recupero di calore è di tipo a circolazione naturale, a tre livelli di pressione e surriscaldamento, equipaggiata con degasatore integrato al corpo cilindrico di bassa pressione. La caldaia è orizzontale, con isolamento interno.
La sezione di alta pressione di caldaia genera vapore surriscaldato ad alta pressione a 108,6 barg e 526,2°C, per una portata pari a 73,15 kg/s.
La sezione di caldaia a pressione intermedia genera vapore surriscaldato a 28,6 barg e 316°C, per una portata di 12,94 kg/s, il quale è miscelato con il vapore surriscaldato freddo e immesso nella sezione di surriscaldamento per la generazione di vapore a 27 barg e 526°C per una portata di 84,84 kg/s.
Il vapore prodotto nel generatore di vapore attraverso il recupero termico dei gas caldi di combustione è quindi inviato alla Turbina a vapore.
- Turbina a vapore a condensazione, da circa 126,5 MWe:
Le Turbine a vapore presenti nelle sezioni a Cicli Combinati sono di tipo a condensazione con ammissione ed estrazione, composta da due corpi e con scarico al condensatore di vapore verso il basso. La Turbina a vapore opera in variazione di pressione ("sliding pressure") in funzione delle condizioni ambientali e di carico della Turbina a gas, con valvole di ammissione completamente aperte. Le valvole di ammissione sono chiamate in regolazione solamente ai carichi parziali al fine di mantenere la minima pressione consentita dalla caldaia. Le tre ammissioni della Turbina a vapore ricevono il vapore prodotto dalle relative sezioni della caldaia a recupero.
In caso di fuori servizio della Turbina a vapore, o durante le fasi di avviamento e fermata, il vapore generato dalla caldaia a recupero è scaricato al condensatore di vapore tramite stazioni di by-pass del vapore surriscaldato e del vapore di bassa pressione; il vapore di alta pressione è invece by-passato verso l'ingresso del surriscaldatore di caldaia al fine di mantenere il flussaggio dei banchi di scambio termico della caldaia.
Nelle condizioni nominali di funzionamento di Turbina a gas la potenza netta prodotta dalla Turbina a vapore, al 100% del carico di turbina a gas, è pari a 126,5 MWe.
- Condensatore raffreddato con acqua proveniente dalle torri di raffreddamento:
Il condensatore di vapore che riceve il vapore esausto scaricato dalla Turbina a vapore, od il vapore surriscaldato e di bassa pressione by-passato in caso di fuori servizio della turbina a vapore o

¹ In data 22 gennaio 2009, SEF ha siglato un Accordo Volontario con Regione Emilia Romagna, Provincia e Comune di Ferrara per il miglioramento delle prestazioni emissive della Centrale di nuova realizzazione (cfr. prot. DSA-2009-0018604 del 15/07/2009).



durante le fasi di avviamento e fermata, è un condensatore a superficie raffreddato mediante acqua di circolazione della torre di raffreddamento ed è composto da casse d'acqua separate al fine di consentire la manutenzione dei fasci tubieri. Il condensato raccolto nel pozzo caldo del condensatore è estratto mediante la pompa del condensato ed alimentato, previo reintegro del ciclo termico con acqua demineralizzata, alla sezione di preriscaldamento della caldaia a recupero.

- Generatore elettrico collegato alla Turbina a gas;
- Generatore elettrico collegato alla Turbina a vapore;
- Trasformatori elevatori per la turbina a gas e per la turbina a vapore.

La potenza lorda prodotta da ciascuna isola di potenza nelle condizioni nominali di funzionamento di Turbina a gas è 392,9 MWe che, con un consumo elettrico degli ausiliari di circa 7,3 MWe, corrisponde ad una potenza netta di gruppo di 385,6 MWe.

E' stato fornito dal Gestore il seguente schema a blocchi delle sezioni di cogenerazione.

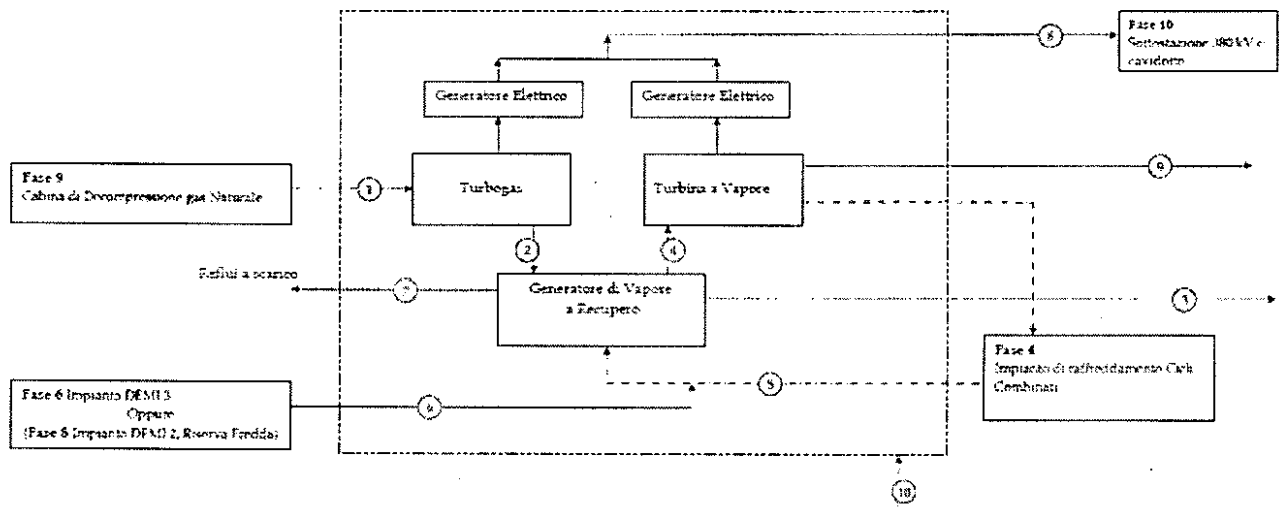


Figura 2 Schema a blocchi delle sezioni di Cogenerazione

I dati associati sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 2. Bilanci IN-OUT sezioni di Cogenerazione

Rif.	Descrizione	Dati quantitativi
1	Gas Naturale da Fase 1	580.000.000 Sm ³ /anno, 30 bar t 30°C
2	Fumi a GVR	2.180.000 Nm ³ /h
3	Fumi a Camino	NOx: 109,08 kg/h, concentrazione 50 mg/Nm ³ come da DEC VIA NOx: 87,2 kg/h, concentrazione 40 mg/Nm ³ come da Accordo Volontario CO: 65.52 kg/h pari a 524 t/anno, concentrazione 30 mg/Nm ³ Temperatura: 100 °C
4	Vapore a turbina a vapore	Alta Pressione (108,6 barg, temperatura 526°C): 263 t/h Media Pressione (28,6 barg, temperatura 316 °C): 103 t/h Bassa Pressione (5,6 barg, temperatura 264°C): 35 t/h
5	Condense	260 m ³ /h
6	Acqua Demineralizzata di reintegro	Circa 96 m ³ /h, circa 770.000 m ³ /anno
7	Acqua di spurgo	Non indicata, lo spurgo è autoregolato.
8	Energia Elettrica Prodotta	3.120.000 MWh/anno
9	Vapore a Stabilimento Multisocietario	Vapore di Media Pressione: 72 t/h Vapore di Bassa Pressione: 120 t/h
10	Eliminox Nalco 72215 Ammine	14.150 kg 6.500 kg 15.000 kg



Il sistema di raffreddamento dei nuovi Cicli Combinati è basato su una torre di tipo ibrido a circolazione forzata, composta da 12 celle.

L'acqua di raffreddamento è alimentata con due circuiti mediante pompe dedicate:

- circuito acqua di raffreddamento principale, per il raffreddamento dei condensatori di vapore della Turbina a vapore;
- circuito acqua di raffreddamento secondario, per il raffreddamento delle apparecchiature.

Il circuito di raffreddamento è alimentato con acqua chiarificata prodotta nelle unità DEMI dell'impianto. Parte dell'acqua è spurgata in continuo per evitare l'accumulo di sali nel circuito, è quindi presente un reintegro di acqua chiarificata per compensare lo spurgo e le perdite dovute all'evaporazione.

Dell'impianto di raffreddamento fa anche parte un sistema dedicato al dosaggio chemicals, che ha lo scopo di aggiungere quantità adeguate di sostanze chimiche per evitare problemi di corrosione, sporcamento ed incrostazione dei circuiti e scambiatori installati.

E' stato fornito dal Gestore il seguente schema a blocchi del sistema di raffreddamento.

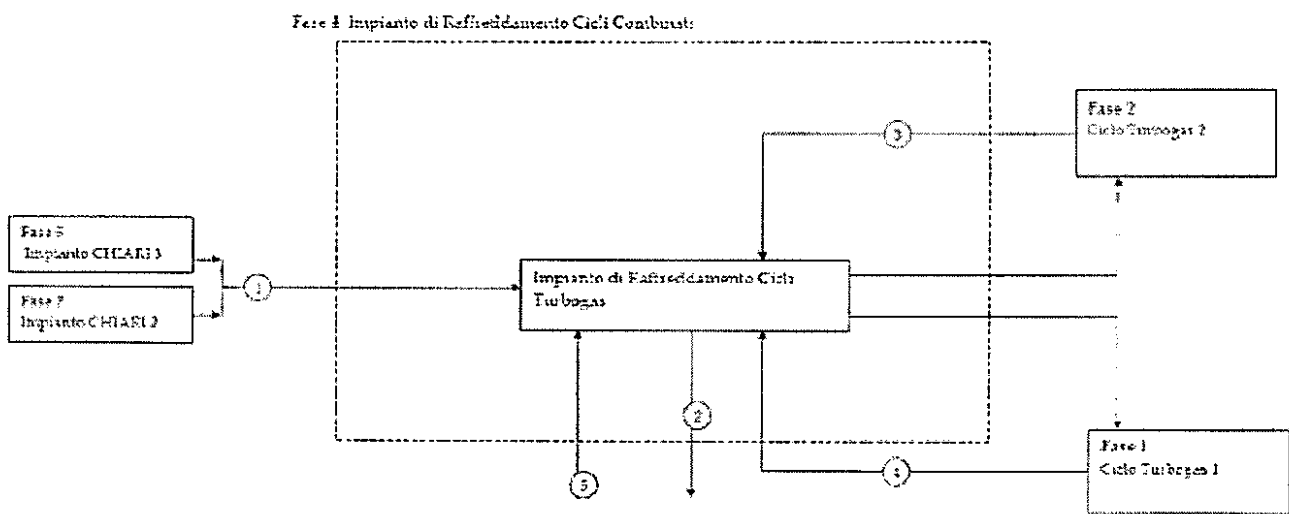


Figura 3 Schema a blocchi del sistema di raffreddamento delle Sezioni di Cogenerazione

I dati associati sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 3. Bilanci IN-OUT sistema di raffreddamento delle Sezioni di Cogenerazione.

Rif.	Descrizione	Dati quantitativi
1	Acqua chiarificata di Reintegro	532 m ³ /h
2	Spurgo Torri	230 m ³ /h, pari a 1.840.000 m ³ /anno
3	Vapore da condensare Ciclo 1	circa 260 t/h
4	Vapore da condensare Ciclo 2	circa 260 t/h
5	Ipoclorito Disincrostante Disperdente Acido Solforico Anticorrosivo	230.000 kg 11.000 kg 250 kg 750.000 kg 10.000 kg

4.2.2 Centrale CTE2

La Centrale cogenerativa CTE2 è una centrale termoelettrica progettata per operare a doppia alimentazione (metano + fuel gas e olio combustibile; sarà però autorizzata solo a gas naturale) per la produzione di energia elettrica e di vapore tecnologico da inviare alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario.

Con l'avvio commerciale della nuova Centrale a Cicli Combinati sarà convertita a riserva fredda, operativa solo in caso di indisponibilità dei nuovi gruppi turbogas, ed in questo assetto opererà per non più di 52 ore/anno (così come prescritto dal Decreto MATT VIA) e sarà alimentata esclusivamente a gas naturale.



La produzione di vapore è assicurata da un generatore di vapore "TOSI C.E." policombustibile con portata massima pari a 300 t/h di vapore alla pressione di 135 barg e temperatura di 540 °C.

Il sistema di raffreddamento dell'acqua di circolazione proveniente dal condensatore a fascio tubiero è composto da 2 torri di raffreddamento a tiraggio indotto, che garantiscono una portata di acqua in ciclo chiuso di circa 5.000 m³/h. Il sistema di reintegro è costituito dalle condense di ritorno e dall'acqua demineralizzata prodotta dagli impianti di demineralizzazione DEMI.

E' stato fornito dal Gestore il seguente schema a blocchi della Centrale CTE2.

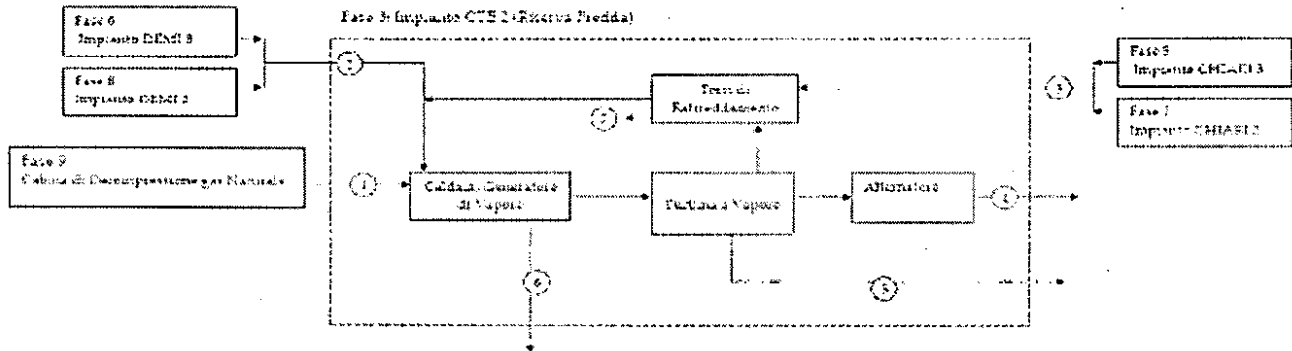


Figura 4 Schema a blocchi Centrale CTE2

I dati associati sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 4. Bilanci IN-OUT Centrale CTE2

Rif.	Descrizione	Dati quantitativi
1	Gas Naturale	572.000 Sm ³ , 30 bar, t 30°C
2	Acqua Demineralizzata da rete di Stabilimento	4.380 m ³ /anno
3	Acqua Chiarificata da rete di Stabilimento	6.084 m ³ /anno
4	Energia Elettrica Ceduta	3.094 MWh
5	Vapore prodotto ceduto a terzi	15.600 t/anno, fino a 300 t/h a 135 barg e 540 °C
6	Emissioni in Atmosfera	NOx: 72 kg/h, pari a 3,744 t/anno; rif. [300 mg/Nm ³] CO: 60,12 kg/h, pari a 3,126 t/anno; rif. [250 mg/Nm ³] Temperatura: 100 °C
7	Spurghi acqua di torre	1.038 m ³

4.2.3 Impianti di Chiarificazione Acque CHIARI 3 e CHIARI 2

Gli impianti di chiarificazione CHIARI3 e CHIARI2 sono costituiti da due sezioni distinte di chiarificazione e filtrazione, la seconda di demineralizzazione.

Il Gestore dichiara che con l'avvio della nuova Centrale a Cicli Combinati l'impianto CHIARI2 sarà utilizzato solo come riserva fredda in caso di indisponibilità nel nuovo impianto CHIARI3 ad essa associato.

Gli impianti di chiarificazione e filtrazione sono alimentati con acqua di fiume proveniente direttamente dal fiume Po. L'impianto CHIARI3 è progettato per produrre in continuo 850 m³/h di acqua chiarificata e filtrata, mentre l'impianto CHIARI2 è in grado di produrne fino a 1.050 m³/h.

Attraverso il processo di chiarificazione l'acqua è 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 così prodotta è distribuita presso:

- impianti DEMI;
- reintegro delle torri di raffreddamento;
- rete acqua chiarificata dello Stabilimento Multisocietario.



E' stato fornito dal Gestore il seguente schema a blocchi relativo agli impianti CHIARI3 e CHIARI2.

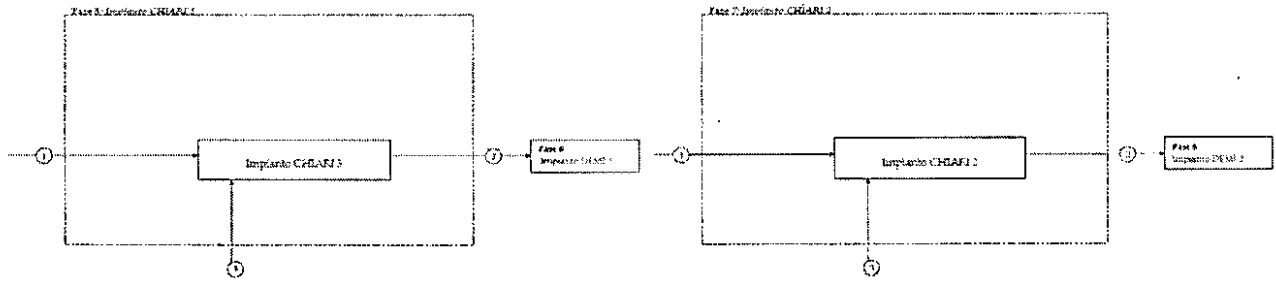


Figura 5 Schema a blocchi impianti CHIARI3 e CHIARI2

I dati associati sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 5. Bilanci IN-OUT impianti CHIARI3 e CHIARI2

Rif.	Descrizione	CHIARI 2	CHIARI 3
		Dati quantitativi	Dati quantitativi
1	Acqua da Fiume Po	4.160.000 m ³ /anno	4.160.000 m ³ /anno
2	A rete di Demineralizzatori	3.942.000 m ³ /anno	3.942.000 m ³ /anno
3	Cloruro ferrino	400.000 kg complessivi con Fase 5	400.000 kg complessivi con Fase 7
	Ipoclorito	230.000 kg complessivi con Fasi 4 e 5	230.000 kg complessivi con Fasi 4 e 7
	Calce Idrata	30.000 kg	30.000 kg
	Polielettrolita 7751	35.000 kg complessivi con Fase 5	35.000 kg complessivi con Fase 7

4.2.4 Impianti DEMI3 e DEMI2

Gli impianti DEMI3 e DEMI2 sono alimentati con l'acqua chiarificata e filtrata prodotta dai chiarificatori. Il Gestore dichiara che con l'avvio della nuova Centrale a Cicli Combinati l'impianto DEMI2 sarà utilizzato solo come riserva fredda in caso di indisponibilità nel nuovo impianto DEMI3 ad essa associato.

L'impianto DEMI3 è costituito da due linee di demineralizzazione identiche ad osmosi inversa. Ogni linea ha una potenzialità di circa 200 m³/h per una portata complessiva di 400 m³/h.

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.

L'acqua demineralizzata è utilizzata principalmente per i seguenti scopi:

- reintegro del ciclo vapore delle Centrali;
- diluizione prodotti chimici;
- immissione nella rete acqua demineralizzata dello Stabilimento Multisocietario.

E' stato fornito dal Gestore il seguente schema a blocchi degli impianti DEMI3 e DEMI2.

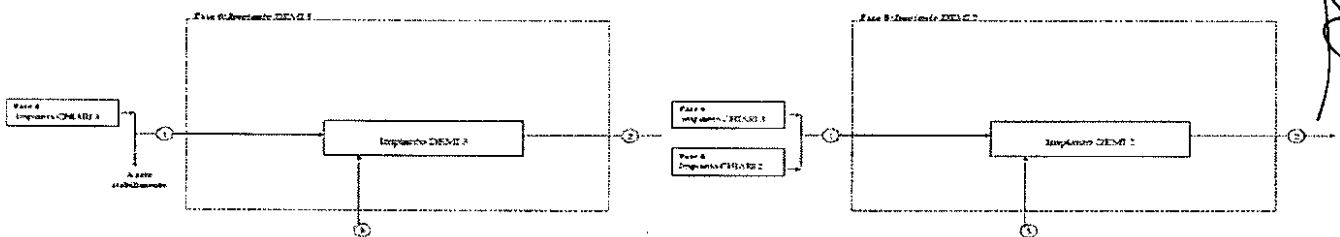


Figura 6 Schema a blocchi impianti CHIARI3 e CHIARI2

I dati associati sono riassunti nella seguente tabella.



Tabella 6. Bilanci IN-OUT impianti DEMI3 e DEMI2

Rif.	Descrizione	DEMI 2	DEMI 3
		Dati quantitativi	Dati quantitativi
1	Acqua Chiarificata da Rete di Stabilimento	1.953.500 m ³ /anno	1.953.500 m ³ /anno
2	Acqua Demi a Rete di Stabilimento	1.752.000 m ³ /anno	1.752.000 m ³ /anno
3	Acido Cloridrico	2.100.000 kg complessivi con Fase 6	2.100.000 kg complessivi con Fase 8
	Sodio idrossido	1.150.000 kg complessivi con Fase 6	1.150.000 kg complessivi con Fase 8
	Idrossido d'ammonio	16.000 kg complessivi con Fase 6	16.000 kg complessivi con Fase 8
	Bisolfito	1.800 kg complessivi con Fase 6	1.800 kg complessivi con Fase 8

4.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di combustibili e materie prime

Combustibili. E' utilizzato esclusivamente il gas naturale, principalmente impiegato nelle sezioni di generazione.

Principali materie prime. Per il funzionamento della Centrale sono necessari degli additivi che hanno lo scopo di mantenere in efficienza le componenti delle unità di generazione e delle torri di raffreddamento. Altri additivi sono utilizzati per gli impianti di chiarificazione e demineralizzazione delle acque:

Tabella 7. Consumo di materie prime (additivi)

Descrizione	Produttore	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute		Consumo alla MCP [kg/anno]
					Denom.	% peso	
Nalco Eliminox deossigenante acque di caldaia	Nalco	MPA	Ciclo Combinato 2	Liquido	Carboidrazide	< 10 %	14.150
Ipoclorito chiari e torre	n.p.	MPA	CTE2 Raffreddamento CHIARI3 CHIARI2	Liquido	Ipoclorito di sodio	14-15%	230.000
Cloruro ferrico	n.p.	MPA	CHIARI3 CHIARI2	Liquido	Cloruro ferrico	40%	400.000
Calce idrata	n.p.	MPA	CHIARI3 CHIARI2	Solido	Calce idrata	-	30.000
Polielettrolitico flottatore nalco 7751	Nalco	MPA	CHIARI3 CHIARI2	Liquido	Acido Acetico Ammonio Solfato	20-40%	35.000
Acido cloridrico	n.p.	MPA	DEMI3 DEMI2	Liquido	Acido cloridrico	32-33%	2.100.000
Soda caustica	n.p.	MPA	DEMI2	Liquido	Idrossido di sodio	50%	1.150.000
Bisolfito	n.p.	MPA	DEMI3 DEMI2	Liquido	Bisolfito di sodio	25%	1.800
Agente condizionante Nalco 72310	Nalco	MPA	DEMI3 DEMI2	Liquido	Sodio idrossido	5-10%	7000
Anticrostante Nalco PC 191T	Nalco	MPA	DEMI3 DEMI2	Liquido	n.p.	n.p.	7000
Fosfato Concentrato GVR (72215)	Nalco	MPA	Ciclo Combinato 1 Ciclo Combinato 2	Liquido	Sodio idrossido	1-5%	6.500
Nalco 5711 Ammine Caldaia	Nalco	MPA	Ciclo Combinato 1 Ciclo Combinato 2	Liquido	Ammonio idrossido Etanolamina	30-60% 5-10%	15.000
Antincrostante Nalco 7385	Nalco	MPA	Raffreddamento	Liquido	n.p.	n.p.	11.000
Disperdente Nalco 77393	Nalco	Nalco	Raffreddamento	Liquido	D-glucopiranosio	5-10%	250
Acido Solforico	Nalco	Nalco	Raffreddamento	Liquido	Acido Solforico Alcol Metilico	95-99% 0,1-1%	75.000
Inibitore di corrosione Nalco 3d7102	Nalco	Nalco	Raffreddamento	Liquido	Sodio Formaldeide Bisolfito	1-5%	10.000



4.4 Utilities

Di seguito sono descritti alcuni impianti ausiliari associati al ciclo produttivo della Centrale di Ferrara:

- Sistema Azoto: è connesso con la rete N₂ dello Stabilimento Multisocietario; consente l'alimentazione di azoto per bonifica ed eventuale conservazione dei circuiti durante lunghi periodi di fermata.
- Sistema Acqua Potabile: è connesso con la rete acqua potabile dello Stabilimento Multisocietario e consente l'alimentazione di acqua potabile alle utenze di Centrale tramite un'autoclave.
- Sistema Antincendio: il sistema di distribuzione acqua antincendio di Centrale è collegato con la rete acqua antincendio dello Stabilimento Multisocietario tramite una serie di connessioni.
- Sistema Recupero Condense: è composto da un serbatoio di raccolta condense orizzontale nel quale sono convogliate le condense recuperate all'interno dell'area di Centrale. Da tale serbatoio le condense sono rilanciate, tramite apposite pompe, ai serbatoi di accumulo acqua demineralizzata. La frazione di vapore generata nella raccolta condense all'interno del serbatoio atmosferico è condensata nello sfiato del serbatoio mediante uno scambiatore per recupero condense.
- Sistema di Regolazione e Controllo: la Centrale è dotata di sistemi di regolazione, controllo ed acquisizione dati dell'ultima generazione, capaci di assicurare un elevato grado di automazione e sicurezza dell'impianto. La supervisione e la gestione dell'impianto è affidata ad un sistema di controllo distribuito (DCS) installato in sala controllo.
- Sistema Aria Compressa: ha la funzione di produrre aria compressa, renderla di caratteristiche compatibili con i vari utilizzatori, distribuirla tramite una rete di Centrale alle varie aree e sotto distribuirla alle varie utenze, accumularla per garantire un'adeguata autonomia in caso di disservizi del sistema di produzione. L'impianto svolge le seguenti funzioni: compressione aria; accumulo di aria da utilizzare con funzioni di aria servizi; trattamento dell'aria da utilizzare con funzioni di aria strumenti (filtraggio, disoleazione, essiccazione e filtraggio finale); accumulo di aria da utilizzare con funzioni di aria strumenti; distribuzione di aria servizi ed aria strumenti alle varie aree di impianto.

4.5 Impianto di trattamento acque reflue

All'interno della Centrale di Ferrara non è presente un impianto di trattamento acque.

Gli scarichi idrici sono in parte acque di processo, convogliati all'impianto di trattamento delle acque reflue industriali gestito dal Consorzio IFM S.c.a.r.l., ed in parte acque meteoriche, domestiche e di raffreddamento nel corpo idrico superficiale "Canale Boicelli", attraverso i punti di scarico intestati anch'essi IFM².

4.6 Aspetti energetici

4.6.1 Produzione e consumo di energia

L'energia prodotta dalla Centrale è vettoriata alla Rete di trasmissione nazionale attraverso la nuova sottostazione a 380 kV ed una linea elettrica in cavo sempre a 380 kV. La rete elettrica dello Stabilimento Multisocietario è connessa alla rete di trasmissione nazionale attraverso due elettrodotti a 220 kV e 130 kV che insistono nella stazione S1 di proprietà SEF.

L'energia elettrica prodotta dalla CTE2, nelle 52 ore autorizzate, è distribuita nella rete elettrica dello Stabilimento Multisocietario.

Il vapore prodotto dalla nuova centrale ai due livelli di pressione (media pressione e bassa pressione) è erogato nelle due reti di distribuzione vapore (media pressione e bassa pressione) dello Stabilimento Multisocietario. Tali reti permettono di distribuire il vapore a tutti gli impianti presenti.

Il vapore prodotto dalla CTE2 (nelle 52 ore autorizzate) è sempre erogato nelle reti vapori di stabilimento.

Nelle seguenti tabelle sono riportati rispettivamente la produzione e il consumo di energia alla capacità produttiva autorizzata per la Centrale di Ferrara.

² Cfr. Allegato B.18 pag. 22-23.



Tabella 8. Produzione di Energia alla MCP

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
CC1	Turbina a Gas TG1	Gas Naturale	683.000 (S) ¹⁾	n.p.	n.p.	300.000	2.131.200 (C) ²⁾	6.222.400 (C) ³⁾
	Generatore di Vapore GVR1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.		
	Turbina a Vapore TV1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p. ⁴⁾	170.000	1.012.000 (C) ²⁾	
CC2	Turbina a Gas TG2	Gas Naturale	683.000 (S) ¹⁾	n.p.	n.p.	300.000	2.131.200 (C) ²⁾	6.222.400 (C) ³⁾
	Generatore di Vapore GVR2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.		
	Turbina a Vapore TV2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p. ⁴⁾	170.000	1.012.000 (C) ²⁾	
CTE2	Caldiera e turbina a vapore	Gas Naturale	200.000 (S) ¹⁾	n.p.	n.p. ⁵⁾	65.000	3.004 MWh (C) ²⁾	2.894 (C)
TOTALE			1.566.000	n.p.	n.p.	1.025.000	6.289.494 (C) ²⁾	6.225.294 (C) ³⁾

Note:
 1 - Potenza termica della turbina a gas come da specifiche di progetto;
 2 - Calcolato moltiplicando la potenza elettrica dell'apparecchiatura di progetto (260,4 MWe per la turbina a gas, 126,5 MWe per la turbina a vapore) per 8.000 ore/anno di funzionamento ipotizzato alla capacità produttiva;
 3 - Calcolato moltiplicando la potenza elettrica dell'apparecchiatura di progetto (59,6 MWe) per 52 ore/anno di funzionamento massime autorizzate;
 4 - Calcolato sottraendo all'energia prodotta gli autoconsumi;
 5 - Tale valore è dipendente dalla domanda dello Stabilimento Multisocietario che non può essere stimata. La massima capacità di vapore esportabile dai due Cicli Combinati è pari a 72 t/h di vapore a bassa pressione e 120 t/h di vapore a media pressione.

Tabella 9. Consumo di Energia alla MCP

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (kWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/kWh)	Consumo elettrico specifico (kWh/kWh)
Cicli Combinati 1 e 2	n.p.	64.000.000 (S) ¹⁾	Energia Elettrica e Vapore	n.p.	0,13 (C) ²⁾
CTE2	59.500 (S) ¹⁾	200.000 (S) ²⁾	Energia Elettrica e Vapore	20,8 (C) ¹⁾	0,69 (C) ²⁾
Altre Fasi	n.p.	n.p.	Energia Elettrica e Vapore	n.p.	n.p.
TOTALE	n.p.	n.p.	Energia Elettrica e Vapore	n.p.	n.p.

Note:
 1 - Energia Elettrica stimata dai dati di progetto riferita ad un funzionamento della Centrale per 8.000 ore/anno. Tale dato include gli autoconsumi relativi ai 2 Cicli Combinati (Fasi 1 e 2) e dei relativi servizi ausiliari che sono comuni;
 2 - Energia Elettrica stimata sulla base dei consumi reali e riferita a 52 ore di funzionamento/anno;
 3 - Calcolato facendo il rapporto tra l'energia consumata e l'energia elettrica prodotta nella indicata nel Quadro 3.2.

4.6.2 Consumo di combustibili

I consumi massimi di gas naturale sono circa 72.500 Sm³/h per ciascuno dei Cicli Turbogas, mentre la CTE2 quando è in funzione consuma circa 11.000 Sm³/h di combustibile. Tenendo conto di un funzionamento dei Cicli Turbogas non superiore alle 8.000 ore e un funzionamento della CTE2 non superiore a 52 ore/anno, il consumo annuale alla capacità produttiva risulta 1.160.572.000 Sm³/anno.

Il Gestore ha fornito la composizione del gas naturale utilizzato all'interno della Centrale, con la documentazione trasmessa nell'aprile 2010.



Tabella 10. Consumo di Combustibile alla MCP

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)				
Combustibile	% S	Consumo annuo (Sm ³)	PCI	Energia (MJ)
Gas Naturale	< 0,0357 (S) ⁽¹⁾	1.160.572.000 (C) ⁽²⁾	34,26 kJ/Sm ³ (S) ⁽¹⁾	39.761.196,72 (C) ⁽²⁾
Gasolio ⁽²⁾	0,005%(S) ⁽¹⁾	220 (S)	42.534 MJ/kg (S) ⁽¹⁾	9.379,5 (C) ⁽²⁾

Note:
 1 - Da specifiche del combustibile,
 2 - Calcolato moltiplicando il consumo orario di gas naturale dei Cicli Turbogas 1 e 2 (72.500 Sm³/h) per le 8.000 ore/anno di funzionamento previsto alla capacità produttiva a cui è stato sommato il consumo di gas naturale orario della CTE2 (11.000 Sm³/h) moltiplicato per 52 ore/anno di massimo funzionamento come da Decreto MAP 015/2002;
 3 - Calcolato moltiplicando il consumo annuo di combustibile per il per il PCI;
 4 - Utilizzato solo per le fasi di avviamento della sezione CTE2;
 5 - Stimato sulla base di un funzionamento della sezione CTE2 non superiore a 52 ore/anno.

4.7 Consumi idrici

I prelievi idrici della Centrale sono riassunti in tabella:

Tabella 11. Consumi idrici

Approvvigionamento	Fase	Utilizzo		Volume totale MCP [m ³ /a]	Consumo MCP [m ³ /g]	Portata di punta MCP [m ³ /h]
		Industriale	Processo			
Acqua da fiume Po	CHIARI3 CHIARI2	Industriale	Processo	20.410.800 ¹	55.920 ¹	2.330 ²
Acqua Potabile	Nessuna	Igienico sanitario		6.000	16	0,6
		Industriale				

¹ Calcolato moltiplicando la portata media di punta per il relativo intervallo di tempo considerato.

² Stimato sulla massima capacità di trattamento dell'impianto di chiarificazione CHIARI 3.

L'acqua da fiume è prelevata interamente attraverso la derivazione di acqua dal fiume Po, in prossimità della località Pontelagoscuro. L'acqua è quindi inviata agli impianti di Chiarificazione dove è filtrata, chiarificata e quindi inviata alla Rete di acqua chiarificata dello Stabilimento Multisocietario. L'acqua chiarificata è utilizzata dalla Centrale principalmente per il reintegro delle torri di raffreddamento, l'acqua antincendio e la produzione di acqua demineralizzata.

L'acqua demineralizzata è prodotta nei demineralizzatori ed inviata nella rete dedicata dello Stabilimento Multisocietario, la Centrale la utilizza principalmente per il reintegro del ciclo vapore.

L'utilizzo dell'acqua potabile approvvigionata tramite acquedotto è solo per uso igienico sanitario.

4.8 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Il gestore afferma che gli scarichi parziali costituiti dalle acque di processo sono recapitati, mediante condotta interna, all'impianto di trattamento delle acque reflue industriali gestito dal Consorzio IFM S.c.a.r.l. e da qui scaricate, mediante condotta in pressione, nella Pubblica Fognatura denominata "Condotto Industriale". L'autorizzazione allo scarico idrico nella Pubblica Fognatura "Condotto industriale" è intestata al Consorzio IFM S.c.a.r.l.

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



Tabella 12. Identificazione degli scarichi

n° scarico finale: SF1		Recettore: Impianto TAS di Ilm			Portata media annua: circa 34 m ³ /h (S)		
Caratteristiche dello scarico							
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Tipologia	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH (°C)
CTE2/A	3	n.p.	AI	Continua	n.p.	n.p.	T: n.d. pH: 6-8
CTE2/B	3	n.p.	MI	Discontinua	300	n.p.	T: n.d. pH: 7,45
DEMI2/A	8	n.p.	AI - MI	Continua	100	n.p.	T: n.d. pH: 3-12
40-S-020-P	1,2 e 4	n.p.	AI - MI	Discontinua	ca. 2.000	Disoleazione	n.p.

n° scarico finale: SF6 - SF8		Recettore: Canale Boicelli			Portata media annua: circa 103 m ³ /h (S)		
Caratteristiche dello scarico							
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Tipologia	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH (°C)
CTE2/A	3	n.p.	AR - MN - AD	Continua	ca. 7.000	n.p.	T: n.d. pH = 8
CTE2/B	3	n.p.	MN	Discontinua	ca. 6.650	n.p.	
CHIARI 2	7	n.p.	AI - AD	Continua	n.p.	Acque domestiche a vasca ad ossidazione totale	
40-S-030-B	1, 2, 4	n.p.	MN - AD	Continua	ca. 12.000	Acque domestiche a vasca ad ossidazione totale Sistema raccolta acque di prima pioggia	
40-S-034-B	1, 2, 4	n.p.	MN - AD	Continua	ca. 25.000	Acque domestiche a vasca ad ossidazione totale Sistema raccolta acque di prima pioggia	

Il Gestore, per il calcolo delle emissioni alla capacità produttiva, ha ipotizzato di esercire gli impianti di chiarificazione e demineralizzazione delle acque alla loro capacità massima di produzione. I valori dei flussi di massa relativi ai vari inquinanti sono stati stimati partendo dai dati storici disponibili per gli impianti esistenti e dall'ipotetico aumento degli scarichi idrici. Per gli scarichi parziali 40-S-030-B, 40-S-034-B e 40-S-020-P relativi alla nuova Centrale a Cicli Combinati, il Gestore ha fornito i risultati delle analisi ai pozzetti nella documentazione trasmessa nell'aprile 2010.



Tabella 13. Emissioni in acqua MCP scarichi parziali esistenti in Fogna acque oleose (SF1)

Parametro	u.m.	Risultato	U (+/-)	Metodo di Prova
pH	-	8,21	0,246	APAT CNR IRSA 2080 Man 29 2003
COD	mg/L	12,0	1,2	LAFE 208 Ed1 Rev0 (2004)
Solidi sospesi totali	mg/L	7,0	0,9	APAT CNR IRSA 2090 B Man 29 2003
Cloruri	mg/L	95,2	4,76	EPA 300.1 Rev.1 1997 Met. A
Cloro libero	mg/L	<0,05		APAT CNR IRSA 4060 Man 29 2003
Fosforo totale	mg/L	0,284	0,0395	APAT CNR IRSA 4110 A2 Man 29 2003
Azoto Ammoniacale (come ione Ammonio)	mg/L	0,186	0,0186	LAFE 210 Ed1 Rev0 (2004)
Azoto Nitrico (come N)	mg/L	5,72	0,858	EPA 300.1 Rev.1 1997 Met. A
Grassi ed oli animali e vegetali	mg/L	1,7	0,19	APAT CNR IRSA 5150 A1 Man 29 2003
Tensioattivi totali	mg/L	<1,0		LAFE 208 Ed1 Rev0 (2004)
Alluminio	mg/L	0,14	0,014	EPA 3015A 1998 + EPA 6010C 2000
Ferro	mg/L	0,69	0,069	EPA 3010A 1992 + EPA 6010C 2000
Zinco	mg/L	<0,050		EPA 3015A 1998 + EPA 6010C 2000
Rame	mg/L	<0,050		EPA 3015A 1992 + EPA 6010C 2000
Piombo	mg/L	<0,050		EPA 3010A 1992 + EPA 6010C 2000
Vanadio	mg/L	<0,050		EPA 3015A 1998 + EPA 6010C 2000

Nota: Campionamento del 16 dicembre 2009.

Tabella 14. Emissioni in acqua MCP scarichi parziali esistenti in Fogna acque bianche (SF6-SF8)

Parametro	UM	Risultato ± IM
pH	Unità pH	8,11 ± 0,16
COD (come O2)	mg/L	24,0
Solidi sospesi totali	mg/L	5 ± 0,98
Tensioattivi Totali	mg/L	<1,0
Tensioattivi non ionici(PPAS)	mg/L	<0,2
Tensioattivi Anionici(MBAS)	mg/L	0,282
Tensioattivi Cationici	mg/L	0,205
Grassi e oli animali e vegetali	mg/L	4,9 ± 0,39
Cloro attivo libero	mg/L	<0,05
Cloruri	mg/L	226 ± 37
Azoto Nitrico (come N)	mg/L	14,7 ± 2,3
Azoto Ammoniacale (come ione Ammonio)	mg/L	<0,1
Fosforo totale (come P)	mg/L	1,06 ± 0,13
Alluminio	mg/L	0,1 ± 0,014
Ferro	mg/L	1,45 ± 0,22
Piombo	mg/L	< 0,050
Rame	mg/L	< 0,050
Vanadio	mg/L	< 0,050
Zinco	mg/L	0,057 ± 0,0094

Nota: Campionamento istantaneo del 2 marzo 2010.

Il Gestore effettua il monitoraggio degli scarichi parziali che collettano le acque provenienti dalle aree di sua pertinenza. Queste analisi, secondo il gestore, sono le uniche utilizzabili per una valutazione delle emissioni in acqua, in quanto negli scarichi finali SF6 ed SF8 sono convogliati, anche i reflui provenienti dalle altre realtà produttive coinsediate nello Stabilimento Multisocietario di Ferrara.



Dai monitoraggi risulta che le emissioni verso la matrice acqua sono estremamente limitate, in particolare le emissioni delle sostanze definite "pertinenti" nell'Allegato 3 del D.Lgs. 59/05 sono trascurabili.

Inoltre, con riferimento alle sostanze per le quali il D. Lgs. 152/06, Allegato 1 alla Parte III, che definisce degli Standard di qualità per le acque superficiali, dalle analisi dei reflui emessi dagli scarichi parziali le quantità emesse sono sempre al di sotto del limite di rilevabilità del metodo analitico considerato.³

4.9 Emissioni in aria

4.9.1 Emissioni convogliate in aria

Le principali fonti di emissione in atmosfera sono costituite dai camini associati a Cicli Turbogas ed alla sezione CTE2. Il Gestore dichiara che le emissioni in atmosfera, generate dalla combustione del gas naturale, sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NOx) e dal monossido di carbonio (CO). I dati dichiarati dal Gestore sui camini della centrale sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 15. Emissioni convogliate in atmosfera alla MCP

Camino	Altezza dal suolo [m]	Area sezione di uscita [m ²]	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Monit. in contin.	Portata [Nm ³ /h]	NOx			CO			%O ₂
						Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [kg/anno]	Conc. limite [mg/Nm ³]	Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [kg/anno]	Conc. limite [mg/Nm ³]	
E1	85	8,03	CTE2	si	240.000	72 ⁽⁴⁾	3.744 ⁽⁵⁾	300 ⁽¹⁾	60,12 ⁽⁴⁾	3.126 ⁽⁵⁾	250 ⁽¹⁾	3
E2	60	37,73	Ciclo Combinato1	si	2.180.000	109,08 ⁽⁴⁾	n.p. ⁽⁷⁾	50 ⁽²⁾	65,52 ⁽⁴⁾	524.160 ⁽⁶⁾	30 ^(1.2)	15%
						87,2 ⁽⁴⁾	n.p. ⁽⁸⁾	40 ⁽³⁾				
E3	60	37,73	Ciclo Combinato2	si	2.180.000	109,08 ⁽⁴⁾	n.p. ⁽⁷⁾	50 ⁽²⁾	65,52 ⁽⁴⁾	524.160 ⁽⁶⁾	30 ^(1.2)	15%
						87,2 ⁽⁴⁾	n.p. ⁽⁸⁾	40 ⁽³⁾				

1 – Limite fissato dal D. Lgs. 152/06, Allegato II alla Parte V, Parte II Sezione IV, al 3% di O₂;

2 – Riferimento Decreto MAP 015/2002, al 15% O₂;

3 – Riferimento ad Accordo Volontario di programma – media giornaliera;

4 – Calcolata moltiplicando la portata fumi per la concentrazione limite dell'inquinante nei fumi;

5 – Calcolata moltiplicando il flusso di massa orario per le 52 ore di funzionamento autorizzate per la CTE2 come riserva fredda;

6 – Calcolata moltiplicando il flusso di massa orario per le 8.000 ore di funzionamento previste;

7 – Il limite al flusso di massa di ossidi d'azoto come prescritto da DEC VIA 7581 del 3 Settembre 2002 è pari a 1.085 t/anno, comprende le emissioni relative alle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.

8 – Il limite al flusso di massa di ossidi d'azoto come da Accordo Volontario del 22 Gennaio 2009 tra SEF S.r.l., Comune di Ferrara, Provincia di Ferrara e Regione Emilia Romagna, è pari a 980 t/anno e comprende le emissioni relative alle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.

Il Gestore dichiara che i parametri monitorati in continuo nei camini della Centrale sono i seguenti:

- Camino E1: Temperatura, % O₂, NOx, CO, Polveri, SO₂;
- Camini E2 ed E3: Temperatura, % O₂, NOx, CO.

Il Gestore ha effettuato delle simulazioni per valutare gli effetti delle emissioni in atmosfera della Centrale a Ciclo Combinato di Ferrara sulla qualità dell'aria locale, per l'assetto per il quale la società SEF S.r.l. richiede l'autorizzazione ambientale integrata.

Le valutazioni sono state condotte simulando, in particolare, le condizioni più gravose tecnicamente possibili, in termini di ore di funzionamento e di carico emissivo dei singoli gruppi.

Le simulazioni hanno evidenziato, per l'assetto impiantistico oggetto della richiesta di autorizzazione, il rispetto delle soglie fissate dalla normativa nazionale sulla qualità dell'aria.⁴

4.9.2 Emissioni non convogliate in aria

Il Gestore dichiara che non sono presenti sorgenti di Emissioni Diffuse o Fugitive.

³ Cfr. Scheda D – Allegato D.7.

⁴ Cfr. Scheda D – Allegato D.6.



4.10 Rifiuti

Il Gestore dichiara che i principali rifiuti prodotti dall'esercizio della Centrale sono costituiti da materiali legati all'attività di esercizio e manutenzione della Centrale, quali contenitori, oli esausti provenienti da motori, trasmissioni ed ingranaggi, acqua ed oli provenienti da altre fonti, ferro e acciaio, ecc.

Il Gestore dichiara che, essendo la Centrale attualmente in fase di test, e mancando pertanto un periodo storico di riferimento non esiste un bilancio consolidato delle reali quantità e qualità di rifiuti prodotti.

Tabella 16. Produzione rifiuti alla MCP

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (t)	Fase/Attività di provenienza	N° area	Stoccaggio	
						Modalità	Destinazione
06.13.02*	Carbone attivo esaurito	Solido	n.p.	Nessuna in particolare	AR1-c1	Big bags	D9
07.02.80	Rifiuti solidi da impianti e servizi	Solido	2.000 kg (S)	Nessuna in particolare		Alle rinfusa	D14
10.03.05	Rifiuti di Allumina	Solido	7.000 kg (S)	5 - 7	AR1-c2/3	Big Bags	D9
12.01.16*	Materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	Fangoso	n.p.	Manutenzione	AR1-c1	Alle rinfusa	D9
13.02.08*	oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	Liquido	n.p.	Manutenzione	AR1-c1	Fusti	R13
13.05.07*	Acque oleose prodotte dalla separazione olio/acqua	Liquido	30.000 kg (S)	Nessuna in particolare	AR1-c1	n.p.	D9
15.01.06	Imballaggi in materiali metalli	Solido	7.000 kg (S)	Nessuna in particolare		Alle rinfuse	R13
15.02.02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido	2.000 kg (S)	Manutenzione	AR1-c1 ARC	Big bags	D14 - D9
15.02.03	Filtri impianti di condizionamento, Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio), stracci e indumenti protettivi diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02*	Solido	3.000 kg (S)	Manutenzione	AR1-c2/3	Big bags	D14
16.02.14	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso non pericolose	Solido	n.p.	Manutenzione	AR1-c2/3	Alle rinfuse	R13
16.06.01*	Accumulatori al Pb	Solido	n.p.	Nessuna in particolare	AR1-c1	In appositi contenitori	R13
16.06.02*	Batterie Ni-Cd	Solido	n.p.	Nessuna in particolare	AR1-c1	In appositi contenitori	R13
16.07.08*	Rifiuti contenenti oli provenienti dalla pulizia dei serbatoi	Fangoso /Liquido/ Solido	30.000 kg (S)	Manutenzione	AR1-c1	n.p.	D9
16.07.09*	Rifiuti contenenti altre sostanze pericolose provenienti dalla pulizia dei serbatoi di stoccaggio	Fangoso /Liquido/ Solido		Manutenzione	AR1-c1	n.p.	D9
16.10.02	Soluzioni acquose di scarto diverse da quelle di cui alla voce 16.10.01	Liquido	n.p.	Nessuna in particolare	AR1-c2/3	n.p.	D9
16.11.06*	Rivestimenti e materiali refrattari contenenti sostanze pericolose	Solido	300 kg (S)	3	AR1-c1	Big bags	
17.02.03	Plastica	Solido	n.p.	Nessuna in particolare		Alle rinfuse	D15
17.02.04*	Vetro, plastica, legno contenenti e/o contaminati da sostanze pericolose	Solido	1000 kg (S)	Nessuna in particolare	AR1-c1	Big bags	D14 - D5
17.04.05	Rottami metallici (ferro e acciaio)	Solido	10.000 kg (S)	Manutenzione	AR1-c2/3	Alle rinfuse	R13
17.04.11	Cavi elettrici	Solido	10.000 kg (S)	Manutenzione	AR1-c2/3	Alle rinfuse	R13
19.09.02	Fanghi da chiarificazione acque	Fangoso	2.000.000 kg (S)	5 - 7	DEM12	Cassoni scorrevoli	R13, D9
19.09.06	Resine da scambio ionico esauste	Solido	10.000 kg (S)	6 - 8	AR1-c2/3	Big bags	D9
20.03.04	Fanghi delle fosse settone	Liquido	n.p.	Nessuna in particolare	AR1-c2/3	Alle rinfuse	D9
20.01.21*	Tubi fluorescenti	Solido	n.p.	Nessuna in particolare	AR4-4-4	In appositi contenitori	O15

Sulla base dell'esperienza maturata dal Gestore su centrali analoghe, è prevista la produzione delle seguenti tipologie di rifiuti:

- Carboni attivi esauriti;
- Rifiuti urbani;
- Imballaggi in carta e cartone;
- Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze;
- Imballaggi metallici;
- Imballaggi multimateriale;
- Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi;
- Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose;
- Imballaggi in plastica;



- Rifiuti di legna;
- Fanghi da chiarificazione acque;
- Resine da scambio ionico esauste.

Il Gestore dichiara che l'elenco di tipologie di rifiuti è da considerarsi non esaustivo e che le reali tipologie di rifiuti prodotti ed i quantitativi stimati potranno essere verificati solo dopo un congruo periodo di esercizio.

Il Gestore non possiede autorizzazioni relative ai rifiuti. Tutti i rifiuti prodotti all'interno della Centrale sono gestiti in regime di "deposito temporaneo", in attesa di conferimento in idoneo impianto⁵.

4.10.1 Aree di stoccaggio rifiuti

Il Gestore dichiara che all'interno del sito produttivo è in corso di progettazione la struttura che sarà dedicata allo stoccaggio temporaneo dei rifiuti relativi agli impianti a ciclo combinato⁶.

Tabella 17. Aree di stoccaggio rifiuti

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	AR1-c1	n.p. (1)	ca. 800 m ²	Area impermeabilizzata, recintata e dotata di bacino di contenimento	Rifiuti pericolosi
2	AR1-c2	n.p. (1)	ca. 800 m ²	Area impermeabilizzata, recintata e dotata di bacino di contenimento	Rifiuti non pericolosi
3	AR2 (CTE2)	12 m ³	4 m ²	N°2 cassonetti metallici per rifiuti da 6m ³	materiali assorbenti, stracci materiali plastici, legno, vetro contaminati da sostanze pericolose
4	AR4 (CTE2)	7m ³	10 m ²	Cassonetto da 1 m ³	Tubi neon
				Cassonetto da 3 m ³	Carta
				Cassonetto da 3 m ³	RSU
5	AR5 (CTE2)	400m ³	600 m ²	Area non più prevista, sostituita da AR-1c e AR1-c2	

4.11 Rumore e vibrazioni

Il Gestore dichiara che presso la Centrale di Ferrara le sorgenti più significative di rumore sono costituite dalle apparecchiature presenti nelle unità di generazione e nelle torri di raffreddamento, quali pompe, compressori, turbine, alternatori e ventilatori.

Il Gestore ha condotto i rilievi acustici ante-operam nel giugno 2008 ed ha fornito i risultati con la documentazione trasmessa nell'aprile 2010.

⁵ Cfr. Scheda B – Tabella B.12.

⁶ Cfr. Allegato B.18 – pag. 23.



I risultati riguardano la caratterizzazione del clima acustico ante-operam nella zona dei ricettori residenziali situati nel vicino quartiere Barco. Il monitoraggio è stato effettuato durante il periodo transitorio compreso tra la conclusione delle attività di cantiere e prima dell'entrata in funzione dell'impianto, come specificato nel decreto di VIA del Ministero dell'Ambiente n. 7581 del 3-9-2002.

Le misurazioni, finalizzate alla caratterizzazione del clima acustico ante-operam nei ricettori del quartiere Barco, hanno previsto anche monitoraggi di lungo periodo all'interno e all'esterno dell'area dell'impianto allo scopo di controllare che la sporadica attività del cantiere e il funzionamento degli impianti di pertinenza della centrale, non compromettessero la validità del monitoraggio.

Sono stati rilevati i valori dei livelli giornalieri rilevati in quattro postazioni di lungo periodo, sia nel periodo diurno che nel periodo notturno.

4.12 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Il Gestore dichiara che non vi sono potenziali impatti sulle matrici suolo, sottosuolo ed acque sotterranee dovute alla Centrale.⁷

4.13 Odori

Il Gestore dichiara che non vi sono nell'area della Centrale sorgenti note di odori, né vi sono state segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto⁸.

4.14 Altre tipologie di inquinamento

4.14.1 Radiazioni elettromagnetiche

La produzione di energia elettrica e la relativa trasformazione e distribuzione comportano la generazione di campi elettromagnetici.

L'allacciamento alla sottostazione elettrica TERNA posta al di fuori dello Stabilimento Multisocietario, avviene tramite cavidotto ad alta tensione (380 kV) interrato a due metri di profondità. Il Gestore dichiara che, dalla valutazione effettuata nello studio d'impatto ambientale, la condizione di esposizione della popolazione non risulta significativamente variata rispetto alla situazione ante-operam, mentre per quanto riguarda l'esposizione del personale addetto è stata effettuata la misura dell'induzione magnetica nella sala controllo, ovvero il punto dove si ha il maggior stazionamento del personale, non rilevando mai valori di induzione magnetica superiori a 2 µT.

4.14.2 Amianto

Il Gestore dichiara che nello stabilimento, in ottemperanza alle normative vigenti, sono effettuate tutte le attività volte ad evitare che il deterioramento dei materiali contenenti amianto presenti al suo interno determini condizioni di pericolo per i lavoratori. A tale scopo il Gestore ha proceduto a:

- censire tutti i materiali contenenti amianto (m.c.a.) presenti in stabilimento;
- verificare periodicamente il loro stato di conservazione;
- programmare gli interventi di rimozione e/o messa in sicurezza dei m.c.a. in funzione del loro stato di conservazione;
- aggiornare, con cadenza almeno annuale, il censimento completo dello stato di conservazione e delle quantità effettive o stimate;
- valutare il rischio per i lavoratori nelle aree con presenza di m.c.a.;
- definire le modalità degli interventi manutentivi su apparecchi e linee con presenza di m.c.a.

Il Gestore ha effettuato, nel 2008, un nuovo censimento dei materiali contenenti amianto, completo di stato di conservazione, valutazione del rischio per i lavoratori e documentazione fotografica. Sono inoltre state censite tutte le tipologie di materiale coibente presente nella Centrale, comprese le fibre ceramiche. Tale censimento costituisce, secondo il Gestore, il "punto zero" per tutte le valutazioni, interventi ed aggiornamenti futuri.

Il Gestore dichiara che il "controllo periodico routinario" ha cadenza annuale. La verifica avviene mediante:

⁷ Cfr. Scheda B – Tabella B.17.

⁸ Cfr. Scheda B – Tabella B.15.



- ispezione visiva da inserire nelle attività routinarie di reparto;
- aggiornamento del censimento generale mediante la “Scheda aggiornamento censimento e stato di conservazione dei materiali contenenti amianto”.

Qualora dalle attività di controllo routinarie o straordinarie dovessero emergere possibili danneggiamenti dei m.c.a., il Responsabile di Reparto interessato procede:

- all’emissione di un Ordine di Lavoro per la messa in sicurezza in emergenza o la rimozione dei m.c.a. danneggiati;
- alla pianificazione o aggiornamento del programma degli interventi di bonifica;
- alla definizione, in relazione alla possibile presenza di personale nell’area interessata, di un eventuale programma di monitoraggio ambientale per l’analisi delle fibre libere ed il loro conteggio.

Il Gestore ha definito un “Piano di Bonifica Amianto” che prevede interventi di rimozione dei m.c.a. in funzione delle loro caratteristiche e stato di conservazione. I controlli periodici possono determinare la necessità di aggiornamento del piano sia in termini di priorità che in termini di incremento delle previsioni di budget.

Tutti gli interventi di bonifica su m.c.a. sono affidati a ditte specializzate ed autorizzate che eseguono i lavori nel rispetto della normativa vigente. Tra gli obblighi della ditta incaricata specialistica vi è la predisposizione di un “piano di lavoro” che deve essere approvato dall’ASL prima dell’inizio dei lavori. Il “piano di lavoro” descrive le misure da adottare per:

- la protezione dei lavoratori adibiti all’intervento di bonifica;
- l’allestimento ed il collaudo del cantiere;
- l’area di decontaminazione;
- le tecniche di rimozione;
- l’imballaggio e l’etichettatura dei rifiuti contenenti amianto;
- le modalità di allontanamento dei rifiuti dall’area di lavoro;
- le tecniche di incapsulamento;
- la decontaminazione del cantiere;
- la protezione delle zone esterne all’area di lavoro.

I metodi di bonifica applicabili sono i seguenti:

- Rimozione: eliminazione totale del m.c.a.
- Incapsulamento: trattamento dell’amianto con prodotti penetranti o ricoprenti che, secondo il tipo di prodotto usato, tendono ad inglobare le fibre di amianto, a ripristinare l’aderenza al supporto o a costituire una pellicola di protezione sulla superficie esposta. Il trattamento si effettua con attrezzature idonee che evitino la liberazione di fibre nell’ambiente e consentano il recupero ed il trattamento delle acque di lavaggio. I m.c.a. che hanno subito tale trattamento richiedono controlli periodici ed interventi di normale manutenzione per conservare l’efficacia e l’integrità del trattamento.
- Confinamento: installazione di una barriera a tenuta che separi l’amianto dalle aree occupate dell’edificio; se non è associato ad un trattamento incapsulante, il rilascio di fibre continua all’interno del confinamento. La barriera installata va periodicamente verificata e sottoposta a manutenzione per mantenerne invariata l’efficacia.

Lo smaltimento dei rifiuti contenenti amianto di risulta è subordinato al parere favorevole di ARPA.

Lo smaltimento dei rifiuti contenenti amianto avviene a cura del Responsabile di Reparto interessato una volta ottenuto il nulla osta da ARPA. La ditta incaricata specialistica esegue ogni fase del lavoro in conformità alle disposizioni delle norme vigenti, provvedendo a confezionare ed etichettare adeguatamente i materiali rimossi e a trasportarli nel deposito temporaneo del Reparto interessato.

4.14.3 PCB

Il Gestore dichiara che la Centrale di Ferrara è esente da PCB in tutti i suoi impianti ad esclusione della Stazione S1 acquistata recentemente.

In tale stazione sono presenti 6 trasformatori, di cui uno contenente 300 kg di olio con una concentrazione di PCB superiore a 50 ppm. Il Gestore dichiara che, come da accordi contrattuali contratti con il soggetto che possedeva precedentemente la sottostazione, la società Terna s.p.a. ha provveduto allo smaltimento nel 2009 come da programma.



4.15 Transitori e malfunzionamenti

Il Gestore dichiara che gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze dipendenti dalle richieste del mercato elettrico e dalla pianificazione degli interventi di manutenzione programmata.

L'unità di Generazione sarà oggetto di manutenzioni programmate secondo calendari elaborati dai costruttori delle apparecchiature. Le manutenzioni saranno di entità e frequenza diverse.

Per il ciclo combinato è prevista la seguente manutenzione:

- Minor Inspection, da effettuare circa ogni 8.000 ore equivalenti di funzionamento, e comporta la fermata della Turbina per 5 giorni;
- Major Inspection, da effettuare circa ogni 25.000 ore equivalenti di funzionamento e comporta la fermata della Turbina per 45 giorni.

La frequenza di avvio e fermata dei gruppi dipende dalla modalità con la quale saranno eserciti.

L'esercizio tipico è quello continuo o con fermate opportunistiche. E' possibile anche un esercizio che preveda brevi periodi di fermata nel fine settimana.

Nel caso di un funzionamento in marcia continua si possono ipotizzare 4 o 5 avviamenti e fermate all'anno in relazione ai periodi di fermata programmata e ad eventuali disservizi.

Nel caso di un servizio con fermate opportunistiche si possono prevedere fermate nei fine settimana ad oggi stimate in circa 50-60 avviamenti e fermate l'anno.

Riguardo ai malfunzionamenti è stata eseguita un'analisi di rischio, con identificazione dei pericoli, delle conseguenze e delle misure di controllo e prevenzione⁹. In tale studio non sono stati considerati gli scenari associati ai cosiddetti "effetti d'area".

5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

5.1 Introduzione

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 l'articolo 7 delle norme di PTPR ha valenza di Piano Paesistico 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);

⁹ Cfr. Scheda D – Allegato D.11.



- 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 esistenti (D21);
- a sud, all'incrocio tra via Eridano e via E. Michelini, insediamenti terziari integrati (D11) e, lungo via E. Nichelini, comparti produttivi da ristrutturare (D4);
- ad ovest, tra via G. Marconi e la strada statale Adriatica n° 16, un'ex 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) e 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 (CI) e in prossimità della linea ferroviaria per Padova sono previste strutture sportive e di spettacolo (F3).

5.2 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 di Ferrara 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 (PTRQA) della Provincia di Ferrara è stato approvato con DCP 12391/2008. Dalla Relazione e dalle Norme tecniche di Piano, si evince che nel contesto del territorio provinciale di Ferrara le criticità maggiori sono legate alle concentrazioni in aria di biossido di azoto, PM₁₀ ed ozono e su questi inquinanti si è focalizzata l'attenzione del Piano.

A livello provinciale, in primo luogo, si osservano due situazioni critiche modulate in modo determinante dalle condizioni meteorologiche: i) l'aumento del PM₁₀ nei mesi freddi (fra novembre e marzo) e ii) quello di O₃ nei mesi caldi (più o meno da maggio a settembre). In entrambi i fenomeni, l'inquinamento di tipo secondario ha rilievo preminente: la quota di PM originate principalmente dalla trasformazione di NO_x e di SO₂ appare superare di gran lunga quella del PM primario, mentre l'ozono è tutto secondario.

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

Nel 2004, a livello provinciale, la maggior criticità è stata rilevata per gli inquinanti NO_x e particolato sospeso, con un contributo preponderante a carico del macrosettore industria (elaborazione ARPA-FE):

Tabella 18. Quantitativi di inquinanti emessi, 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



A scala provinciale, il Macrosettore Industria emette inquinanti in modo preponderante rispetto alle altri fonti emissive:

Tabella 19. Quantitativi di inquinanti emessi dal settore Industria in Provincia di Ferrara, anno 2004

Inquinante	Industria [t/anno]	Totale [t/anno]	Riduzione secondo previsioni di Piano al 2012 [% rispetto al totale]
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%

Relativamente al 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 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 maggiori responsabili delle emissioni di particolato, ossidi di azoto ed ossidi di zolfo; tali impianti sono concentrati prevalentemente nel polo chimico di Ferrara.

Nel 2008 nel territorio comunale è stata confermata la criticità per il PM₁₀. La Relazione annuale di Arpa registra: *“Se si considera il numero dei superamenti del valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana, fissato a 50 µg/m³, è evidente una situazione decisamente critica e relativamente stabile, con un numero di superamenti registrati superiori al doppio del consentito, che consiste in 35 giorni/anno. Rispetto all'anno precedente, nel 2008 si è registrata una riduzione del numero di superamenti, soprattutto nei mesi di febbraio e marzo e inoltre, per quanto riguarda i mesi di novembre e dicembre, i superamenti che si sono verificati sono stati meno “consistenti” in termini di concentrazione registrata rispetto all'anno precedente.”*

Da stessa relazione osserva peraltro il consistente calo delle concentrazioni di PM₁₀ durante il sabato e la domenica rispetto al resto della settimana, evidenziando il pesante ruolo del traffico.

Per quanto riguarda gli NO_x, la Relazione annuale di Arpa registra: *“il confronto con i limiti di legge annuali indica che, nel 2008, per tutte le stazioni vi è il rispetto del valore limite annuale per la protezione della salute umana comprensivo del margine di tolleranza (pari a 44 µg/Nm³ per il 2008), mentre il limite di 40 µg/Nm³ previsto per il 2010 non è rispettato in tutte le stazioni.*

Una previsione del trend futuro per le stazioni di Ferrara, stimato in base agli andamenti degli ultimi anni, porta a medie annuali in lieve riduzione, che complessivamente sono attestate su valori intorno al limite di protezione della salute previsto per il 2010.”

Il Piano di Risanamento è rivolto a circa 50 aziende industriali del territorio provinciale, che rappresentano circa l'80% delle emissioni di NO_x e PM₁₀ e sono sottoposte ad 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.

I tempi di adeguamento prevedono una prima fase al 2007, con la prima scadenza AIA, e al 2012 l'adeguamento finale ai limiti di riduzione.

La Provincia di Ferrara - Servizio Risorse Idriche e Tutela Ambientale nel 2006, ha effettuato un confronto tra lo scenario con CTE1 e CTE2 in funzione (attuale) e quello futuro con le due turbogas in esercizio. Le conclusioni sono di seguito riportate:

- nello scenario attuale le emissioni effettive di NO_x e SO_x sono sensibilmente inferiori a quelle autorizzate,



- le emissioni effettive attuali di NOx (820 t/a) sono inferiori a quelle autorizzate della Turbogas + altre unità (1085 t/a),
- le emissioni effettive attuali di SOx (1561 t/a) saranno eliminate con l'entrata in esercizio della Turbogas
- la produzione attuale di PM secondarie, (1436 t/a), tutte assimilate alla frazione PM_{2,5}, è superiore a quella attesa con l'entrata in esercizio della Turbogas (868 t/a),
- le PM primarie, in entrambi gli scenari, risultano inferiori al 10% delle secondarie, se stimate, di circa il 0,4% se riferite a quelle misurate in impianti turbogas in esercizio.

5.3 Acque

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Emilia Romagna, approvato nel dicembre 2005, individua 9 ATO provinciali, suddivisi per le quattro Autorità di Bacino in cui è suddiviso il territorio regionale.

Il Piano propone 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 invece che da falda;
- riduzione dei fabbisogni industriali, e dunque dei prelievi, del 10% nel 2008 e del 19% nel 2016 rispetto all'attuale.

Il Fiume Po alla stazione Pontelagoscuo 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.

5.4 Suolo sottosuolo e acque sotterranee

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.

I vincoli di tipo idrogeologico si limitano all'inserimento del Polo Chimico nella cosiddetta fascia C, così come indicata nel 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 indicata nello PSFF e nel PAI è:

Comune	Superficie Comunale	Fascia B (PAI)	Esondazione pianura (km ²)	Rischio Totale
Ferrara	404,4	11,2	27,6	Classe I

La classe di rischio I 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.

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 previste per la 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 dovevano 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 prevista l'elaborazione di un nuovo progetto di bonifica.

Il Progetto operativo di bonifica presentato dalle società insediate nello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara inerente la bonifica della falda confinata è stato approvato dal Comune di Ferrara – Settore del Territorio Servizio Ambiente, prot. 25040/09 del 9 ottobre 2009, autorizzando l'esecuzione del relativo intervento.

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

5.5 Rumore e vibrazioni

Il Comune di Ferrara ha approvato una zonizzazione acustica strutturale ai sensi della Legge 447/95 con Delibera di Consiglio Comunale Prot. n. 21901 del 16/04/2009.

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 che per quello notturno.

5.6 Aree di protezione e vincolo

Il Polo petrolchimico di Ferrara è parzialmente interessato da alcune fasce di rispetto fluviale, presenti in prossimità del Canale Cittadino, a sud del confine di stabilimento, del Canal Bianco, posto a est dello stesso, e del Canal Boicelli, ad est. Questi vincoli, tuttavia, non interessano né i nuovi turbogas, né la CTE2, con le relative unità DEMI 2 e CHIARI 2, né l'area decompressione gas.

Le zone boscate, così come definite dall'art. 142 comma 1 lettera g) del D. Lgs 42/04 e s.m.i., si ritrovano per lo più in prossimità del fiume Po, a circa 2 km a nord del Polo industriale di Ferrara, e quindi al di fuori dell'Area di Studio.

Sono presenti inoltre diversi filari e siepi d'interesse paesaggistico, assoggettati a tutela ai fini del loro mantenimento e ripristino, così come indicato negli strumenti di pianificazione locale, mentre i numerosi alberi monumentali presenti ricadono tutti al di fuori dell'area di 500 m considerata.

Anche le bellezze individue e panoramiche, definite rispettivamente dall'art. 136 comma 1 lettera a) e b) e dall'art. 136 comma 1 lettera c) e d) del D.Lgs. 42/04 e s.m.i., numerosi all'interno del comune di Ferrara, non rientrano nell'Area di Studio.



All'interno dell'Area di Studio, inoltre, non ricadono nemmeno aree umide, aree SIC (Siti d'Importanza Comunitaria) e ZPS (Zone di Protezione Speciale), parchi od aree protette, essendo questi tutti a qualche chilometro dal sito.

Vista la relativa vicinanza si segnala comunque la presenza:

- del parco urbano Bassani, per il quale il PTCP della Provincia di Ferrara prevede un progetto di tutela, recupero e valorizzazione dei relativi caratteri ambientali e paesaggistici, ubicato a circa 0,8 km a nord est del confine di stabilimento;
- del SIC – ZPS IT4060016 “Fiume Po da Stellata a Mesola e Cavo Napoleonico”, a circa 1,4 km a nord del Polo petrolchimico;
- del SIC IT3270017 “Delta del Po: Tratto Terminale e Delta Veneto”, a circa 1,5 km a nord del Polo industriale.

Infine, per quanto riguarda i beni storico – architettonici ed archeologici così come definiti dall'art. 10 del D. Lgs. 42/04 e s.m.i., questi si ritrovano per lo più nel centro storico del comune di Ferrara, ad una distanza di circa 1,2 km a sud-est del Polo petrolchimico. A tal proposito si ricorda che la città di Ferrara, per gran parte del suo territorio, è stata riconosciuta come “Patrimonio dell'Umanità” dall'UNESCO, in quanto di *“eccezionale valore, essendo città rinascimentale progettata in modo unico, che ha mantenuto la struttura urbana virtualmente intatta e ha influito in modo eccezionale sulla cultura del Rinascimento e sul paesaggio naturale”*.

Si precisa tuttavia che il confine di dette aree dista circa 0,9 km a est del confine del Polo industriale.

Nell'Area di Studio (corrispondente all'area di raggio di 500 metri dal perimetro dell'impianto) ricadono unicamente le fasce di rispetto relative alle linee elettriche AT che attraversano il sito e, marginalmente, ad un gasdotto sul lato sud ovest del confine.

A circa 300 m a nord del confine di impianto, inoltre, è presente una fascia di rispetto cimiteriale.

6 ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC

6.1 Introduzione

L'analisi è stata fatta sulla base della documentazione presentata dal Gestore, in particolare la scheda D.3.1 ed i relativi allegati, ed andando a verificare, ove possibile, i criteri generali adottati dal Gestore stesso.

I principali documenti di riferimento analizzati sono:

- LG Nazionali per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW (riportate in Allegato al D.M. 01/10/2008, pubblicato in G.U. del 3/3/2009);
- BRef sui Grandi Impianti di Combustione (Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels, Luglio 2006);
- BRef sui Sistemi di Raffreddamento (Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, Dicembre 2001);
- LG Nazionali in Materia di Sistemi di Monitoraggio (pubblicate in Allegato II al D.M. 31/01/2005);
- BRef sull'Efficienza Energetica (Reference Document on Energy Efficiency Techniques, Marzo 2008).

Il confronto è stato sviluppato dal Gestore in maniera specifica per ogni tecnica proposta evidenziando il grado di applicazione e le relative motivazioni tecniche.

È analizzato sotto il grado di adozione delle MTD nella configurazione oggetto di autorizzazione. Le MTD sono raggruppate secondo lo schema adottato dalla LG citata e suddivise poi tra quelle applicate (con prestazioni allineate con quanto specificato nelle LG) quelle in corso di applicazione o parzialmente applicate, quelle applicate ma per le quali le informazioni disponibili non consentono una valutazione delle prestazioni, ed infine quelle non applicate (indicando eventualmente i casi di non applicabilità). Sono state escluse le MTD relative a processi non presenti nello stabilimento.



6.2 Sistemi di gestione ambientale

<i>"Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels", Luglio 2006</i>		
MTD: Sistema di Gestione Ambientale Paragrafo 3.15.1 pag 157	Disposizione: E' BAT implementare un sistema di gestione ambientale che incorpori, come adatto alla circostanze individuali, le seguenti caratteristiche: - Definizione di una politica ambientale; - Pianificazione e definizione delle procedure necessarie; - Implementazione di procedure, prestando particolare attenzione a: o Struttura e responsabilità o Addestramento, consapevolezza e competenza o Comunicazione o Coinvolgimento dei lavoratori o Documentazione o Processo di controllo efficiente o Programma di manutenzione o Preparazione e risposta alle emergenze o Tutela del rispetto della legislazione ambientale - Controllo delle prestazioni del sistema ed adozione di azioni correttive, con particolare attenzione a: o Monitoraggio e misurazioni o Azioni correttive e preventive o Registro di manutenzioni o Audit indipendenti per verificare se il sistema di gestione ambientale sia stato correttamente implementato e mantenuto - Revisione da parte del management. Si considerano azioni complementari all'attuazione del sistema di gestione ambientale le seguenti misure: - esame e validazione del sistema da parte di ente accreditato o verificatore esterno; - preparazione di un rapporto ambientale annuale; - certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma 14001 o registrazione EMAS del sito.	Stato: Applicazione in corso Entro un anno dall'avvio commerciale della Centrale a Cicli Combinati sarà implementato un Sistema di Gestione Ambientale, certificato secondo la norma ISO14001 e registrato EMAS, in linea con quanto richiesto dal BRef di riferimento.

6.3 Uso efficiente dell'energia

<i>"LG Nazionali Impianti di Combustione con Potenza Termica di Combustione di oltre 50 MW", Marzo 2009</i>		
MTD: Rendimenti Paragrafo 4.2.4, pagina 42	Disposizione: L'aumento dell'efficienza consiste nell'ottimizzazione dell'utilizzo del combustibile con conseguente diminuzione dei gas ad effetto serra ed in particolare della CO ₂ . L'efficienza energetica elettrica è da considerare come flusso di calore (energia prodotta ai limiti di batteria dell'impianto/contenuto energetico del combustibile alimentato) e rappresenta l'efficienza dell'impianto. Per impianti a combustibile gassoso l'applicazione di turbine a gas a ciclo combinato e la cogenerazione di calore ed energia sono tecnicamente i sistemi più efficienti che portano ad un incremento dell'utilizzo del combustibile e quindi dell'efficienza. Per questo motivo, in funzione della domanda locale di calore, questa è una prima opzione MTD da considerare. L'uso di un avanzato sistema computerizzato di controllo che permetta di raggiungere	Stato: Applicata 1) I Gruppi Turbogas 1 e 2 della Centrale di Ferrara sono cogenerativi a cicli combinati. Questa soluzione tecnica garantisce un'alta efficienza energetica grazie al recupero del contenuto energetico dei gas combusti, provenienti dalla turbina a gas, tramite un generatore di vapore. Il vapore prodotto è inviato alla turbina a vapore per la produzione di un'ulteriore aliquota di energia elettrica. La Centrale è dotata di un sistema di controllo computerizzato in grado di monitorare ed intervenire in continuo sui parametri di combustione allo scopo di mantenere alta l'efficienza della



	<p>un'alta efficienza della caldaia e di incrementare le condizioni di combustione che supportano la riduzione delle emissioni sono anche considerate MTD.</p> <p>Il miglioramento dell'efficienza può essere anche ottenuto preriscaldando il gas naturale prima di fornirlo alle camere di combustione. Il range di rendimento dipende molto dalla sorgente fredda di raffreddamento del condensatore.</p> <p>1) Per impianti nuovi con turbine a gas a ciclo combinato (CCGT), dotati o no di postbruciatore, operanti in piena condensazione è possibile raggiungere con l'impiego delle MTD un'efficienza elettrica pari al 54-58%.</p> <p>2) Per impianti esistenti con caldaie alimentate a gas condensazione è possibile raggiungere con l'impiego delle MTD un'efficienza energetica pari al 38-40%.</p>	<p>combustione e allo stesso tempo minimizzare le emissioni. La Centrale raggiunge un'efficienza energetica del 56% in piena condensazione.</p> <p>La Centrale è cogenerativa e cede vapore ad utenze presenti nel sito multisocietario.</p> <p>2) Lo scopo principale della CTE2 in regime di riserva fredda sarà quello di fornire vapore per le necessità dello Stabilimento Multisocietario in caso di indisponibilità dei singoli gruppi turbogas della nuova Centrale; questo permetterà al gruppo di operare in condizioni di alta efficienza. Il rendimento exergetico della CTE2 sarà circa il 40%.</p>
<p><i>"Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems"</i> Dicembre 2001</p>		
<p>MTD: Riduzione del consumo di energia Paragrafo 4.3, pagina 125</p>	<p>Disposizione: Sono considerate BAT:</p> <p>1) Per tutti i sistemi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Efficienza energetica: applicare le corrette opzioni in caso di processi con richieste di raffreddamento variabili. - Processi con richieste di raffreddamento variabili: corretta modulazione dei flussi di aria/acqua. <p>2) Per tutti sistemi che impiegano acqua:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Circuito di raffreddamento e superficie degli scambiatori: ottimizzare il trattamento delle acque ed il trattamento superficiale delle tubazioni. <p>3) Per tutti i sistemi da passaggio singolo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mantenimento dell'efficienza di raffreddamento; evitare la ricircolazione dell'acqua calda scaricata nei fiumi, minimizzarla in estuari e siti marini. 	<p>Stato: Applicata</p> <p>1) Applicata: Il sistema di raffreddamento a circuito chiuso associato ai Cicli Turbogas è costituito da 12 celle il cui funzionamento è modulabile in funzioni delle reali necessità di raffreddamento.</p> <p>2) Applicata: Il trattamento delle superfici del circuito di raffreddamento è ottimizzato in modo da minimizzare corrosione ed incrostazioni e quindi intaccare l'efficienza dello scambio termico.</p> <p>3) Non applicabile: l'impianto di raffreddamento è a circuito chiuso.</p>

6.4 Aria

<p><i>"LG Nazionali Impianti di Combustione con Potenza Termica di Combustione di oltre 50 MW", Marzo 2009</i></p>		
<p>MTD: Emissioni di CO ed NOx Paragrafi 4.2.5, 4.26 e 6.2 rispettivamente a pagina 42, 43 e 104</p>	<p>Disposizione: In generale la riduzione delle Emissioni degli NOx è uno degli aspetti principali da considerare nella valutazione delle MTD applicabili ad un grande impianto di combustione. Livelli emissivi di NOx e CO associati alle MTD e tecnologie relative dipendono dalla tipologia di combustione utilizzata. Sono tuttavia da prediligere sistemi di abbattimento primari rispetto ai secondari. Si sottolinea come con l'utilizzo di tecniche primarie le emissioni di NOx e CO devono essere considerate correlate. Ovvero non è tecnicamente possibile avere contemporaneamente basse le emissioni di entrambi gli inquinanti. Non cioè possibile che i livelli di emissione di questi due parametri siano all'estremo inferiore dei range riportati qui di seguito.</p> <p>1) I valori emissivi che è possibile raggiungere con l'impiego delle MTD per turbine nuove, alimentate con combustibile gas naturale, a ciclo combinato (CCGT) senza o con post bruciatore sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - NOx: 20 – 50 mg/Nm³; - CO: 5 – 100 mg/Nm³. <p>I valori sono riferiti al 15% di O₂, e sono da considerarsi come media giornaliera, in condizioni standard, e con</p>	<p>Stato: Applicata per le Turbogas, Parzialmente Applicata per la CTE2</p> <p>1) Le turbine a gas installate presso la Centrale di Ferrara sono dotate di bruciatori di Dry Low NOx che garantiscono emissioni inferiori alle soglie definite nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive 015/2002, rispettivamente pari a 50 mg/Nm³ per gli NOx e 30 mg/Nm³ per il CO (valori espressi come media oraria e con ossigeno di riferimento pari a 15%). E' inoltre presente un sistema di monitoraggio in continuo di CO, NOx, O₂ e temperatura.</p> <p>2) La CTE2 rispetterà i limiti di emissione di NOx stabiliti dal D.Lgs 152/06, che per questa tipologia di caldaie sono pari a 300 mg/Nm³ per gli NOx e 250 mg/Nm³ per il CO. Il valore reale di emissione di CO sarà però allineato con quanto definito nella Linea Guida di riferimento. Il Gruppo non risulta allineato alle prestazioni raggiungibili con l'applicazione delle MTD. Per quanto</p>



	<p>l'impianto in esercizio ad un carico tipico. Per raggiungere questi livelli emissivi sono considerate alternative MTD applicabili le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'impiego di sistemi tipo SCR; - Bruciatori premiscelativi tipo Dry Low NOx. <p>Il monitoraggio delle emissioni di NOx e CO deve essere effettuato in continuo.</p> <p>2) I valori emissivi che è possibile raggiungere con l'impiego delle MTD per le caldaie esistenti alimentate con combustibile gassoso sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - NOx: 50 – 120 mg/Nm³; - CO: 30 – 100 mg/Nm³. <p>I valori sono riferiti al 3% di O₂, e sono da considerarsi come media giornaliera, in condizioni standard, e con l'impianto in esercizio ad un carico tipico.</p> <p>Per raggiungere questi livelli emissivi sono considerate alternative MTD applicabili le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'impiego di sistemi tipo SCR o SNCR; - Bruciatori tipo Dry Low NOx. 	<p>riguarda le emissioni di NOx, si osserva tuttavia come tale Gruppo opererà come riserva fredda per non più di 52 ore/anno in caso di indisponibilità dei Cicli Turbogas. Non sono quindi sostenibili i costi di adeguamento che, comunque, comporterebbero benefici ambientali limitati.</p>
<p><i>"Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels",</i> Luglio 2006</p>		
<p>MTD: Emissioni di polveri ed SO₂ Paragrafo 7.5.3, pagina 480</p>	<p>Disposizione: In generale gli impianti che utilizzano combustibile gas naturale sono caratterizzati da emissioni di polveri ed SO₂ molto basse. I valori di emissione delle polveri risultano inferiori a 5 mg/Nm³ mentre quelle dell'SO₂ risultano largamente inferiori a 10mg/Nm³ (15% di O₂) senza che sia applicata nessuna misura di contenimento o trattamento.</p>	<p>Stato: Applicata Il solo utilizzo di gas naturale come combustibile garantirà il rispetto dei livelli massimi di emissioni di SO₂ e Polveri indicati nel BRef di riferimento sia per i Gruppi turbogas che per la riserva fredda CTE2.</p>
<p><i>"Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems" Dicembre 2001</i></p>		
<p>MTD: Riduzione delle emissioni in aria Paragrafo 4.7, pagina 134</p>	<p>Disposizione: Per tutte le torri di raffreddamento: a. Criterio: Evitare che il pennacchio raggiunga il livello del terreno. Approccio BAT: emissione del pennacchio ad altezza sufficiente e con una velocità di scarico dell'aria minima b. Criterio: evitare la formazione di pennacchio. Approccio BAT: applicazione di tecniche ibride o altre tecniche di soppressione del pennacchio come il riscaldamento dell'aria. c. Criterio: impiegare materiali meno pericolosi. Approccio BAT: non è BAT l'uso di amianto o legno trattato con CCA (solfuro di rame, bicromato di potassio, pentossido di arsenico) o TBTO d. Criterio: evitare fenomeni di contaminazione dell'aria indoor. Approccio BAT: progettare e posizionare l'uscita dalla torre evitando ingresso dell'aria nel sistema di condizionamento. e. Criterio: riduzione delle perdite da trascinamento. Approccio BAT: applicazione di eliminatori di trascinamento con un perdita inferiore a 0,01% del flusso ricircolante.</p>	<p>Stato: Applicata a. Il pennacchio dalle torri di raffreddamento non raggiunge il livello del terreno. b. Nelle torri di raffreddamento dedicate ai Cicli Combinati il pennacchio è ridotto tramite riscaldamento dell'aria con l'utilizzo dell'acqua proveniente dai condensatori. c. Non sono utilizzati materiali di cui al punto c. d. Non sono presenti prese d'aria dei sistemi condizionamento in prossimità delle torri. e. Sono presenti separatori di gocce a bassa perdita da trascinamento; il trascinamento per le torri associate ai cicli combinati è inferiore a 0,005%</p>

6.5 Acqua

<p><i>"Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels",</i> Luglio 2006</p>		
<p>MTD: Inquinamento acque Paragrafo 7.5.4.1, pagina 484</p>	<p>Disposizione: Sono considerate BAT tutte le tecniche riportate in Tabella 7.4.4 del BRef (paragrafo 3.10.6):</p>	<p>Stato: Applicata 1) Applicata. Le acque potenzialmente inquinate sono inviate</p>



	<p>1) Per la rimozione delle sostanze inquinanti dalle acque reflue a monte dello scarico nell'ambiente è BAT un'appropriata combinazione dei seguenti trattamenti fisici o chimici o biochimici, che dipende sostanzialmente dalla qualità dello scarico:</p> <ul style="list-style-type: none">- Filtrazione- Correzione del pH, neutralizzazione- Coagulazione, flocculazione, precipitazione- Sedimentazione, filtrazione, flottazione.- Trattamento di dissoluzione di idrocarburi <p>Disoleatura</p> <ul style="list-style-type: none">- Trattamento biologico <p>2) Per le acque da rigenerazione dei demineralizzatori e condensati è BAT un trattamento di neutralizzazione e sedimentazione.</p> <p>3) Per le acque da elutriazione (separazione di particelle leggere da quelle pesanti in un fluido) è BAT la neutralizzazione.</p> <p>4) Per le acque di lavaggio da caldaie, turbine a gas, preriscaldatori d'aria e precipitatori.</p> <p>a) E' BAT la neutralizzazione e lo svolgimento delle operazioni in circuito chiuso, o la sostituzione con metodi di pulizia a secco dove tecnicamente possibile.</p> <p>b) Per acque a scarichi superficiali è BAT la sedimentazione o il trattamento chimico ed il riutilizzo interno.</p>	<p>all'impianto di trattamento consortile IFM dove subiscono un trattamento di coagulazione, precipitazione, flocculazione e depurazione biologica. Successivamente le acque così trattate sono conferite, attraverso la fognatura industriale, all'impianto di trattamento comunale.</p> <p>2) Applicata. Le acque subiscono un trattamento di neutralizzazione.</p> <p>3) Non applicabile.</p> <p>4) Applicata</p> <p>a) Applicata. Le operazioni di lavaggio sono effettuate a ciclo chiuso.</p> <p>b) Applicata (trattamento presso impianto consortile IFM).</p>
<p><i>"Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems" Dicembre 2001</i></p>		
<p>MTD: Riduzione della richiesta di acqua. Paragrafo 4.4, pagina 127</p>	<p>Disposizione: Per i sistemi di raffreddamento esistenti, il riutilizzo del calore ed il miglioramento delle operazioni del sistema possono ridurre la quantità di acqua di raffreddamento richiesta. In caso di scarsa disponibilità di acque superficiali, privilegiare l'utilizzo del ricircolo.</p> <p>1) Per tutti i sistemi di raffreddamento:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Riduzione della necessità di raffreddamento: ottimizzare il riutilizzo di caloreb. Riduzione dell'uso di risorse limitate: l'uso di acque sotterranee non è BATc. Riduzione dell'uso di acqua: applicare sistemi ricircolativi.d. Riduzione dell'uso di acqua dove necessario per la riduzione del pennacchio o dell'altezza della torre: applicare sistemi di raffreddamento ibridi.e. Dove l'acqua non è disponibile durante il processo (o parte di esso): utilizzare sistemi di raffreddamento a secco. <p>2) Tutti i sistemi ricircolanti: Ridurre l'uso di acqua ottimizzando i cicli di concentrazione</p>	<p>Stato: Applicata</p> <p>1) Applicata</p> <ul style="list-style-type: none">a. Il riutilizzo del calore è ottimizzato; sono massimizzati i recuperi termici tra i vari fluidi presenti nella Centrale.b. Non sono utilizzate risorse idriche sotterranee per il raffreddamento degli impianti.c. Sono applicati sistemi ricircolativi.d. Non applicabile.e. Non applicabile. <p>2) Applicata. I cicli di concentrazione sono ottimizzati anche in funzione eventuale perdita di efficienza di scambio.</p>
<p>MTD: Riduzione delle emissioni in acqua Paragrafo 4.6, pagina 128</p>	<p>Disposizione:</p> <p>1) Riduzione delle emissioni di calore: non sono identificabili BAT a priori; ove siano applicabili limiti all'immissione di calore (strettamente dipendenti dalle condizioni locali) la soluzione è quella di passare dai sistemi ad un passaggio a quelli a ricircolo.</p> <p>2) Riduzione delle emissioni di sostanze chimiche: Prevenzione tramite tecniche di progettazione e manutenzione. Per tutti i sistemi di raffreddamento:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Criterio: utilizzare materiali meno suscettibili di corrosione. Approccio BAT: analizzare le caratteristiche di corrosività dei prodotti chimici utilizzati nel processo e delle acque di raffreddamento per selezionare i materiali idoneib. Criterio: riduzione dei fenomeni di incrostazione e	<p>Stato: Applicata</p> <p>1) Non applicabile</p> <p>2) Applicata</p> <ul style="list-style-type: none">a. Le misure previste nel BRef sono state adottate in fase di progettazione.b. All'interno del circuito di raffreddamento non sono presenti zone stagnanti. <p>3) Applicata</p> <ul style="list-style-type: none">a. E' seguito il criterio indicato nel BRef in quanto negli scambiatori a fascio tubiero presenti nella centrale il fluido più incrostante, passa nel lato tubi, mentre il fluido refrigerato o riscaldato (olio, condensa, ecc.) passa nel lato mantello.



	<p>corrosione. Approccio BAT: progettare i sistemi di raffreddamento evitando la presenza di zone stagnanti.</p> <p>3) Per gli scambiatori a fascio tubiero:</p> <p>a. Criterio: progettazione per facilitarne la pulizia. Approccio BAT: acqua di raffreddamento nel lato mantello e liquidi incrostanti lato tubi.</p> <p>4) Per i condensatori:</p> <p>a. Criterio: ridurre la sensibilità alla corrosione. Approccio BAT: applicazione di titanio nei condensatori che utilizzano acqua di mare o salmastra.</p> <p>b. Criterio: ridurre la sensibilità alla corrosione. Approccio BAT: applicazione di leghe poco sensibili alla corrosione.</p> <p>c. Criterio: pulizia meccanica. Approccio BAT: utilizzo di sistemi di pulizia automatici a schiuma o spazzole.</p> <p>5) Per condensatori e scambiatori di calore:</p> <p>a. Criterio: ridurre la deposizione (incrostazioni) nei condensatori. Approccio BAT: velocità dell'acqua superiore a 1,8 m/s per le nuove apparecchiature e 1,5 m/s in caso di retrofit del fascio tubiero.</p> <p>b. Criterio: ridurre la deposizione (incrostazioni) negli scambiatori di calore. Approccio BAT: velocità dell'acqua superiore a 0,8 m/s</p> <p>c. Criterio: evitare intasamenti utilizzando filtri per proteggere gli scambiatori di calore dove vi sia rischio di intasamento.</p> <p>Controllo mediante ottimizzazione del trattamento delle acque di raffreddamento.</p> <p>6) Per i sistemi a singolo passaggio, ridurre la sensibilità alla corrosione:</p> <p>a. utilizzare acciaio al carbonio nei sistemi di raffreddamento ad acqua in cui è possibile la corrosione.</p> <p>b. in caso di condotte sotterranee applicare rinforzi in vetro e fibre plastiche, rinforzi rivestiti in calcestruzzo o acciaio al carbonio rivestito.</p> <p>c. in ambiente altamente corrosivo applicare titanio per i tubi degli scambiatori di calore a fascio tubiero o acciaio inossidabile di alta qualità con le medesime performance.</p> <p>7) Per tutti i sistemi ad acqua, criteri:</p> <p>a. riduzione dell'applicazione di additivi. Approccio BAT: monitoraggio e controllo del chimismo dell'acqua di raffreddamento</p> <p>b. utilizzo di sostanze meno pericolose. Approccio BAT: non è BAT l'impiego delle seguenti sostanze:</p> <ul style="list-style-type: none">o Composti del cromoo Composti del mercurioo Composti organometallici (es. organostannici)o Mercaptobenzotiazoloo Trattamenti shock: utilizzo di biocidi diversi da cloro, bromo, ozono e H₂O₂ <p>8) Per sistemi a singolo passaggio e torri di raffreddamento a circuito aperto:</p> <p>- Dosaggio corretto dei biocidi: monitorare le incrostazioni per ottimizzare il dosaggio dei biocidi</p> <p>9) Sistemi a singolo passaggio:</p> <p>a. Limiti alla applicazione dei Biocidi: se la temperatura del mare è sotto i 10-12°C nessun uso dei biocidi.</p> <p>b. Riduzione delle emissioni degli ossidanti liberi: uso di tempi di residenza variabili e velocità dell'acqua in associazione con livelli di Ossidanti liberi in uscita inferiori a 0,1 mg/l. (non applicabile per i condensatori).</p>	<p>4) Applicata</p> <p>a. Non applicabile</p> <p>b. Sono utilizzate leghe poco sensibili alla corrosione.</p> <p>c. Quando necessario sono applicati sistemi di pulizia meccanica.</p> <p>5) Applicata</p> <p>a. La velocità dell'acqua nel condensatore è pari a 1,8 m/s.</p> <p>b. La velocità dell'acqua negli scambiatori a fascio tubiero presenti in Centrale è superiore a 0,8 m/s.</p> <p>c. Non applicabile</p> <p>6) Non applicabile</p> <p>7) Applicata</p> <p>a. Il dosaggio è funzione delle condizioni climatiche e non dei monitoraggi.</p> <p>b. Nei circuiti di raffreddamento non sono utilizzati i biocidi indicati come pericolosi nel BRef di riferimento.</p> <p>8) Non applicabile</p> <p>9) Non applicabile</p>
--	---	---



	<p>c. Emissioni di Ossidanti Liberi: Ossidanti liberi in uscita inferiori a 0,2 mg/l per clorazione in continuo di acqua di mare (media giornaliera).</p> <p>d. Emissioni di Ossidanti Liberi: Ossidanti liberi in uscita inferiori a 0,2 mg/l per clorazione intermittente e shock (media giornaliera).</p> <p>e. Emissioni di Ossidanti Liberi: Ossidanti liberi in uscita inferiori a 0,2 mg/l per clorazione intermittente e shock (media oraria).</p>	
<p>MTD: Riduzione del rischio di perdite Paragrafo 4.9, pagina 136</p>	<p>Disposizione:</p> <p>1) Per ridurre il rischio di perdite possono essere applicate le seguenti misure generali:</p> <p>a. utilizzare materiali idonei alla qualità dell'acqua utilizzata;</p> <p>b. utilizzare il sistema in accordo alle specifiche di progetto;</p> <p>c. in caso di necessità di trattamento dell'acqua di raffreddamento, selezionare un appropriato programma di trattamento.</p> <p>2) Per tutti gli scambiatori di calore:</p> <p>- Criterio: evitare piccole rotture. Approccio BAT: mantenere il ΔT inferiore ai 50°C.</p> <p>3) Per gli scambiatori a fascio tubiero:</p> <p>a. Criterio: esercizio dell'impianto nei limiti delle specifiche di progetto. Approccio BAT: monitorare le operazioni di processo.</p> <p>b. Criterio: resistenza delle piastre. Approccio BAT: utilizzare tecniche di saldatura (non sempre applicabile).</p> <p>4) Apparecchiature:</p> <p>- Criterio: ridurre la corrosione. Approccio BAT: mantenere una temperatura del metallo lato acqua inferiore a 60°C.</p> <p>5) Sistemi riciccolanti:</p> <p>- Criterio: raffreddamento di sostanze pericolose. Approccio BAT: monitoraggio costante degli spurghi.</p>	<p>Stato: Applicata</p> <p>1) Applicata</p> <p>a. Sono utilizzati materiali idonei.</p> <p>b. I sistemi di raffreddamento sono utilizzati secondo le specifiche di progetto.</p> <p>c. E' utilizzato un appropriato programma di trattamento per evitare corrosione ed incrostazione.</p> <p>2) Nei condensatori e negli scambiatori il ΔT è mantenuto inferiore ai 50°C.</p> <p>3) Sono monitorate le operazioni di processo.</p> <p>4) La temperatura del metallo lato acqua è inferiore ai 60°C.</p> <p>5) È effettuato il monitoraggio degli spurghi all'uscita degli scambiatori.</p>

6.6 Rifiuti

Il Gestore si impegna ad implementare un sistema di Gestione Ambientale, in accordo con quanto richiesto dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive 55/10/2004.

Tale SGA comprenderà procedure dedicate anche alla gestione dei rifiuti che saranno gestiti in accordo con la normativa vigente e con il sistema di gestione ambientale con l'obiettivo di minimizzarne la produzione e massimizzarne il recupero.

Il Gestore dichiara che la gestione dei rifiuti sarà conforme ai seguenti principi:

- garantire che la manipolazione dei rifiuti avvenga senza danni o pericoli alla salute ed all'ambiente e, in particolare, senza determinare rischi per l'acqua, l'aria, il suolo, la fauna e la flora e senza causare inconvenienti da rumori o odori;
- massimizzare il recupero dei rifiuti;
- assicurare l'idoneo smaltimento dei rifiuti.

Esame delle MTD previste dalle Linee Guida:

<p><i>"Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels", Luglio 2006</i></p>		
<p>MTD: Residui di Combustione Paragrafo 7.5.4.2, pagina 484</p>	<p>Disposizione: La miglior opzione per il trattamento è il riutilizzo in alternativa alla discarica.</p>	<p>Stato: Non Applicabile Con l'utilizzo di combustibile quale il gas naturale non vi è produzione di ceneri di combustione.</p>



6.7 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

<i>“Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems” Dicembre 2001</i>		
MTD: Riduzione del rischio biologico Paragrafo 4.10, pagina 137	Disposizione: Per ridurre il rischio biologico nelle operazioni di raffreddamento è importante controllare la temperatura, effettuare regolari attività di manutenzione, ed evitare incrostazioni e corrosione. Per i sistemi a ricircolo: a. Criterio: ridurre la formazione di alghe. Approccio BAT: ridurre l'energia luminosa che raggiunge l'acqua di raffreddamento. b. Criterio: ridurre la crescita biologica. Approccio BAT: evitare la formazione di zone stagnanti e applicare trattamenti chimici ottimizzati. c. Criterio: pulizia dopo l'insorgenza di fenomeni epidemici. Approccio BAT: combinazione di attività di pulizia chimica o meccanica. d. Criterio: controllo di patogeni. Approccio BAT: effettuare monitoraggi periodici degli organismi patogeni nelle acque di raffreddamento.	Stato: Applicata a. Le aree soleggiate delle torri di raffreddamento sono state minimizzate in fase di progettazione. b. Non sono presenti zone stagnanti ed il trattamento chimico è di tipo continuo ed ottimizzato. d. Sono effettuati monitoraggi periodici delle acque di raffreddamento allo scopo di verificare la presenza di organismi patogeni.

6.8 Gestione ottimale delle emissioni fuggitive

<i>“Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion of Gaseous Fuels”, Luglio 2006</i>		
MTD: Rifornamento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi Emissioni Fuggitive Paragrafo 7.5.1, pagina 478	Disposizione: E' BAT prevenire il rilascio di combustibile gassoso nelle operazioni di rifornimento e movimentazione. Per il gas naturale è BAT l'utilizzo di sistemi di rilevamento perdite e di allarmi.	Stato: Applicata L'impianto è dotato di sistemi di rilevamento ed allarme per il gas naturale.

6.9 Rumore

<i>“Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems”, Dicembre 2001</i>		
MTD: Riduzione delle emissioni di rumore Paragrafo 4.8, pagina 135	Disposizione: Per le torri a circolazione forzata: a. Criterio: riduzione del rumore dei ventilatori. Approccio BAT: installare ventilatori a bassa rumorosità, ad es. con pale a maggior diametro o ridotta velocità periferica (≤ 40 m/s). b. Criterio: ottimizzare la progettazione del diffusore. Approccio BAT: posizionamento ad altezza idonea o installazione di sistemi di attenuazione del rumore. c. Criterio: riduzione del rumore. Approccio BAT: applicazione di misure di attenuazione sia in ingresso che in uscita.	Stato: Non Applicabile a. I ventilatori sono a bassa rumorosità. b. I diffusori sono posizionati ad un'altezza tale da attenuare la propagazione delle onde sonore in direzione orizzontale. c. Le torri di raffreddamento sono di recente costruzione e non sono necessarie ulteriori misure per la mitigazione del rumore.



7 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

7.1 Considerazioni conclusive e criticità

L'impianto EniPower Ferrara è ubicato nello Stabilimento Petrolchimico, sorto nel 1941, nel quale operano attualmente altre realtà produttive che comportano un effetto cumulativo di emissioni nell'ambiente circostante. Le società sono:

- Yara: produzione di ammoniaca (potenzialità di 450.000 t/a) ed urea (potenzialità di 500.000 t/a); impianto IPPC di competenza statale.
- Basell: produzione di polipropilene, leghe polimeriche, supporti per catalizzatori e Centro Ricerche G. Natta; impianto IPPC di competenza statale.
- Nylco: produzione di tecnopolimeri e poliammide "B"; impianto IPPC di competenza regionale
- P. Group: servizi di supporto alle attività Nylco; impianto IPPC di competenza regionale.
- Centro Energia Ferrara - produzione di energia elettrica e vapore: impianto IPPC di competenza regionale.
- Polimeri Europa: produzione di polietilene ed elastomeri (potenzialità complessiva di 185.000 t/a), impianto IPPC di competenza regionale.
- Crion Produzioni Sapio: produzione e distribuzione di gas tecnici per l'insediamento (N₂, aria compressa e H₂).
- I.F.M.: trattamento acque reflue dell'insediamento con scarico in condotta comunale, fornitura acqua dal fiume Po, fornitura acqua potabile prodotta da Hera S.p.a.

Dal documento "*Centrale a Ciclo Combinato di Ferrara - Rapporto semestrale di Progetto*", aggiornato al 30 giugno 2009 (prot.DSA-2009-0018604 del 15/07/2009), riportante, tra l'altro, lo stato di avanzamento degli adempimenti alle prescrizioni dei Decreti VIA (DEC/VIA/7581 del 03/09/2002) e di Autorizzazione alla Costruzione ed Esercizio (MAP 15/2002 del 06/12/2002 e successive proroghe MAP 01/2006 del 10/01/2006 e MAP 06/2007 del 18/12/2007), si ricava quanto segue:

- Con riferimento alla prescrizione n°4 del Decreto VIA "*si prescrive che la centrale CTE2, di tipo tradizionale, sia considerata, 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*", il Gestore dichiara che, in considerazione della proroga dei termini di entrata in esercizio delle Turbogas (MAP 06/2007 del 18/12/2007), la Centrale CTE2 continua il suo regolare esercizio e che comunque in caso di emergenza potrà essere alimentata ad olio combustibile.
- Con riferimento alla prescrizione n°5 del Decreto VIA "*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. 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*", il Gestore precisa che il progetto che prevedeva la combustione degli off-gas del Petrolchimico miscelati con il gas naturale direttamente nelle turbine a gas dei nuovi impianti di cogenerazione non ha ottenuto l'accoglimento alla domanda di esclusione dalla VIA (rif. DSA-2007-0018236 del 02/07/2007) da parte del MATTM; pertanto il Gestore si è attivato con le società del Petrolchimico produttrici dell'off-gas (Basell S.p.A. e Polimeri Europa S.p.A.) affinché venissero realizzati idonei impianti di generazione di vapore per il recupero dell'off-gas, all'interno delle aree di stabilimento di dette società. Tali impianti sono attualmente in corso di realizzazione.
- Con riferimento alla prescrizione n°6 del Decreto VIA "*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*" il Gestore dichiara, che nelle more della realizzazione degli impianti di generazione di vapore, ha ottenuto nulla osta da MAP e MATTM per l'effettuazione dei collaudi a caldo.
- Con riferimento alla prescrizione n°10 del Decreto VIA sulle emissioni in atmosfera, il Gestore dichiara:
 - In data 22 gennaio 2009, SEF ha siglato un Accordo Volontario con Regione Emilia Romagna, Provincia e Comune di Ferrara per il miglioramento delle prestazioni emissive della Centrale, a fronte del quale si è impegnata ad installare sui nuovi gruppi turbogas dei bruciatori VeLoNOx in grado di raggiungere limiti emissivi più bassi sia in termini di concentrazione che di flusso di massa complessivo rispetto a quanto prescritto dal Decreto VIA.
 - A seguito di incontri con ARPA Ferrara è stato sottoscritto il "Protocollo Sistema Monitoraggio Automatico emissioni gassose" in data 31 luglio 2008. I dati sono resi disponibili a Provincia, Comune e ARPA.

Il gestore ha fornito anche il documento "*Centrale a Ciclo Combinato di Ferrara – Rapporto Semestrale di Progetto*" relativo al 2° semestre 2009, con la documentazione dell'aprile 2010.



8 PROPOSTE DI LIMITI E PRESCRIZIONI

8.1.1 Emissioni in atmosfera

Devono essere rispettati i seguenti limiti di emissione in atmosfera.

Camino	Fase	Parametro	Intervalli di prestazione del BREF ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)	Limiti autorizzati ^(2,3) (mg/Nm ³)	Limiti AIA proposti - medi orarie (mg/Nm ³)	%O ₂
E1	CTE2	SO _x	<10	10	--	3
		NO _x	50 - 120	300	300	
		Polveri	<5	5	--	
		CO	30 - 100	200	200	
E2, E3	Ciclo Combinato 1 Ciclo Combinato 2	SO _x	<10	-	--	15
		NO _x	20-50	50	40	
		Polveri	<5	-	--	
		CO	5-100	30	30	

I valori limite di emissione per le polveri e gli ossidi di zolfo si considerano rispettati se viene utilizzato gas naturale.

⁽¹⁾ Valore medi giornalieri, rif. Bref LCP. Gli intervalli sono riferiti all'impiego delle MTD per turbine nuove, alimentate con combustibile gas naturale, a ciclo combinato (CCGT) senza o con post bruciatore nel caso delle 2 turbogas e alle caldaie alimentate a gas naturale nel caso della CTE2.

⁽²⁾ CTE2: rif. Decreto AIA MATTM n° 971 del 03/08/2009 (CTE2 alimentata a gas).

⁽³⁾ CC1 e CC2: Rif. Decreto MAP 015/2002: Valori limite orari; VLE giornalieri durante la fase di collaudo, massima durata 6 mesi. Rif. DEC/VIA/7581 del 03/09/2002: media giornaliera delle medie semiorarie.

Conformità ai valori limite di emissione.

I valori limite di emissione si considerano rispettati se,

- per i parametri misurati in continuo (NO_x, CO), nelle ore di normale funzionamento, nessun valore medio orario di concentrazione supera i pertinenti valori limite di emissione.
- per i parametri misurati in discontinuo (NO_x, CO), nel corso di una misurazione di verifica, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

Ogni singola sezione, Ciclo Combinato 1 e Ciclo combinato 2, deve rispettare i limiti di emissione in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto e al disotto del Minimo Tecnico, fin dalla messa in esercizio.

I limiti sono riferiti a gas secchi con tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi pari quanto indicato in tabella.

Ulteriori prescrizioni.

a) Premesso che:

- il Decreto VIA 7581/02 prescrive che il flusso di massa di NO_x non deve superare il valore di 1.085 t/a;
- un Accordo Volontario del 2009 con gli enti locali prevede che il flusso di massa totale annuo degli NO_x per il funzionamento congiunto della centrale a turbogas, della centrale CTE2 come riserva fredda e delle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l. non deve superare il valore di 980 t/anno;
- le emissioni di NO_x degli off-gas pesano all'incirca per 60 t/anno (Cfr. Allegato D_6);
- è opportuno, anche ai fini dell'individuazione delle singole responsabilità, stralciare il flusso di massa annuo per le attività oggetto di questo parere, dagli off-gas in capo a altri gestori, recependo nel contempo in toto la prescrizione VIA e l'Accordo Volontario,

si prescrive l'obbligo per la centrale in oggetto di non superare il flusso di massa delle emissioni di NO_x (espressi come NO₂) di 920 t/anno. Durante il periodo transitorio di contemporaneo



funzionamento della CTE2 e della nuova centrale turbogas, in attesa dell'entrata in esercizio delle caldaie per il recupero degli off-gas, deve essere rispettato il limite di 1085 t/anno di emissioni di NOx come fissato dal decreto di VIA n. 7581/02;

b) CTE2. La centrale dovrà essere dotata di contatore sigillato a disposizione degli organi di controllo. Essa deve essere mantenuta in riserva fredda e sarà attivata per non più di 52 ore/anno, solo se non saranno disponibili i Cicli Combinati;

c) CC1/CC2. Le quantità degli inquinanti emessi in atmosfera per evento di avvio/spengimento devono essere registrate e costituiranno elementi del reporting. I quantitativi emessi di NO_x e CO saranno riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spengimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua, andranno quindi, in quest'ultimo caso, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno). Le informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Ente di Controllo ottemperare alle indicazioni del Piano di Monitoraggio e Controllo.

d) Il Gestore deve comunicare all'Ente di Controllo eventuali variazioni del Minimo Tecnico e dei tempi di avviamento e spegnimento di ogni singolo gruppo, Ciclo Combinato 1, Ciclo combinato 2 e CTE2.

e) **Considerato lo stato attuale della qualità dell'aria, si ritiene necessario che il gestore assicuri il mantenimento in piena efficienza della centralina di monitoraggio della qualità dell'aria, attualmente gestita dallo stesso per tutta la durata di esercizio della centrale termoelettrica ed aggiornando alla normativa vigente.**

8.1.2 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 il Consorzio I.F.M. Scarl, e quindi non rientra nell'autorizzazione integrata ambientale relativa all'esercizio di S.E.F.

SEF è tenuta a rispettare il regolamento di fognatura IFM e comunicare all'ente di controllo ogni eventuale modifica. 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.

8.1.3 Rumore e Vibrazioni

Non dovranno essere superati i valori stabiliti dalla normativa, in relazione alla classificazione acustica del territorio comunale.

Entro 6 mesi dalla messa in esercizio della centrale, il gestore deve effettuare una campagna di misura del rumore e vibrazioni con le modalità indicate nel Piano di Monitoraggio verificando anche l'applicabilità del criterio differenziale del rumore e presentare una Relazione all'autorità competente e all'ente di controllo.

Il gestore dovrà effettuare successivamente campagne di misura del rumore con la frequenza e con le modalità indicate nel Piano di Monitoraggio.

Il Gestore è tenuto ad attuare tempestivamente adeguate misure di riduzione del rumore ambientale al fine del pieno rispetto della normativa in materia.

8.1.4 Rifiuti

Il gestore intende avvalersi delle disposizioni sul **deposito temporaneo**, deve quindi attenersi alle prescrizioni derivanti dall'art. 183 comma 1, lett. m del D. Lgs. 03/04/2006 n. 152. In particolare, si richiama che i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito.

Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti, al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico-fisiche. Il gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.



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

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui 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 deve rispettare quanto segue:

- 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 collettate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
- i contenitori utilizzati per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
- i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.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 secondo 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 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.

Per quanto riguarda lo stoccaggio di oli usati è fatto obbligo il rispetto del D.M. 16/5/96 n° 392. A tal fine il gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi, e delle aree di deposito (pavimentazione e quanto altro pertinente). 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, 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.

Variazioni dei depositi temporanei

Ai sensi della disposizione dell'allegato II, punto 8, del D. Lgs. 59/'05, i depositi temporanei sono ricompresi nell'AIA, che costituisce, pertanto, titolo ad esercire tali depositi, sostituendo i titoli preesistenti.

Variazioni successive al rilascio della presente AIA che interessino i soli depositi temporanei possono essere esercite anche senza aggiornamenti dell'AIA. In ogni caso il gestore ne darà tempestiva comunicazione al Ministero ed alla Provincia.

9 PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI

Si raccomanda al gestore di attivare un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 o EMAS.

In caso di mancato rinnovo della certificazione, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'AC.

Qualora suddette certificazioni decadessero dopo essere trascorsi cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.

10 MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI

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

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



Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. 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, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o per fax entro 1 (una) ora) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, Provincia, Comune di Ferrara ARPA Ferrara e AUSL Ferrara, tale comunicazione dovrà essere seguita da una dichiarazione di fine emergenza ed entro 15 gg. da una relazione tecnica esaustiva contenente le cause delle anomalie intercorse e i provvedimenti intrapresi per la loro risoluzione da inviare agli indirizzi sopra citati. 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, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

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

11 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il gestore dichiara di avere presentato il piano di dismissione dell'impianto agli enti competenti con l'indicazione delle operazioni per il ripristino dei luoghi.

12 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

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

13 BENEFICI AMBIENTALI

I benefici ambientali attesi riguardano soprattutto le emissioni in atmosfera SO₂, NO_x, polveri e metalli pesanti, come sotto riportato. Il quadro emissivo storico delle CTE1 + CTE2 era il seguente:

	Emissioni con riferimento alla MCP	Emissioni con riferimento al dato storico (2005)
	t/a	t/a
SO ₂	3.161	1.256
NO ₂	1.800	719
Polveri	97	39
CO	692	45
Ni	2,3	0,9

L'emissione di NO_x, inquinante di maggior rilievo emesso dalle nuove turbogas, rimane sostanzialmente invariata.



Il nuovo scenario emissivo con le turbogas prevede però il sostanziale azzeramento delle emissioni di SO₂ e di polveri; a queste ultime sono associate le emissioni di metalli pesanti, di cui il Nichel è il componente maggiore.

Si evidenzia che nel 2009 è stata rilasciata un'AIA (Decreto AIA MATTM n° 971 del 03/08/2009) che riguardava uno scenario autorizzativo per una durata massima di due anni, che non viene considerato in questa analisi, riguardando una bassa produzione energetica (max: 2000 h/anno per la CT1).

La Provincia di Ferrara nel 2006, ha effettuato un confronto tra lo scenario con CTE1 e CTE2 (attuale) e quello futuro con le due turbogas in esercizio. La stessa rileva che la produzione attuale di PM secondarie (1436 t/a), tutte assimilate alla frazione PM_{2,5}, è superiore a quella attesa con l'entrata in esercizio della Turbogas (868 t/a).

I risultati delle simulazioni effettuate relative alle dispersioni dell'inquinante più critico, ovvero per gli NO_x, non evidenziano criticità attribuibili alla centrale specifica.

Le centraline di monitoraggio della qualità dell'aria, tutte di tipologia urbana, non consentono tuttavia una misura dei livelli di background degli inquinanti e quindi un effettivo confronto con il contributo della centrale. I risultati delle simulazioni per gli NO_x, inquinante primario più critico emesso dalle nuove turbogas, mostrano una ricaduta media annuale nei punti di massima concentrazione di 2,17 µg/m³, contro un valore massimo annuale di 40 µg/m³ stabilito dal DM 60/2002 (Cfr. documentazione gestore Allegato D_6 - Figura 2.2a: Concentrazioni Medie Annue di NO_x e Figura 2.2b: 99,8° Percentile delle Concentrazioni Medie Orarie di NO_x).

Nella simulazione modellistica il gestore ha considerato per le turbogas un limite di emissione di 50 mg/Nm³ ed ha inoltre considerato le emissioni dalle 2 caldaie che trattano gli off-gas e dalla CTE2 (per 52 ore/anno).

La riduzione a 40 mg/Nm³, qui prescritta per gli NO_x emessi dalle turbogas, comporta una riduzione di circa il 20% delle ricadute, per cui il contributo massimo risulterà su base annuale inferiore al 5% del limite annuale (40 µg/m³), il contributo sarà pertanto da ritenersi appena significativo. Si deve, inoltre, considerare l'effetto positivo dell'ulteriore riduzione delle emissioni massiche annuali (NO₂ totale: 980,t/anno).

Si rileva, peraltro, che una vecchia stima (2002) della Provincia di Ferrara delle ricadute delle emissioni complessive di tutti i camini del polo chimico e PMI di Cassana, effettuato con il modello ISC3, mostrava un'importante ricaduta di NO_x nei centri abitati, compresa fra il 10 e il 20% del valore limite annuale.

Non sono purtroppo riportate stime recenti alla luce del nuovo quadro emissivo complessivo autorizzato AIA (1a fase 2007), e una valutazione con strumenti modellistici più adeguati, es. Calpuff.

Il Rapporto sulla Qualità dell'Aria della provincia di Ferrara (dati 2008) di Arpa-FE riporta:

“Una previsione del trend futuro per le stazioni di Ferrara, stimato in base agli andamenti degli ultimi anni, porta a medie annuali (ndr. Per gli NO_x) in lieve riduzione, che complessivamente sono attestata su valori intorno al limite di protezione della salute previsto per il 2010.”

evidenziando quindi una situazione di criticità per la qualità dell'aria del Comune. Mancando una centralina di background, non si è in grado di stralciare il contributo delle attività produttive dal contesto urbano.

Il GI ritiene di particolare interesse, al fine della tutela della popolazione, l'“Accordo di Programma per l'Attuazione del Piano d'azione 2009-2010 per la Qualità dell'aria” in cui la Provincia di Ferrara si impegna a ricercare un accordo su opportune modalità gestionali per le attività produttive maggiormente impattanti, al fine di ridurre le emissioni nel periodo critico invernale 2009-2010.

Le turbogas, oltre a verificare la riduzione delle emissioni inquinanti sopra illustrata – rilevante per SO₂, polveri primarie e secondarie (PM₁₀ e più fini) e per il contenuto di inquinanti nelle stesse (incombusti e metalli pesanti) -, emettono attraverso camini a maggiori altezze e con maggiore velocità di emissione e appaiono distribuire i loro inquinanti su aree più vaste e seguendo le direttrici dominanti dei venti, mentre i camini più bassi distribuiscono il loro carico inquinante su un'area più ristretta, contribuendo peraltro maggiormente all'inquinamento di questa. I dati evidenziano un pennacchio emissivo nettamente più basso per la vecchia CTE1, ed una situazione confrontabile fra CTE2 e turbogas:

Camino	Altezza dal suolo [m]	velocità [m/s]
CTE2	85	16
E2 – turbogas	60	20
E3 – turbogas	60	20



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 (MATTM), di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico (MiSE) e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze (MEF), 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.

15 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Decreto AIA n° 971/2009 DSA-DEC Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare	MATTM	03/08/2009	02/08/2010	D.Lgs. 59/2005	AIA impianto attuale ⁽¹⁾
Decreto del Ministero delle Attività Produttive 015/2002	MAP	06/12/2002	--	Varie	Limitatamente alle emissioni in atmosfera

⁽¹⁾ L'autorizzazione Integrata Ambientale indicata è da intendersi sostituita dalla entrata in esercizio della nuova centrale a ciclo combinato.

Il Gestore dovrà dare tempestiva comunicazione dell'entrata a regime della nuova centrale a ciclo combinato all'Autorità competente, all'Ente di controllo, al Comune di Ferrara, alla Provincia di Ferrara, alla Regione Emilia Romagna, nonché al Ministero dello Sviluppo Economico.

16 DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs. 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 9

Rilevato che il gestore non è certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001 ed EMAS, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni.**

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

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



17 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

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

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal gestore dell'impianto.

Il gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Completato il collaudo come da prescrizione MAP, il gestore deve avviare il PMC.

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.

18 PIANI E RELAZIONI DA PRESENTARE ENTRO LA SCADENZA DELL'AIA

Non è prevista la presentazione di alcun Piano.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE

LOCALITÀ

DATA DI EMISSIONE

NUMERO TOTALE DI PAGINE

**SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA
S.R.L.**

FERRARA

15 luglio 2010

33



INDICE

PREMESSA.....	4
1. FINALITÀ DEL PIANO.....	4
2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	4
Obbligo di esecuzione del piano.....	4
Divieto di miscelazione	5
Funzionamento dei sistemi	5
3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	5
Consumi/Utilizzi di materie prime	5
Caratteristiche delle materie prime principali	7
Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio	7
Aree di stoccaggio e bacini di contenimento.....	8
Consumi idrici	8
Consumi energetici	8
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	8
Identificazione dei punti di emissioni in aria.....	8
Controlli previsti per i vari punti di emissione	9
Monitoraggio dei transitori	12
Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore	13
Emissioni fuggitive.....	13
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	14
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi... 14	
5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	15
Identificazione degli scarichi idrici	15
Monitoraggio degli scarichi idrici	15
Monitoraggio delle acque sotterranee.....	18
Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee.....	19
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	21
Metodo di misura del rumore	23
7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	23
8. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	24
Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).....	24
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni	25
Analisi delle acque in laboratorio	26
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	26
Controllo di impianti e apparecchiature	27
Piano di attuazione del PMC	27
9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	27
Definizioni	27
Formule di calcolo	28
Validazione dei dati	29
Indisponibilità dei dati di monitoraggio	29
Eventuali non conformità	29
Obbligo di comunicazione annuale	29
<i>Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto</i>	<i>29</i>
<i>Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale</i>	<i>29</i>



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

<i>Emissioni per l'intero impianto (ciascun gruppo termico – CTE2, CC1 e CC2): ARIA</i>	30
<i>Immissioni dovute all'impianto: ARIA</i>	30
<i>Emissioni per l'intero impianto: ACQUA</i>	30
<i>Emissioni per l'intero impianto: ACQUE SOTTERRANEE.....</i>	30
<i>Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI.....</i>	30
<i>Emissioni per l'intero impianto: RUMORE</i>	30
<i>Consumi specifici per MWhg generato su base annuale.....</i>	30
<i>Eventuali problemi di gestione del piano</i>	31
<i>Gestione e presentazione dei dati</i>	31
10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO	32
<i>Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)</i>	<i>33</i>



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

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

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

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

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

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

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

1. FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'Art. 7 (condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 (requisiti di controllo) del D.lgs. n.59 del 18 febbraio 2005, il PMC che segue ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

Obbligo di esecuzione del piano

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



Divieto di miscelazione

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

Funzionamento dei sistemi

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

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

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (gas naturale, fuel gas, GPL, olio combustibile denso - OCD) e gli approvvigionamenti delle sostanze utilizzate (soda caustica, acido cloridrico, acido solforico, cloruro ferrico, calce idrata, ecc.); per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella 1.

Tabella 1: Quantitativi di combustibili consumati e di sostanze approvvigionate

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	CC1 CC2 CTE 2	Contatori	Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Compilazione file
Gasolio	Avviamento CTE2	Contatori	Quantità totale	t	Giornaliera	Compilazione file

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



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Nalco Eliminox	CC2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Ipoclorito chiari e torre	CTE2 Raffreddamento CHIARI3 CHIARI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Cloruro ferrico	CHIARI3 CHIARI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Calce idrata	CHIARI3 CHIARI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Polielettrolitico flottatore nalco 7751	CHIARI3 CHIARI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Acido cloridrico	DEMI3 DEMI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Soda caustica	DEMI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Bisolfito	DEMI3 DEMI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Agente condizionante Nalco 72310	DEMI3 DEMI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Anticrostante Nalco PC 191T	DEMI3 DEMI2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Fosfato Concentrato GVR (72215)	CC 1 CC 2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Nalco 5711 Ammine Caldaia	CC 1 CC 2	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Antinerostante Nalco 7385	Raffreddamento	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Disperdente Nalco 77393	Raffreddamento	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Acido Solforico	Raffreddamento	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Inibitore di corrosione Nalco 3d7102	Raffreddamento	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
Altre materie prime	Varie	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Caratteristiche delle materie prime principali

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale e al Gasolio alla pompa concernenti i quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche.

Per il gasolio alla pompa devono essere prodotti, oltre ai verbali di misura, anche una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti ove si distinguono, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 2: Parametri caratteristici del gasolio

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

Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio

Il Gestore dovrà controllare con prova di tenuta con frequenza quinquennale i serbatoi di stoccaggio delle sostanze chimiche utilizzate (acido cloridrico, acido solforico, soda caustica, cloruro ferrico, ecc.) inseriti all'interno di vasche di contenimento o posti su bacini di contenimento mobili, i sacchetti di polielettrolita posizionati su pallets, i serbatoi di stoccaggio dell'acqua (acqua chiarificata, acqua dissalata, acqua demineralizzata, ecc.), le vasche di accumulo e neutralizzazione delle acque reflue industriali, nonché i fusti per la raccolta dei rifiuti speciali liquidi (Codice CER 130205).

Per i serbatoi e le linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente Tabella 3.

Tabella 3: Monitoraggio e controllo sui serbatoi e sulle linee di distribuzione del gasolio

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eeguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	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.	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrate	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per le altre materie prime dell'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Aree di stoccaggio e bacini di contenimento

Il Gestore dovrà effettuare trimestralmente controlli e pulizia delle aree di stoccaggio e dei bacini di contenimento annotando l'esito delle attività e informando tempestivamente l'Autorità di Controllo nel caso di anomalie riscontrate.

Consumi idrici

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo della stessa distinguendo tra quella per uso domestico e quella ad uso industriale.

Le registrazioni dei prelievi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 4: Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura o del calcolo	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua da fiume Po	Contatore in continuo	Industriale Processo	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Compilazione file
Da acquedotto ad uso potabile	Contatore in continuo	Igienico-sanitario Industriale			

Consumi energetici

Devono essere registrati, con cadenza giornaliera, la produzione e i consumi di energia elettrica e deve essere compilata la seguente tabella 5 riepilogativa con Rapporto con cadenza annuale.

Tabella 5: Produzione e consumi di energia elettrica

Descrizione	Metodo misura	Quantità [GWh]	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia prodotta	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia immessa in rete	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia auto-consumata	Contatore		Giornaliera	Compilazione file

4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, con le relative frequenze, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

Identificazione dei punti di emissioni in aria

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella 6.



Tabella 6: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Potenza termica combustione [MW]	Latitudine(*)	Longitudine(*)	Altezza [m]	Area sezione di uscita [m ²]
E1	CTE2	200	X =	Y =	85	8,03
E2	CC1	683	X =	Y =	60	37,73
E3	CC2	683	X =	Y =	60	37,73

(*) il Gestore deve fornire nel più breve tempo possibile le coordinate dei punti di emissione convogliata

Tutti i punti di emissione devono essere dotati del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) di SO₂, NO_x, CO e polveri, contestualmente alla misurazione in continuo dei parametri di processo quali portata dei fumi, tenore d'ossigeno (O₂), temperatura, pressione e tenore di vapore acqueo contenuti nei fumi prima della loro dispersione in atmosfera.

La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

Su ognuno dei punti di emissione relativi ai camini 1, 2 e 3 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 essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve altresì essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e non agevolmente mobile.

Le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie idonea per l'esecuzione delle prove previste (riferimento UNI EN 13284-1 se è prevista la determinazione delle polveri) e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici.

I punti di prelievo devono essere dotati di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 metri.

Controlli previsti per i vari punti di emissione

I parametri con la relativa frequenza oggetto degli autocontrolli dovranno essere effettuati:

- per il gruppo termico CTE2 le cui emissioni sono convogliate al camino E1 in accordo a quanto stabilito nella successiva tabella 7;
- per i gruppi termici CC1 e CC2 le cui emissioni sono convogliate rispettivamente al camino E2 e al camino E3 in accordo a quanto stabilito nella successiva tabella 8.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

**Tabella 7: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative al gruppo termico
(Caldaia + Turbina a vapore) le cui emissioni sono convogliate al camino E1**

Gruppo termico	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	Tipo di verifica (in caso di funzionamento)	Monitoraggio/registrazione dati
CTE2	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Utilizzo gasolio e tempo di utilizzo	Parametro operativo	Misura del flusso e della durata dell'evento ad ogni accensione	Registrazione su file ogni accensione, e per ogni evento quantità di combustibile consumato e del tempo d'impiego
	Misura del tempo di transitorio	Pratica operativa	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale ²	Registrazione su file dei tempi di transitorio
	Temperatura, pressione, vapore d'acqua, tenore di ossigeno e portata dei fumi	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	SO _x	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file.
Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file	
COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file	

² Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	CO ₂	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura/stima annuale	Piani di monitoraggio "Direttiva Emission trading"
--	-----------------	---	----------------------	--

Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative al gruppo termico CC1 le cui emissioni sono convogliate al camino E2 e al g gruppo termico CC2 le cui emissioni sono convogliate al camino E3

Gruppo termico	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
CC1 CC2	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Misura del tempo di transitorio	Pratica operativa	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale ³	Registrazione su file dei tempi di transitorio
	Temperatura, pressione, vapore d'acqua, tenore di ossigeno e portata dei fumi	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	CO ₂	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura/stima semestrale	Piani di monitoraggio "Direttiva Emission trading"
	SO _x	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

Relativamente al parametro polveri si richiede di fornire una stima/valutazione delle frazioni PM10 e PM2,5.

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i gruppi CC1 e CC2 e al 3% per il gruppo CTE2.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nelle tabelle 7 e 8, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori; piano volto a determinare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti indicati, 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 con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Per quanto sopra nel dettaglio, è necessario compilare la seguente tabella 9 per ciascuna unità produttiva.

Tabella 9: Prescrizioni sui transitori

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e Tempo di avviamento a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

La stima delle emissioni per ciascuna unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME nelle singole condizioni di avviamento (freddo, tiepido e caldo); tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido e caldo), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente tabella 10.

Tabella 10: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Alimentazione combustibile	Utilizzo di combustibile	Misura ad evento dei consumi	Annotazione, ad accensione, su file della quantità di combustibile impiegato
Tempo di utilizzo	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di combustibile e misura del tempo di utilizzo dei motori	Annotazione su file dei tempi di esercizio
Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di SO _x , NO _x , CO e polveri	Misura/stima annuale	Annotazione su file degli inquinanti rilevati

Emissioni fuggitive

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma LDAR di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e relativa riparazione e dovrà essere trasmesso all'Autorità di Controllo entro l'avvio dell'esercizio dell'impianto.

Tale programma dovrà riportare la definizione quantitativa del concetto di perdita con indicazione del metodo previsto per la sua rilevazione e con la distinzione tra perdite provenienti da macchine (pompe, compressori, ecc.) e da tenute di accoppiamenti (valvole, flange, strumenti, prese campione, ecc.).

Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti. Tali informazioni dovranno essere inserite all'interno del Rapporto annuale.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La norma di riferimento per la assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione in continuo delle emissioni in aria (SME) è la **UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

La seguente tabella 11 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni.

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in tabella 11 o con i metodi di riferimento.

Tabella 11: Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Camini E1, E2 ed E3	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella 15
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella 15
	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	ISO 10849
	CO	ISO 12039

Non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili per le misure di temperatura e pressione in continuo queste devono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella 15.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spegnimento la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO_x e CO deve essere a doppia scala di misura (con fondo scala rispettivamente pari a 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione nei periodi di transitorio fornita dal produttore) o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

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

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



Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

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 NO₂ 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 13284-1 per il particolato totale

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 12619:2002 per l'analisi dei COV espressi come COT.

Norma US EPA method 210 per la determinazione del PM10 filtrabile.

Norma US EPA method 202 per la determinazione del PM10 condensabile.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

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.

5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Identificazione degli scarichi idrici

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.

Dovranno pertanto essere effettuate con le cadenze indicate in Tabella 12 le analisi su tutti gli scarichi parziali delle acque reflue industriali, ovvero:

- acque di processo: CTE 2/A, CTE2/B, DEMI 2/A, 40-S-020-P che vengono recapitati al TAF di IFM;
- acque meteoriche, domestiche e di raffreddamento: CTE 2/A, CTE2/B, CHIARI 2, 40-S-030-B, 40-S-034-B

Monitoraggio degli scarichi idrici

Gli scarichi delle acque meteoriche che possono essere inquinate devono essere attrezzati di opportune vasche trappola in grado di trattenere l'eventuale rilascio di sostanze inquinanti in acque superficiali oltre che essere sottoposte a controlli periodici con le modalità riportate nella Tabella 12 sottostante.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nella Tabella 12 sono riportati i controlli con le relative frequenze che il gestore deve effettuare sugli scarichi delle acque meteoriche che possono essere inquinate, delle acque sanitarie e delle acque reflue industriali precedentemente elencati.

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

Tabella 12: Controlli sugli scarichi parziali

Acque meteoriche che possono essere inquinate			
Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Vasche trappola	Controlli e pulizia	Verifica bimestrale	Registrazione su file
Acque sanitarie (CTE2/A, CHIARI2, 40-S-030-B, 40-S-034-B)			
Flusso	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Solidi sospesi totali	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
BOD5	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
COD	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Acque reflue industriali (CTE2/A, CTE2/B, DEMI 2/A, 40-S-020-P)			
Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	Registrazione su file
Temperatura acqua in uscita °C	35° C	Misura continua e verifica mensile	Registrazione su file
Alluminio	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Arsenico	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Bario	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Boro	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Cadmio	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Cromo (totale)	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Cromo6	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Cloro attivo libero	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Ferro	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Manganese	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Mercurio	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Nichel	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Piombo	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Zinco	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Rame	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Selenio	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Stagno	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
SST	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
BOD5	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

COD	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Azoto ammoniacale (come NH ₄)	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Fosforo totale	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Idrocarburi totali	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
pH	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate nella Tabella 14	Registrazione su file
Altri inquinanti inseriti nella Tabella 3 dell'Allegato 5 della parte terza D.Lgs. 152/06	Misura conoscitiva per verifica di significatività degli stessi	Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA	Registrazione su file

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

Monitoraggio delle acque sotterranee

Il Gestore deve effettuare nei punti di monitoraggio esistenti la caratterizzazione delle acque di falda a monte e a valle della centrale secondo quanto riportato nella Tabella 13 che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda..

Tabella 13: Prescrizioni per acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, Conducibilità elettrica, Ossigeno disciolto, Potenziale Redox, Torbidità	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Autorità 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 Al, As, Co, Ni.		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
BTEX		
Triclorometano Cloruro di vinile 1,1-Dicloroetilene 1,1,2-Tricloroetano Sommatoria organoalogenati		

I risultati dei controlli sopra elencati dovranno essere riportati nel Rapporto con cadenza annuale.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee

Nella Tabella 14 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti da parte delle misure degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee.

Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Tabella 13: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5120 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Materiali sedimentabili	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 2060	
Materiali grossolani	Tab. 1 DGR 09/06/2003 n.1053	
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Alluminio	US EPA Method 202.2; Metodo APAT-IRSA 3050B	L'alluminio viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornello di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale a 309,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note, comprese nel campo di indagine analitico. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		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.
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.
Stagno	US EPA Method 282.2; APAT-IRSA 3280B	Lo stagno viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornello di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale a 286,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note, comprese nel campo di indagine analitico. È da segnalare che APHA (1998) prevede la misura dell'assorbimento alla lunghezza d'onda di 224,6 nm; le due diverse condizioni operative consentono di conseguire limiti di rivelabilità molto simili. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Fluoruri	EPA Method 340.1 o 340.2	Colorimetrico per reazione con SPDNS e distillazione o con elettrodo a ione selettivo a seconda delle condizioni
Cloruri	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza d'onda di 882 nm.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella 15	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 μ S/cm
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Nitriti	ISO 13395 (2000)	Il metodo si basa sulla determinazione fotometrica dopo l' NO_2^- con sulfonilammide.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664°; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Tensioattivi	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 5150 Test Carlo Erba 800.05388	
Coliformi totali	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 APAT-IRSA-CNR 8030	Inibizione bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> valutazione EC_{50}
BTEX	US EPA Method 502.2; Metodo APAT-IRSA 5140	Determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
Triclorometano Cloruro di vinile 1,1-Dicloroetilene 1,1,2-Tricloroetano Sommatoria organoalogenati	US EPA Method 5030C 2003; US EPA Method 8260B 1996	

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore e, comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a semestrale con risultati nel Rapporto con cadenza annuale.

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore dovrà eseguire una valutazione dell'impatto acustico con cadenza biennale in corrispondenza di almeno 4 punti posti entro il muro di cinta del Polo Chimico, da concordare con congruo anticipo, all'atto della prima misurazione, con il Servizio Ambiente del Comune di Ferrara. Il monitoraggio relativo alla verifica dei livelli di rumorosità dovrà essere eseguito in un giorno feriale e nelle condizioni di massima rumorosità dell'impianto, sono fatte salve modifiche a questa tempistica legate a cause di forza maggiore (pioggia insistente, neve) da giustificare nel report. Dovranno essere rispettati i limiti stabiliti dal DPCM 14/11/1997.

Le rilevazioni strumentali dovranno essere eseguite secondo le modalità stabilite dal D.M. 16/3/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico", Allegato B "Norme tecniche per l'esecuzione delle misure" in particolare dovrà essere considerato:



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

TR : Tempo di riferimento: 24 ore

T0 : Tempo di osservazione: 60 minuti

TM : Tempo di misura: 30 minuti.

Il microfono deve essere orientato verso la sorgente di rumore ad una altezza non superiore a quella del muro di cinta del Polo Industriale e Tecnologico e comunque nel rispetto di quanto previsto nell'Allegato B del D.M. 16/03/1998.

Le misure dovranno essere eseguite nelle condizioni atmosferiche stabilite nel punto 7 dell'Allegato B del D.M. 16/03/1998; in caso di maltempo, che comportasse la sospensione delle misure nel tempo di riferimento stabilito, si procederà al completamento dell'indagine fonometrica nel giorno o nei giorni immediatamente successivi tenendo conto delle misure già eseguite.

La Ditta dovrà provvedere alla georeferenziazione dei ricettori individuati in coordinate Gauss-Boaga, e dovrà essere fornita documentazione fotografica che metta in evidenza il posizionamento dei suddetti punti.

I valori dei livelli di rumorosità dovranno essere valutati, così come stabilito dal D.M. 16/03/1998, considerando l'intero periodo di riferimento relativo alla fascia oraria diurna (6 – 22) e notturna (22 – 6).

Le misure dovranno essere eseguite al fine di verificare anche la presenza o meno di componenti tonali a bassa frequenza;

Nel caso le misure eseguite evidenziassero la presenza di componenti tonali a bassa frequenza dovranno essere eseguite misure fonometriche puntuali sulle varie linee di produzione al fine di determinare quale linea/e la determini. Dovranno quindi essere apportati tutti gli accorgimenti di bonifica acustica direttamente sulla sorgente che la determina per l'eliminazione di tale componente tonale;

Nel caso che nei ricettori precedentemente indicati si dovesse verificare un superamento del limite di zona, definito dal DPCM 14/11/1997, dovranno essere eseguite delle misurazioni puntuali in corrispondenza dei ricettori posti all'esterno del muro di cinta del Polo Industriale e Tecnologico. L'individuazione di tali ricettori dovrà essere concordata, con congruo anticipo, con il Servizio Ambiente del Comune di Ferrara. I rilievi fonometrici eseguiti al/ai ricettori esterni dovranno accertare il rispetto dei limiti imposti dal DPCM 14/11/1997 in facciata agli edifici, inoltre dovrà essere valutato anche il rispetto del criterio differenziale. Le misure dovranno essere eseguite in conformità a quanto stabilito dal D.M. 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico", Allegato B "Norme tecniche per l'esecuzione delle misure".

Le misure dovranno essere eseguite nelle condizioni atmosferiche stabilite nel punto 7 dell'Allegato B del D.M. 16/03/1998;

I valori dei livelli di rumorosità dovranno essere valutati, così come stabilito dal D.M. 16/03/1998, considerando l'intero periodo di riferimento relativo alla fascia oraria diurna (6 – 22) e notturna (22 – 6);

Qualora si verificassero superamenti, dovuti all'esercizio dell'impianto nelle condizioni di massimo disturbo, dei limiti di zona imposti dal DPCM 14/11/1997, in corrispondenza dei ricettori esterni all'impianto la Ditta dovrà provvedere alla redazione di un progetto di risanamento acustico, che dovrà essere presentato alla Provincia, Comune di Ferrara e ARPA Ferrara. E provvedere alla realizzazione di tutti gli interventi che si rendono necessari per il rispetto dei limiti imposti dalla normativa;

La Ditta dovrà provvedere a ripetere le misure qualora vengano realizzate delle varianti che possono essere di tipo impiantistico, di tipo edilizio o di tipo gestionale che possono incrementare in maniera significativa i livelli sonori prodotti o la propagazione delle onde sonore all'interno dell'ambiente lavorativo e verso l'esterno;



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

I dati dovranno essere riportati in una relazione, redatta e sottoscritta da un tecnico abilitato, che illustri tutte le condizioni di misura e i risultati ottenuti e che offra un quadro d'insieme dell'aspetto. La relazione dovrà essere resa disponibile agli Organi di controllo;

Il gestore deve inoltre verificare periodicamente lo stato di usura delle guarnizioni e/o dei supporti antivibranti dei ventilatori, delle pompe e delle altre apparecchiature rumorose provvedendo alla riparazione o alla sostituzione quando necessario;

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 vigenti (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.

I dettagli delle campagne di misura devono essere riportati in un rapporto redatto secondo le indicazioni del DM 16/3/1998, All. D.

Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

7. MONITORAGGIO DEI 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 in accordo a quanto previsto dal DM 17 dicembre 2009 ("Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti - SISTRI").

Inoltre, dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Per il deposito temporaneo, il Gestore deve garantire la corretta applicazione delle relative norme tecniche di gestione, progettazione, e realizzazione, comprese le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura; in particolare, per tale attività, il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi:

Il Gestore compilerà la seguente tabella 14, distinguendo gli eventuali rifiuti speciali.

Tabella 14: Monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Totale			----
---------------	--	--	------

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

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

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

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni con frequenza annuale per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere eventuali sversamenti.

E' necessaria la presenza di un Sistema di Gestione Ambientale per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, nonché per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi e per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) all'Autorità di controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

8. ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere 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 ISO 9000.

Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

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

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

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto Annuale.

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. 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.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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 15 seguente.

Tabella 15: 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 %

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Autorità di Controllo l'evento;
- 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 i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione nonché le anomalie dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione dell'Autorità di Controllo.

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni

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.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata ai 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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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 all'Autorità di controllo (ISPRA) di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

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

Piano di attuazione del PMC

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore presenterà un piano dettagliato di attuazione del PMC e degli adeguamenti strutturali prescritti, compreso il crono programma, alle Autorità di Controllo che lo dovranno approvare.

9. 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 misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

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

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

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

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

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.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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 sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

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/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/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_{anno} = 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.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Autorità di controllo (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 dei gruppi.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW_h, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo.

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'Autorità di controllo (ISPRA), assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

Emissioni per l'intero impianto (ciascun gruppo termico – CTE2, CC1 e CC2): ARIA

- Tonnellate emesse per anno di NO_x, CO, polveri, SO₂ e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
- Concentrazione media mensile e quadrimestrale in mg/Nm³ di NO_x, CO, e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
- Concentrazione media mensile e quadrimestrale in mg/Nm³ di polveri e SO₂ relative al gruppo CTE2;
- Concentrazione semestrale in mg/Nm³ di polveri e SO₂ relative ai gruppi CC1 e CC2;
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x, CO, polveri, SO₂ (in kg/MWhg);
- Emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato di NO_x, CO, polveri, SO₂ (in kg/unità di combustibile);
- N° di avvii e spegnimenti anno;
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO_x, CO, polveri, SO₂.

Immissioni dovute all'impianto: ARIA

- Il Gestore deve trasmettere all'Autorità di Controllo i dati acquisiti dalla centralina di monitoraggio della qualità dell'aria, attualmente gestita dallo stesso.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per anno di tutti gli inquinanti monitorati in acqua.
- Concentrazioni medie semestrali di tutti gli inquinanti monitorati in acqua.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUE SOTTERRANEE

- Esiti del monitoraggio delle acque sotterranee per il controllo di eventuale contaminazione della falda.

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi 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/unità di combustibile bruciato 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.

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

- Acqua (m³/MWhg), energia elettrica degli autoconsumi (kwh/MWhg), gasolio (t/MWhg).



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Eventuali problemi di 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) e non in formato "proprietario" 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 Piano di Monitoraggio e Controllo. 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 Piano di Monitoraggio e Controllo.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

**10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ
DI CONTROLLO**

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili e altre sostanze	Giornaliero Mensile	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti	Entro 1 anno da AIA Biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO (6 anni)
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	6
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	3
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti gli inquinanti regolamentati ed analisi e valutazione autocontrolli	3
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	3
Rifiuti	Biennale	Verifica gestione rifiuti e aree di deposito temporaneo	3