



*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-2011-0000300 del 07/06/2011

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica della SOCIETÀ SORGENIA POWER S.p.A. sita nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO) - 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 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del mare 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;



WP

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 legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, recante "Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive";

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. 396 del 21 aprile 2005, relativo al progetto di una centrale termoelettrica a ciclo combinato alimentata a gas naturale, da 750 MWe proposto da Energia S.p.A., da ubicare nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio DSA/DEC/2005/00852 del 3 agosto 2005 di autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica a ciclo combinato, della potenza elettrica di circa 750 MW, da ubicare nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico;

VISTO il decreto del Ministero delle attività produttive n. 55 del 4 agosto 2005 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di una centrale termoelettrica a ciclo combinato, della potenza elettrica di circa 800 MW alimentata con gas naturale, da ubicare nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico;

VISTO il decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 55 del 30 settembre 2009 con il quale è volturata a nome di SORGENIA POWER S.p.A. la titolarità dell'autorizzazione di cui al decreto del Ministero delle attività produttive n. 55 del 4 agosto 2005;

VISTA l'istanza presentata in data 25 gennaio 2010 dalla SOCIETÀ SORGENIA POWER S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della centrale termoelettrica a ciclo combinato ubicata nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO), 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-2010-0006091 del 2 marzo 2010 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 15 marzo 2010 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;



VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000456 del 10 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;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA-2010-0018559 del 26 luglio 2010, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2010-0001473 del 14 luglio 2010;

VISTA la nota prot. n. LOD/GEN/SG/2010/0017 del 27 luglio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 agosto 2010 al n. DVA-2010-0019950, con la quale il Gestore ha trasmesso le integrazioni richieste;

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-00-2010-0000029 del 11 gennaio 2011 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 SORGENIA POWER S.p.A ubicata nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO), 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);

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 4 febbraio 2011 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato



WP

decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59; trasmessi ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2011-0002629 del 7 febbraio 2011;

VISTA la nota CIPPC-00-2011-0000249 del 15 febbraio 2011, 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 4 febbraio 2011;

VISTA la nota prot. n. DVA-4RI-00-2011-185 del 29 aprile 2011, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell' articolo 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n.241 e s.m.i., ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

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

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

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

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

DECRETA

la SOCIETÀ SORGENIA POWER S.p.A, identificata dal codice fiscale 03925650966 con sede legale in Via Ciovassino n. 1 – 20121 Milano (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 15 febbraio 2011 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2011-0000249 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 25 gennaio 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.



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

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di rinnovo dell'autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto dal paragrafo 9.9 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, un anno prima dell'eventuale dismissione totale o parziale della centrale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di dettaglio di dismissione, comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate e di un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica.
4. All'atto della presentazione del documento di cui al comma 3, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2

ALTRE PRESCRIZIONI

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



dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.

Art. 3

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro sei 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.



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.



1/10

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, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Copia del presente provvedimento è trasmessa alla SOCIETÀ SORGENIA POWER S.p.A, nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Lombardia, alla Provincia di Lodi, ai Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico, 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 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 - 2011 - 0006397 del 15/03/2011

CIPPC-00_2011-0000249
del 15/02/2011

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

Pratica N.

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata dalla soc. SORGENIA POWER S.p.A. - Centrale termoelettrica a ciclo combinato di Turano Lodigiano e Bertonico (LO)

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono nuovamente il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito della Conferenza di Servizi tenutasi in data 04/02/2011.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali





Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

PARERE ISTRUTTORIO

SORGENIA POWER S.p.A.

GESTORE

LOCALITÀ

GRUPPO ISTRUTTORE

SORGENIA POWER S.p.A.

TURANO LODIGIANO E BERTONICO (LO)

Prof. Paolo Bevilacqua - Referente

Ing. Giovanni Anselmo

Ing. Marco Antonio Di Giovanni

Ing. Roberto Esposito – Regione Lombardia

Arch. Giuseppina Alcesi – Provincia di Lodi

Dott. Umberto Campetti – Comune di Turano Lodigiano

Dott. Renato Caldarelli – Comune di Bertonico



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

1	DEFINIZIONI	4
2	INTRODUZIONE	6
2.1	Atti presupposti.....	6
2.2	Atti normativi	7
2.3	Atti e attività istruttorie.....	8
3	OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	10
4	ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE.....	11
4.1	Generalità.....	11
4.2	Assetto produttivo impianto	11
4.3	Consumi, movimentazione stoccaggio materie prime, prodotti, combustibili	17
4.4	Consumi idrici	19
4.5	Aspetti energetici	20
4.6	Scarichi idrici ed emissioni in acqua	21
4.7	Emissioni convogliate in aria	22
4.8	Emissioni non convogliate in aria	26
4.9	Standard di qualità dell'aria.....	26
4.10	Rifiuti.....	27
4.11	Rumore e vibrazioni	30
4.12	Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee.....	31
4.13	Odori.....	32
4.14	Altre forme di inquinamento	32
5	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	34
5.1	Introduzione.....	34
5.2	Aria	36
5.3	Suolo sottosuolo e acque sotterranee.....	40
5.4	Rumore e vibrazioni	42
6	ANALISI DELL'IMPIANTO E VERIFICA DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC ...	44
6.1	Introduzione.....	44
6.2	Uso efficiente dell'energia.....	44
6.3	Utilizzo di materie prime	45
6.4	Ciclo di raffreddamento.....	46



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

6.5	Aria	47
6.6	Acqua.....	49
6.7	Rifiuti.....	50
6.8	Rumore	51
6.9	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee.....	51
7	STATO DI OTTEMPERANZA ALLE PRESCRIZIONI RIPORTATE NEL DECRETO AIA DSA/DEC/2005/00852	52
8	CONSIDERAZIONI FINALI	54
9	PRESCRIZIONI.....	55
9.1	Capacità produttiva.....	55
9.2	Aria	55
9.2.1	Emissioni convogliate.....	55
9.2.2	Emissioni diffuse e fuggitive	61
9.3	Scarichi idrici.....	61
9.4	Rifiuti.....	62
9.5	Rumore	62
9.6	Manutenzione Ordinaria e Straordinaria	63
9.7	Malfunzionamenti.....	64
9.8	Eventi Incidentali.....	64
9.9	Dismissioni e ripristino dei luoghi.....	64
9.10	Prescrizioni da procedimenti autorizzativi	65
10	DURATA, RINNOVO E RIESAME	66
11	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	67
12	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	68



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Valutazioni Ambientali (ex-Direzione Salvaguardia Ambientale).
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 Lombardia.
Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n. 90.
Gestore	Sorgenia Power S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

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 linee guida di cui all' articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all' articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all' articolo 11, comma 3.

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

Valori Limite di Emissione (VLE) La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un' emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all' allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

2 INTRODUZIONE

Il Gruppo Istruttore

2.1 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/224/2008 del 07/08/2008, registrato alla Ragioneria Generale dello Stato il 12/09/08 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2010-0000456 del 20/10/2010, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto Sorgenia Power S.p.A. – Centrale Termoelettrica a ciclo combinato di Turano Lodigiano e Bertonico (LO) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Prof. Paolo Bevilacqua – Referente;
 - Ing. Giovanni Anselmo;
 - Ing. Marco Antonio Di Giovanni;
 - Prof. Franco Cotana – Referente Nucleo di Coordinamento;
- 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:
- Ing. Roberto Esposito - Regione Lombardia;
 - Arch. Giuseppina Alcesi - Provincia di Lodi;
 - Ing. Umberto Ciampetti – Sindaco del Comune di Turano Lodigiano;
 - Dott. Renato Caldarelli – Comune di Bertonico;
 - Dott.sa Emma Porro – Arpa Lombardia – Sede Centrale;
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Dott. Michele Fratini;
 - Ing. Rosella Giuliani;
 - Dott. Roberto Mazzitelli.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertónico (LO)

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”;
- visto il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 che all’art. 4 comma 5 prevede che “*Le procedure di VAS, VIA ed AIA avviate precedentemente all’entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell’avvio del procedimento*”;
- 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 sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 giugno 2005;
- visto il decreto ministeriale 1 ottobre 2008 “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”, pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale N. 51 del 3 marzo 2009;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all’autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l’articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l’autorità competente rilasci l’autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell’inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l’impatto sull’ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - 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.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

2.3 Atti e attività istruttorie

- Esaminata la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata del 25/01/2010, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare prot. DVA - 2010-0004285 del 17/02/2010, dalla società Sorgenia Power S.p.A. con sede legale in Via Vincenzo Viviani 12, 20124 Milano, relativa alla Centrale a ciclo combinato di Turano Lodigiano e Bertonico, Area Industriale Ex-Sarni Gulf Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico;
- esaminato il Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 55/02/2005 del 4 agosto 2005;
- esaminato l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio dell'impianto rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio DSA/DEC/2005/00852 del 3 agosto 2005;
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. DVA-2010-0018559 del 26 luglio 2010 (prot. CIPPC-00_2010-0001574 del 27/07/2010);
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite con prot. DVA-2010-0019950 del 10 agosto 2010 (prot. CIPPC-00_2010-0001769 del 10/09/2010);
- esaminate la documentazione trasmessa dal Gestore ed acquisita ai protocolli della Commissione IPPC:
- CIPPC-00_2010-0001269 del 21/06/2010;
CIPPC-00_2010-0001386 del 06/07/2010;
CIPPC-00_2010-0001418 del 08/07/2010;
CIPPC-00_2010-0001929 del 01/10/2010;
CIPPC-00_2010-0002282 del 09/11/2010;
CIPPC-00_2010-0002353 del 24/11/2010;
CIPPC-00_2010-0002509 del 14/12/2010;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio - GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
 - Linee guida per le migliori tecniche disponibili – Impianti di combustione con potenza termica di combustione oltre 50 MW (LGN) – S.O. n. 51 alla G.U. del 03/03/2009 (Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008);



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertónico (LO)

esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:

- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
- Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency Techniques (ENE) - Febbraio 2009;
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003;
- Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems (CVS) - Dicembre 2001;
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage (ESB) - Luglio 2006;
- Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment/ Management Systems in the Chemical Sector (CWW) – Febbraio 2003.

esaminati i verbali delle riunioni del Gruppo Istruttore:

- riunione GI-Gestore del 08/06/2010 prot. CIPPC-00_2010-0001158 del 09/06/2010
- sopralluogo del 28/06/2010 prot. CIPPC-00_2010-0001320 del 30/06/2010
- riunione GI del 08/07/2010 prot. CIPPC-00_2010-0001423 del 09/07/2010
- riunione GI-Gestore del 08/09/2010 prot. CIPPC-00_2010-0001769 del 10/09/2010

esaminato il verbale della Conferenza di Servizi tenutasi in data 04/02/2011 U.prot. DVA-2011-0002629 del 07/02/2011 e recepito con prot. CIPPC-00_2011-0000196 del 08/02/2011;

esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione nazionale IPPC, e precisamente:

- la scheda sintetica del 09/07/2010 prot. CIPPC-00_2010-0001464 del 14/07/2010,
- la relazione istruttoria "rev. 3" del 17/11/2010 prot. CIPPC-00_2010-0002295 del 17/11/2010,
- il piano monitoraggio e controllo "rev. 3" del 15/02/2011 prot. CIPPC-00_2011-0000248 del 15/02/2011;

EMANA

Il seguente parere



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

3 OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale:	Sorgenia Power S.p.A.
Sede legale:	Via Ciovassino 1, 20121 Milano
Sede operativa:	Area Industriale ex-Sarni Gulf Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico
Recapiti telefonici:	+39 02 67194.1
Denominazione impianto:	Centrale Termoelettrica a ciclo combinato di Turano Lodigiano e Bertonico – Sorgenia Power S.p.A.
Tipo di impianto:	In data 9 novembre 2010 l'impianto è stato messo a regime e, da tale data, ha avuto inizio la marcia controllata di cui al comma 5 dell'art. 269 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (comunicazione prot. CIPPC 2282/2010 del 09/11/2010)
Tipo di procedura:	Rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione
Codice e attività IPPC:	Categoria 1.1 - Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50MW
Classificazione NACE:	Produzione di energia elettrica codice 35.11
Classificazione NOSE-P:	Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW codice 101.04
Numero addetti:	25
Gestore:	Sorgenia Power S.p.A. Via Viviani 12, 20124 Milano email: simone.gardinali@sorgenia.it
Rappresentate legale:	Mario Molinari - Via Pirelli 20, 20124 Milano
Referente IPPC:	Simone Gardinali - Via Viviani 12, 20124 Milano email: simone.gardinali@sorgenia.it
Impianto a rischio di incidente rilevante:	No
Sistema di gestione ambientale:	No
Misure penali o amministrative:	No



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

4 ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

4.1 Generalità

L'impianto di Turano Lodigiano-Bertonico (LO), autorizzato alla realizzazione ed esercizio con Decreto MAP n. 55/02/2005 del 4 agosto 2005, ha una potenza elettrica netta pari a circa 800 MWe ed è composto da 2 sezioni a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Il rendimento netto totale risulta pari a 56,78%.

4.2 Assetto produttivo impianto

La centrale è del tipo CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), della potenza elettrica complessiva netta di circa 800 MWe, e sfrutta i vantaggi in termini di rendimento offerti dall'abbinamento del ciclo termodinamico basato sulla turbina a gas (Ciclo Brayton) con il ciclo termodinamico basato sulla turbina a vapore (Ciclo Rankine).

Nel Ciclo Brayton, il gas naturale viene immesso in una camera di combustione e miscelato con l'aria comburente ad alta pressione fornita da un compressore assiale; i gas di combustione si espandono all'interno della turbina a gas, meccanicamente connessa con un alternatore che trasforma l'energia meccanica della turbina in energia elettrica.

Il Ciclo Rankine, basato sulla turbina a vapore, consente di utilizzare l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas aumentando il rendimento complessivo del sistema. Il recupero dell'energia contenuta nei gas di scarico della turbina avviene all'interno dei fasci tubieri del generatore di vapore, dove il calore dei fumi è utilizzato per la produzione di vapore a tre livelli di pressione. Il vapore è successivamente introdotto nella turbina a vapore connessa a sua volta con un generatore elettrico. All'uscita della turbina il vapore a bassa pressione viene condensato tramite condensatore ed è inviato nuovamente nel generatore di vapore.

L'impianto è costituito da due turbine a gas associate a una turbina a vapore (architettura del tipo 2+1), che utilizza il vapore prodotto dai generatori di vapore a recupero posti in coda allo scarico delle turbine a gas, secondo lo schema del ciclo combinato precedentemente descritto.

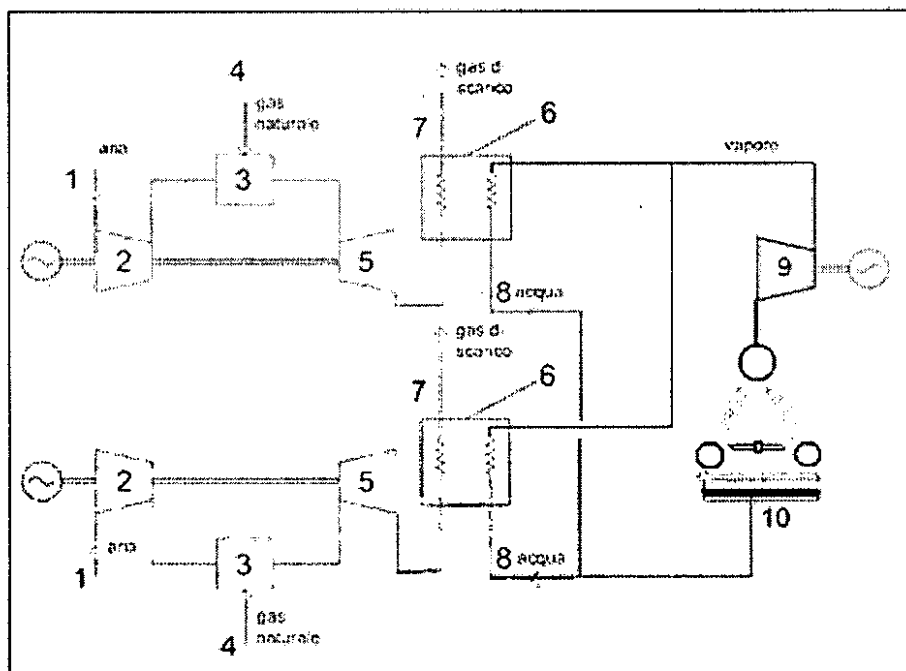
La turbina a vapore è di tipo a condensazione, con condensatore raffreddato ad aria in tiraggio forzato. Lo schema concettuale dell'impianto CCGT è riportato nella Figura 1.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)



1 Aria comburente; 2 Compressore; 3 Combustore; 4 Gas combustibile; 5 Turbina a gas (espansore); 6 Caldaia a recupero; 7 Scarico fumi al camino; 8 Acqua alimento; 9 Turbina a vapore; 10 Condensatore ad aria forzata.

Figura 1 - Schema concettuale dell'impianto

Nell'impianto sono presenti inoltre:

- 1 caldaia ausiliaria della potenza nominale massima di circa 11 MW, utilizzata per produrre il vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore per iniziare le operazioni di produzione o mantenimento del vuoto sul sistema condensatore. Il suo utilizzo è pertanto richiesto solo nei casi di avviamento da freddo dell'intero impianto successivamente ad una fermata generale, oppure per occasionali fermate brevi quando non vi è disponibilità di vapore dai Generatore di vapore a recupero (GVR);
- 3 caldaie ausiliarie della potenzialità di 1,2 MWt alimentate a metano per il preriscaldamento gas.

Le attività svolte all'interno dell'impianto sono state suddivise dal Gestore in:

- riduzione e contabilizzazione gas (Fase A);
- Ciclo termico a gas (Fase B) e scarico fumi (Fase B1);
- Recupero termico (Fase C);
- Ciclo termico turbina a vapore (Fase D);
- Sistema di raffreddamento (Fase E);
- Caldaia ausiliaria (Fase F);



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

- Sistema di condizionamento delle acque per uso industriale (Fase H);
- Sistema di raffreddamento ausiliari (Fase G);
- Sistema di prelievo, raccolta, recupero e trattamento acque (Fase L).

Con riferimento alla figura 1, l'aria (1), precedentemente filtrata, entra nel compressore della turbina a gas (2), dove viene portata alla massima pressione del ciclo. Successivamente entra nella camera di combustione (3), dove avviene la combustione del gas naturale (4), proveniente dal gasdotto. I fumi caldi e ad alta pressione entrano nell'espansore della turbina a gas (5), che, messa in rotazione dall'espansione dei fumi, trascina il compressore e produce energia elettrica trascinando un alternatore a cui è collegata. I gas di scarico ancora caldi dallo scarico della turbina entrano nella caldaia a recupero (6).

Nella caldaia a recupero viene generato vapore per mezzo del trasferimento di calore dai gas di scarico (7) all'acqua di alimentazione (8). Per massimizzare il recupero termico, il vapore viene generato a tre differenti livelli di pressione, bassa, media e alta, ed espande nelle rispettive sezioni della turbina a vapore (9). Il vapore proveniente dalla turbina dopo l'espansione nel corpo di alta pressione ritorna alla caldaia, viene mescolato con il vapore di media pressione e risurriscaldato. La rotazione della turbina trascina un alternatore che genera ulteriore energia elettrica. Il vapore in uscita dal corpo di bassa pressione della turbina a vapore viene quindi condensato nel condensatore; il ciclo si chiude con l'estrazione del condensato tramite le pompe di estrazione e l'alimentazione della caldaia a recupero tramite le pompe di alimento.

La condensazione del vapore avviene tramite condensatore ad aria, a tiraggio forzato. Tale sistema consente di condensare il vapore tramite lo scambio termico diretto con l'aria a temperatura ambiente. L'energia elettrica generata dagli alternatori viene portata alla tensione di 380 kV e convogliata all'elettrodotto dalla sottostazione elettrica della centrale.

Impianto trattamento acque e reti fognarie

Il fabbisogno idrico della centrale in fase di esercizio richiede acque di due qualità e trae origine:

- da consumi di vario tipo, associati in generale ad esigenze di lavaggio degli impianti e delle macchine o specificatamente per esigenze di antincendio soddisfatti con acqua di qualità intermedia, denominata acqua servizi;
- dalla necessità di reintegrare con acqua demineralizzata l'acqua dal ciclo termico e dalle esigenze di lavaggio del compressore delle turbine a gas.

La fonte primaria di acqua è costituita dall'acqua di pozzo, integrata dall'acqua piovana recuperata e conservata, in funzione dell'andamento delle precipitazioni. Il sistema di recupero dell'acqua piovana è costituito dalla rete di raccolta e da due vasche distinte: una vasca per acqua di prima pioggia (300 m³), ed una per acqua di seconda pioggia (2.000 m³). Le acque provenienti da zone potenzialmente contaminabili da olio (es. parcheggi) sono inviate esclusivamente alla vasca di prima pioggia, insieme a tutte le altre acque per i primi 30 minuti. Dopo 30 minuti le acque provenienti da aree non contaminabili (es. tetti) vengono commutate verso la vasca di seconda pioggia. Dalla vasca di seconda pioggia l'acqua passa direttamente ai trattamenti sotto elencati, mentre quella di prima pioggia e quella proveniente da zone contaminabili subisce prima un trattamento di disoleazione.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Per garantire la disponibilità d'acqua avente caratteristiche adeguate all'uso sono state adottate scelte tecnologiche avanzate poiché la produzione di energia elettrica richiede l'utilizzo di acque con elevati standard qualitativi. A tal fine l'acqua di pozzo, quella piovana e quella recuperata dal processo sono sottoposte ai seguenti sistemi di recupero e trattamento:

- Pre-trattamento mediante ossidazione, dosaggio ipoclorito, e filtrazione a sabbia/carbone, per la produzione di acqua servizi;
- Impianto per la produzione di acqua demineralizzata mediante ultrafiltrazione, sterilizzazione, osmosi inversa ed elettrodeionizzazione;
- Sistema di trattamento e recupero degli scarichi liquidi e concentrati mediante chiariflocculazione, osmosi inversa, evaporatore/cristallizzatore, separazione e concentrazione fanghi.

L'acqua per l'uso sanitario viene prelevata dall'acquedotto. E' previsto l'utilizzo dell'acqua di acquedotto anche per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza (qualora fosse esaurita la riserva idrica antincendio e la pompa del pozzo fosse fuori servizio).

La prescrizione riportata nel decreto VIA n. 396 del 21 aprile 2005 al punto 2.7 e ripreso allo stesso punto 2.7 dall'AIA DSA/Dec/2005/00852 prevedeva che: *“Prima dell'entrata in esercizio della centrale devono essere in funzione i seguenti dispositivi previsti dal Piano di lottizzazione del Comart nord dell'area ex Sarni: rete di adduzione acqua potabile ed industriale; depuratore; rete fognaria acque nere (che convoglia al depuratore); rete fognaria acque meteoriche, con vasche di compensazione, che convoglia al Colatore Valguercia”*.

Lo schema a blocchi dell'impianto è riportato nella Figura 2.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

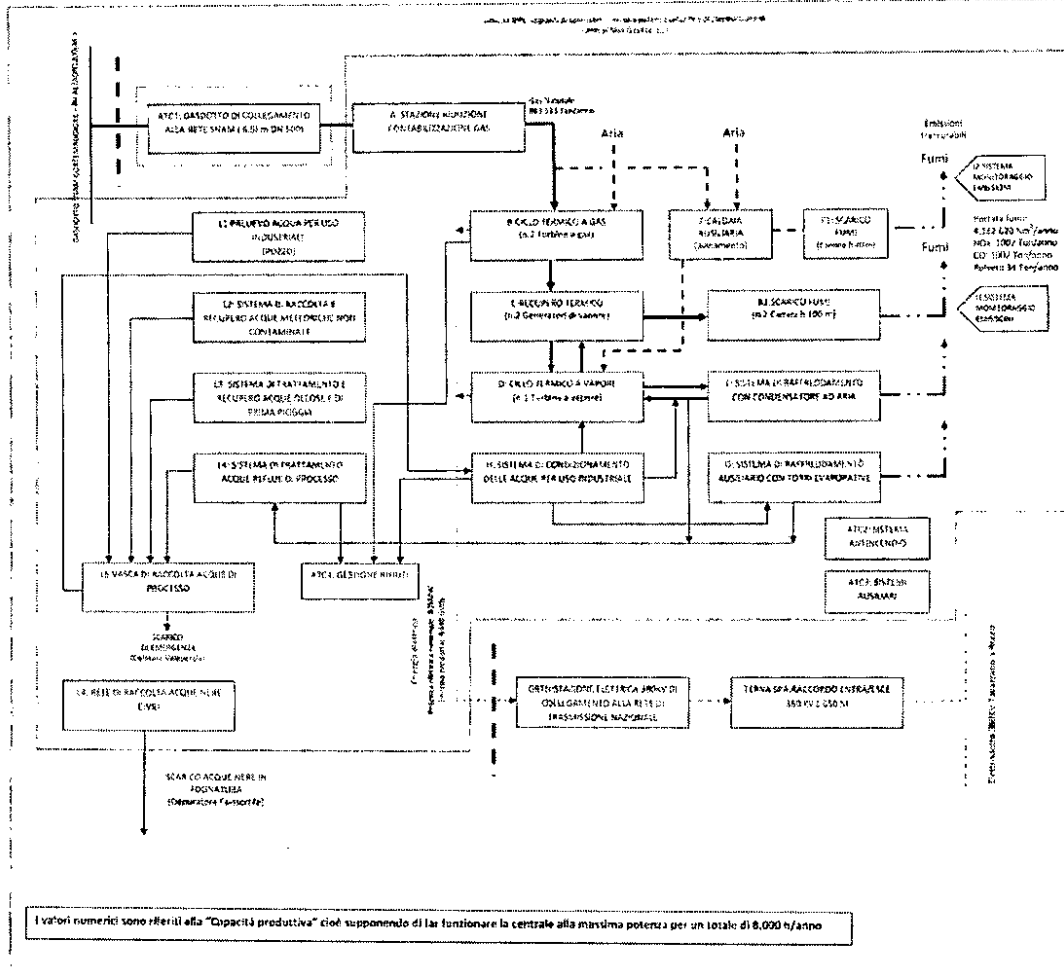


Figura 2 - Schema a blocchi dell'impianto

La sintesi delle caratteristiche dell'impianto, dedotta dall'allegato B18 trasmesso a seguito della richiesta di integrazioni con nota prot. LOD/GEN/SG/2010/0017 del 27/07/2010, è riportata nella tabella seguente.

Potenza elettrica:	ca. 805,4 MW netti complessivi
Rendimento elettrico:	ca. 56,78% netto
Rumore alla recinzione:	65 dB(A)
Emissione di NOx:	<30 mg/Nm ³ (valore garantito)
Emissione di CO:	<30 mg/Nm ³ (valore garantito)
Minimo tecnico ambientale atteso:	50% della potenza dell'impianto, 45% della potenza della TG (vedi nota CIPPC 2282/2010 del 09/11/2010)
Turbine a gas (TG):	n. 2 con potenza ciascuna di ca. 277,2 MW (costruttore



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

	Ansaldo Energia: tipo V94.3A)
Turbine a vapore (TV):	n. 1 a condensazione con potenza di ca. 264,8 MW
Consumi ausiliari:	circa 13,8 MW
Generatori di vapore:	n. 2 caldaie a recupero di tipo orizzontale, a tre livelli di pressione con risurriscaldamento
Camini:	n. 2 di altezza pari a 100 m all'interno dello stesso involucro in cemento armato
Generatori elettrici:	Generatori TG: 2 generatori con potenza lorda 330 MVA, 18 kV, raffreddati ad aria Generatori TV: 1 generatore con potenza lorda 330 MVA, 18 kV, raffreddato ad aria
Trasformatori elettrici:	3 trasformatori principali: 330 MVA ODAF, 400 / 18 kV 2 trasformatori ausiliari: 20/25 MVA ONAN/ONAF, 18/6,3 kV.
Ciclo termico costituito da:	3x50% pompe estrazione condensato, 1 torretta degasante sul corpo cilindrico BP di ciascuna caldaia, 2 x 100% pompe alimento per ciascuna caldaia.
Condensatore ad aria:	n. 1 condensatore ad aria, costituito da n.42 celle con fasci di scambio alettati e ventilatore assiale, n.1 serbatoio accumulo condensato con torretta degasante, sistema di estrazione degli incondensabili.
Sistema gas naturale:	Sistema in grado di trattare gas a pressione compresa fra 35 e 65 bar, pressione di alimentazione gas al turbo gas pari a circa 30 bar con un consumo stimato n 8.000 ore dei due turbo gas pari a circa 883.533 t/anno.
Trattamento e scarico delle acque:	Sistema completamente ridondato. Recupero acque di pioggia. Nessuno scarico in fogna (eccetto che nel caso di forti piogge). Recupero completo dello spurgo caldo di caldaia. Sistema di recupero dell'acqua dai fanghi e dagli effluenti concentrati. Consumo totale massimo di acqua (sfiati, acqua nei fanghi, acqua nei sali): 11 m ³ /ora
Automazione:	Sistema DCS (Distributed Control System): sistema ABB 800xa per ciclo termico e BOP, ABB Symphony Armony per le TG e la TV, controlli dedicati per i packages, tecnologia fieldbus di connessione (PROFIBUS).
Gasdotto:	Allacciamento al gasdotto SNAM a circa 6,4 km dal sito
Elettrodotto:	Allacciamento all'elettrodotto da 380 kV San Rocco di Tavazzano, che si trova a circa 1 km in linea d'aria dalla nuova stazione Terna di Turano a cui è collegata la



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Centrale Sorgenia Power S.p.A.

Le prestazioni generali dell'impianto (15°C), dedotte dall'allegato B18, sono riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale	MWt	1.418,5
Potenza turbine a gas	MWe	554,4
Potenza turbina a vapore	MWe	264,8
Potenza lorda totale	MWe	819,2
Consumi ausiliari	MWe	13,8
Potenza netta totale	MWe	805,4
Rendimento netto totale	%	56,78

4.3 Consumi, movimentazione stoccaggio materie prime, prodotti, combustibili

Consumi di combustibili

Le quantità dei combustibili, stimati dal gestore, alla capacità produttiva sono i seguenti:

- 883.533 t/anno di gas naturale (PCI 46.232 kJ/kg) avente un contenuto di zolfo minore di 1 ppm/mol.

Il gas naturale alimenta sia le turbine a gas che la caldaia ausiliaria.

Inoltre, nella scheda B.13 è riportata la presenza di diesel, stoccato in due serbatoi, utilizzato per la motopompa antincendio (serbatoio da 1.200 l) e per i gruppi elettrogeni di emergenza (serbatoio da 7.000 l).

Stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

La centrale utilizza materiali ausiliari quali prodotti chimici (acido cloridrico al 30%, soda caustica al 30%, cloruro ferrico al 40%, bisolfito di sodio al 30%, ipoclorito di sodio al 18%, Solfato di Magnesio al 20%, Cloruro Ferrico al 40%, antincrostante e coagulante) per il trattamento acque, prodotti chimici per la produzione di vapore (deossigenante, fosfato) e gasolio per i gruppi elettrogeni di emergenza. L'approvvigionamento dei prodotti ausiliari in ingresso allo stabilimento avviene mediante trasporto su gomma (autobotti o tir). I materiali ausiliari sono stoccati in appositi serbatoi, posizionati in aree di stoccaggio opportunamente individuate.

La capacità complessiva di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi, dedotta dalla scheda B.13, risulta distribuita come indicato nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertónico (LO)

N° area	Identificazione area	Capacità stoccaggio[m ³]	Superficie[m ²]	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità[litri]	Materiale stoccato
19*	SKID dosaggio soda caustica			Serbatoio	3000	Soda caustica
20*	SKID dosaggio acido cloridrico			Serbatoio	2000	Acido Cloridrico
14*	SKID dosaggio cloruro ferrico e ipoclorito			Serbatoio	330	Coagulante
16*	SKID dosaggio antincrostante			Serbatoio	250	Antincrostante
15*	SKID dosaggio cloruro ferrico e ipoclorito			Serbatoio	250	Ipoclorito di di sodio
17*	SKID dosaggio bisolfito di sodio			Serbatoio	250	bisolfito di sodio
18*	SKID dosaggio antincrostante			Serbatoio	250	De-ox carboidrazide
21*	SKID dosaggio solfato di magnesio			Serbatoio	3000	solfato di magnesio
5**	Serbatoio di diluizione deossigenante			Serbatoio	1500	Soluzione deossigenante
4**	Serbatoio di diluizione fosfati			Serbatoio	3000	fosfati
30***	Serbatoio soda caustica - neutralizzazione			Serbatoio	500	Soda caustica
30***	Serbatoio acido cloridrico - neutralizzazione			Serbatoio	500	Acido cloridrico
38***	Locale pompa antincendio			Serbatoio	1200	Diesel
23***	Diesel di emergenza			Serbatoio	7000	Diesel

* La posizione di questi serbatoi fa riferimento alla planimetria in Allegato B22_02.

** La posizione di questi serbatoi fa riferimento alla planimetria in allegato B22_03. Questi ultimi serbatoi non sono dei veri e propri stoccaggi, ma vengono utilizzati per preparare soluzioni al momento della necessità, partendo da prodotti acquistati in confezioni commerciali (fosfati e carboidrazide, azamina o simili).

*** La posizione di questi serbatoi fa riferimento alla planimetria in Allegato B22_01.

Tutte le vasche di contenimento dei serbatoi sopra elencati sono costruite in cemento armato con verniciatura anti-acido ove previsto ed hanno un volume pari o maggiore rispetto alla capacità dei relativi serbatoi, fatta eccezione per la vasca di contenimento del diesel di emergenza, per la quale è



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

stato già disposto l'adeguamento della sua capacità pari a quella di stoccaggio del serbatoio, come da Delibera della Giunta Regionale del 28/03/1985. Al Titolo II, Cap.2 art. 2.2.9.

4.4 Consumi idrici

Il fabbisogno idrico della Centrale in fase di esercizio richiede acque di due qualità:

- acqua servizi, di qualità intermedia, per il lavaggio degli impianti e delle macchine o per antincendio;
- acqua demineralizzata per il reintegro dell'acqua del Ciclo Termico e per il lavaggio del compressore delle Turbine a gas.

L'intero fabbisogno del ciclo produttivo della Centrale di Turano Lodigiano e Bertonico è soddisfatto dall'acqua di pozzo, prelievo massimo stimato in 10 l/s, integrata dall'acqua piovana recuperata e conservata, in funzione dell'andamento delle precipitazioni. E' previsto inoltre l'utilizzo dell'acqua di acquedotto per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza.

Per garantire la disponibilità d'acqua avente caratteristiche adeguate all'uso industriale, le acque sono sottoposte a specifici sistemi di recupero e trattamento, descritti nel paragrafo 4.2.

Le fonti di approvvigionamento di acqua della centrale, i tipi di utilizzo e i relativi consumi sono riportati nella tabella seguente:

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo [m ³]	Consumo giornaliero [m ³]	Portata oraria di punta [m ³ /h]	Presenza contatori
Pozzo mediante rete industriale	H	Trattamenti chimici di demineralizzazione	88.000 (1)	89	11 (3 l/s c.a.)	Si
		Distribuzione acqua servizi				Si
		Drenaggi chimici				Si
Rete acqua potabile		Uso potabile	1.000 (2)	2,5	0,2	Si
		Uso antincendio	(3)	(3)	(3)	No

(1) Valore massimo ammissibile, calcolato sulla base di una portata massima pari a 11 m³/h per 8.000 h di funzionamento.

(2) Valore calcolato stimando un consumo pari a 100 l al giorno per 25 persone. Il valore è arrotondato in eccesso.

(3) Solo in condizioni di emergenza, qualora fosse esaurita la riserva idrica antincendio e la pompa del pozzo fosse fuori servizio.

Allo scopo di limitare il più possibile la necessità di acqua da parte della centrale, la condensazione del vapore avviene in un condensatore ad aria nel quale il fluido refrigerante è costituito dall'aria ambiente.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

4.5 Aspetti energetici

La Centrale Sorgenia Power S.p.A. di Turano Lodigiano - Bertonico produrrà energia elettrica ed energia termica mediante combustione di gas naturale proveniente dal gasdotto SNAM (lunghezza circa 6.4 km, connesso al metanodotto SNAM).

Nella tabella seguente, redatta sulla base della Scheda B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva), si riportano i dati relativi alla stima dell'energia prodotta dalla Centrale alla capacità produttiva.

Fase / apparecchiatura	Combustibile	Energia termica		Energia elettrica		
		Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Potenza elettrica nominale lorda (kW)	Energia lorda prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Fase B / turbine a gas	gas naturale	1.418.500	11.348.000	954.400	4.435.200	-
Fase D / turbina a vapore	vapore prodotto da recupero calore			264.800	2.118.400	-
TOTALE		1.418.500	11.348.000	819.200	6.553.600	6.443.200

Per quanto concerne l'energia consumata, la Centrale utilizzerà parte dell'energia elettrica prodotta per il funzionamento di tutte le fasi che la compongono, compresi gli impianti ausiliari; non è invece previsto l'utilizzo di energia termica. Si stima un consumo, alla capacità produttiva, di 110.400 MWh per le attività ausiliarie necessarie alla produzione di energia equivalente. Durante le fermate la Centrale preleva energia elettrica dalla Rete.

Si precisa che il dato di potenza elettrica nominale lorda totale è dato dalla somma delle potenze elettriche prodotte dalle apparecchiature di cui alle fasi B e D, esclusa quindi la potenza dei due gruppi elettrogeni di emergenza utilizzati per garantire l'alimentazione elettrica alle utenze strategiche in caso di interruzione dell'alimentazione principale.

A seguito della richiesta di comunicare il minimo tecnico ambientale, il Gestore ha comunicato, con nota prot. DVA-2010-0019950 del 10 agosto 2010, che "il parametro è caratteristico di ogni turbogas. Il dato sarà disponibile solo in seguito al collaudo". Successivamente con nota CIPPC 2282/2010 del 09/11/2010 il Gestore comunicava che "dal 9 novembre 2010 l'impianto è stato messo regime e che, da tale data, ha inizio la marcia controllata di cui la comma 5 dell'art. 269 del Dlgs 152/06 e smi,.... A tale proposito si comunica che il carico minimo di processo, compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime (minimo tecnico) è fissato a 113 MW elettrici per entrambe le turbine a gas."

Nella tabella seguente, redatta sulla base della Scheda B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva), si riportano i consumi di energia elettrica stimati alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Fase o gruppi di fasi	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo elettrico specifico (kWh/kWhe netto)
Tutte le fasi, compresi gli ausiliari	110.400	Energia elettrica	
TOTALE	110.400	-	

4.6 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Il Gestore dichiara che, per quanto concerne i consumi e gli scarichi idrici, l'opera in esame si può considerare un'opera a scarico nullo per acqua.

Gli scarichi, infatti, sono praticamente solo saltuari, e sono costituiti da:

- scarico nella fognatura del depuratore consortile delle acque nere civili;
- scarico nel collettore acque bianche, e da qui al depuratore consortile, del troppo pieno della vasca di seconda pioggia, nel caso di periodi intensa piovosità prolungata nel tempo;
- scarico nel colatore Valguercia, eccezionalmente e per brevi periodi, del concentrato dell'osmosi primo passo in caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi.

Le caratteristiche degli scarichi idrici presenti in centrale sono riassunte nella tabella seguente:

n. scarico finale SF1		Recettore: Rete acque nere Depuratore Consortile			Portata media annua 1.000 m ³ /anno		
Caratteristiche dello scarico							
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% volume	in	Modalità di scarico	Superficie relativa m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
AD		100		saltuario			n.d.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenja Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

n. scarico finale SF2		Recettore: Rete acque bianche Depuratore Consortile			Portata media annua non stimabile		
Caratteristiche dello scarico							
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH	
MN		100	saltuario			n.d.	
n. scarico finale SF3		Recettore: Colatore Valguercia			Portata media annua non stimabile		
Caratteristiche dello scarico							
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH	
AI	H	100	emergenza		Impianto in fase H	n.d.	

Lo scarico SF1 diverrà attivo una volta che si insedieranno altre imprese che permettano un corretto funzionamento del depuratore consortile. Attualmente le acque nere sono inviate ad una fossa Imhoff provvisoria che sarà rimossa quando diverrà operativo il sistema fognario consortile. Fino alla entrata in funzione del depuratore, gli scarichi delle acque nere e quindi della fossa Imhoff verranno gestiti come rifiuti.

4.7 Emissioni convogliate in aria

Le sorgenti di emissioni convogliate della centrale della Società Sorgenja Power S.p.A. sono costituite da:

- camini E1 ed E2 attraverso i quali i fumi di scarico delle turbine a gas vengono immessi in atmosfera, previo raffreddamento mediante cessione di calore all'interno del generatore di vapore a recupero;
- camini E3 attraverso i quali i fumi di scarico della caldaia ausiliaria (da 11,1 MW), utilizzata per produrre il vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore per iniziare le operazioni di produzione o mantenimento del vuoto sul sistema condensatore, vengono immessi in atmosfera;
- camini E4, E5 ed E6 attraverso il quale i fumi di scarico delle caldaie ausiliarie (da 1,2 MW), di pre-riscaldamento del gas naturale, vengono immessi in atmosfera;
- camino E7 di scarico del motore diesel del gruppo elettrogeno di emergenza;
- camino E8 di scarico del motore diesel della motopompa antincendio.

Dall'analisi della documentazione (scheda B.6 nella revisione di settembre 2010 e Allegato B.20) trasmessa dal Gestore risulta che i camini hanno le seguenti caratteristiche:



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

N. camino	Altezza dal suolo	Area sezione uscita	Coordinate piane WGS84		Fasi che originano il flusso	Monitoraggio in continuo
			X	Y		
E1	100 m	28,3 m ²	647.473,89	4.551.664,47	Fasi B e C (turbine a gas)	Si
E2	100 m	28,3 m ²	647.487,74	4.551.635,63	Fasi B e C (turbine a gas)	Si
E3	20 m	0,95 m ²			Caldaia Ausiliaria (11,1 MW)	Si
E4	7,1 m	0,0707 m ²			Caldaia Ausiliaria per pre-riscaldamento (1,2 MW)	No
E5	7,1 m	0,0707 m ²			Caldaia Ausiliaria per pre-riscaldamento (1,2 MW)	No
E6	7,1 m	0,0707 m ²			Caldaia Ausiliaria per pre-riscaldamento (1,2 MW)	No
E7	4,5 m	0,2513 m ²			Gruppo elettrogeno di emergenza	No
E8	7,5 m	0,0314 m ²			Motopompa antincendio	No

Per i punti di emissione convogliata E4 ÷ E8 il Gestore non ha fornito informazioni in merito alle loro caratteristiche emissive in quanto ritenuti poco significative per natura e quantità.

Le tabelle di seguito riportate illustrano le caratteristiche dei camini E1, E2 ed E3 tratte dalle Schede B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato e B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva), ripresentata dal Gestore con le integrazioni di settembre 2010, insieme con i valori limite applicabili.

Si precisa, in particolare, che nella Scheda B.7.2 è specificato che:

- Per il calcolo dei flussi di massa annuali si è ipotizzato, cautelativamente, di considerare l'impianto in funzione al massimo carico per 8.000 h/anno;
- Il valore della portata dei fumi corrisponde al valore nelle condizioni di massimo carico di esercizio.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenja Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Emissione n. 1	Camino E1			
Dimensioni camino	H: 100 m Area sezione: 28,3 m ²			
Coordinate piane WGS84	X 647.473,89– Y 4.551.664,47			
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 1			
Adeguamenti previsti	NO			
Portata²	2.091.310 Nm ³ /h			
Ore di funzionamento	8.000			
Monitoraggio in continuo	Sì – parametri: NO _x , CO, O ₂			
inquinanti	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Concentrazione mg/Nm³	%O₂
NO _x	62,64 (C)	501.120 (C) ¹	30 (G)	15% (C)
CO	62,64 (C)	501.120 (C) ¹	30 (G)	15% (C)
polveri	2,16 (C)	17.280 (C) ¹	1 (S)	15% (C)

Emissione n. 2	Camino E2			
Dimensioni camino	H: 100 m Area sezione: 28,3 m ²			
Coordinate piane WGS84	X 647.487,74– Y 4.551.635,63			
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 2			
Adeguamenti previsti	NO			
Portata²	2.091.310 Nm ³ /h			
Ore di funzionamento	8.000			
Monitoraggio in continuo	Sì – parametri: NO _x , CO, O ₂			
inquinanti	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Concentrazione mg/Nm³	%O₂
NO _x	62,64 (C)	501.120 (C) ¹	30 (G)	15% (C)
CO	62,64 (C)	501.120 (C) ¹	30 (G)	15% (C)
polveri	2,16 (C)	17.280 (C) ¹	1 (S)	15% (C)



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Emissione n. 3	Camino E3			
Dimensioni camino	H: 20 m Area sezione: 0,95 m²			
Coordinate piane WGS84	Non fornite			
Unità di provenienza	Caldaia ausiliari			
Adeguamenti previsti	NO			
Portata²	12.108 Nm ³ /h			
Ore di funzionamento	100			
Monitoraggio in continuo	Sì – parametri: NO _x , CO, O ₂			
inquinanti	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Concentrazione mg/Nm³	%O₂
NO _x	1,81 (C)	181 (C) ¹	150 (G) ³	3% (C)
CO	1,21 (C)	121 (C) ¹	100 (G) ³	3% (C)

(1) Per il calcolo dei flussi di massa annuali si è ipotizzato, cautelativamente, di considerare l'impianto in funzione al massimo carico per 8000 h/anno.

(2) Il valore della portata dei fumi corrisponde al valore nelle condizioni di massimo carico di esercizio.

(3) Il funzionamento della caldaia ausiliaria è stimato in 100 ore annue al massimo carico di esercizio.

(C) Valore calcolato.

(G) Valore garantito dal costruttore della turbina o della caldaia.

Dall'Allegato B18 risulta che il sistema di combustione è del tipo DLN (Dry Low NO_x), a ridottissima emissione di NO_x e CO.

Inoltre, come prescritto dal Ministero delle Attività Produttive nell'Autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto n. 55/02/2005 del 4 agosto 2005, ai camini E1 e E2 verrà effettuato il monitoraggio in continuo dei seguenti parametri: NO_x (espressi come NO₂), CO ed O₂; inoltre, per i primi due anni di esercizio dell'impianto, dovrà essere misurato con frequenza semestrale il contenuto di idrocarburi incombusti nelle emissioni.

Dovrà essere anche effettuato il monitoraggio in continuo dei suddetti inquinanti in occasioni delle fasi di arresto ed avvio dell'impianto, ivi inclusa l'emissione della caldaia ausiliaria.

Il Gestore riferisce nella documentazione trasmessa che effettuerà il monitoraggio in continuo anche al camino E3.

Il Gestore, nel documento E.4-01 (Piano di Monitoraggio), dichiara che effettuerà il monitoraggio in continuo anche dei parametri SO_x e PTS al solo fine conoscitivo.

Nel corso della riunione del giorno 8 settembre 2010, il Gestore ha dichiarato di aver intenzione di installare un catalizzatore per l'abbattimento del parametro CO, successivamente all'entrata in funzione dell'impianto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

4.8 Emissioni non convogliate in aria

Il Gestore non ha dichiarato fonti di emissione di tipo non convogliate, escludendo la presenza sia di emissioni diffuse che fuggitive.

Nell'Allegato E3, il Gestore dichiara che sono presenti alcuni sistemi di protezione contro il rischio di fughe di gas dalle reti di adduzione del gas naturale. In più punti della centrale sono, inoltre, installati rilevatori per il gas naturale che, in caso di fuoriuscita, forniscono un allarme acustico nella sala di controllo e in loco.

4.9 Standard di qualità dell'aria

Per quanto concerne il confronto con gli standard di qualità dell'aria, nell'Allegato D5, Relazione tecnica sui dati meteorologici e dispersione in atmosfera degli inquinanti, il Gestore riporta i dati relativi alla simulazione della dispersione in atmosfera degli inquinanti emessi dai camini, ottenuti mediante uno specifico modello matematico, e la stima delle concentrazioni addizionali di inquinanti attese al suolo; i valori ottenuti sono stati confrontati con gli standard di qualità dell'aria vigenti.

In particolare, dall'Allegato D5 (cui si rimanda per una descrizione di dettaglio delle modalità di calcolo) risultano le conclusioni riportate nel seguito:

- Situazione attuale - per NO_x e NO₂: nessuna criticità per quanto riguarda il rispetto dei valori limite orari; superamento dei limiti per quanto riguarda le concentrazioni medie annuali di NO₂ nella sola stazione di Lodi.
- Situazione attuale - per PM₁₀/PM_{2.5}: numero di superamenti annuali del valore limite sulle 24h superiore ai limiti di legge per il PM₁₀ in tutte le stazioni; per quanto riguarda la concentrazione media annuale di PM₁₀, valori elevati ma compatibili con i limiti di legge nelle stazioni di tipo rurale e valori superiori ai limiti di legge nelle stazioni di tipo urbano. Valori di PM_{2.5} tendenzialmente superiori al valore obiettivo riferito alla media annuale.
- CO:- nessuna criticità.

Per quanto riguarda il possibile contributo della Centrale a Ciclo Combinato di Turano Bertonico al superamento degli Standard di qualità dell'aria, sulla base delle simulazioni eseguite con riferimento ai dati meteo relativi al 2006 e 2007, risulta quanto segue:

- NO₂ – Il D.M. 60/2002 prevede un limite per la media oraria di 200 µg/Nm³ da non superarsi per più di 18 ore nell'anno. Il percentile P99.8 delle concentrazioni orarie (18° valore orario nell'anno), determinate dall'impianto in esame nel punto di massima ricaduta risulta < 10 µg/m³ nei due anni esaminati e quindi di oltre un ordine di grandezza inferiore al limite normativo. Il contributo dell'impianto non risulta tale da incidere significativamente sul rispetto di tale parametro. Per quanto riguarda la concentrazione media annuale, il contributo stimato dell'impianto nel punto di massima ricaduta risulta di dell'ordine di 0,1 µg/m³, di due ordini di grandezza inferiore al limite annuale di 40 µg/m³ a protezione della salute umana (D.M. 60/2002) e quindi trascurabile rispetto al limite normativo;
- NO_x (ossidi di azoto): il contributo dell'impianto alla concentrazione media annuale al suolo nel punto di massima ricaduta risulta inferiore a 0,2 µg/m³, due ordini di grandezza inferiore



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

al valore limite di $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a protezione della vegetazione (D.M. 60/2002); limite peraltro non applicabile in aree urbanizzate.

- PM10: i massimi valori stimati di ricaduta risultano del tutto trascurabili rispetto ai limiti di qualità dell'aria ed alle concentrazioni di background attuali, con un massimo giornaliero dell'ordine di $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e una massima media annuale di $0,006 \mu\text{g}/\text{m}^3$, contro limiti rispettivamente di 50 e $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il PM10 (D.M. 60/2002) ed un valore obiettivo annuale di $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il PM2.5 (Direttiva 2008/50/CE).
- CO (monossido di carbonio): le ricadute stimate di CO risultano di 2-3 ordini di grandezza inferiori ai limiti normativi ($10.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per le concentrazioni medie di 8 ore) e tali quindi da non influire su tale parametro, che peraltro risulta non critico nell'area in esame.

4.10 Rifiuti

Il Gestore intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dalla normativa vigente.

I rifiuti prodotti dalla centrale vengono principalmente generati dal sistema di trattamento acque reflue e da attività di manutenzione ordinaria e straordinaria della centrale, ad eccezione delle soluzioni acquose di scarto derivanti dai lavaggi off-line delle due sezioni turbogas e dei filtri aria dei turbogas, la cui sostituzione è prevista con cadenza biennale.

Nella seguente tabella (tratta dalla scheda B 11.2 aggiornata a settembre 2010) è riassunta una stima delle quantità di rifiuti prodotte annualmente dalla centrale (considerando un suo funzionamento per 8.000 ore annue), le relative modalità di stoccaggio e di gestione (recupero o smaltimento).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (t)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					Area	Modalità	Destinazione
190903	Sali di cristallizzazione	solido	200	H	R2	Sfusi	Smaltimento
190902	Fanghi da trattamento acque chiarificazione	solido	118,40	H	R2	Sfusi	Smaltimento
161002	Soluzioni acquose di scarto	Liquido	130	B	R2	Vasca	smaltimento
1302	Oli esausti di motore per ingranaggi e lubrificanti	Liquido	4	Manutenzione	R1	fusti	Recupero
150202	Assorbenti, materiali filtranti, stracci contaminati da sostanze pericolose	Solido	1	Manutenzione e pulizia	R1	Sfusi	Smaltimento
150203	Assorbenti materiali filtranti indumenti protettivi da sostanze non pericolose	Solido	1	Manutenzione e pulizia	R2	sfusi	smaltimento
100118	Filtri aria da turbina a gas (pericolosi)	solido	2,3	B	R1	sfusi	smaltimento
100119	Filtri aria da turbina a gas (non pericolosi)	solido	2,3	B	R2	sfusi	smaltimento

Sono inoltre previsti rifiuti allo stato liquido non quantificabili poiché derivanti da attività di manutenzione e controllo costituiti principalmente da:

- Resine di scarico e prodotti chimici di rigenerazione;



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

- Residui dei prodotti per la pulizia dei serbatoi;
- Lubrificanti esausti e residui di purificazione;
- Oli isolanti e termoconduttori di scarto (sottoclasse CER 1303);

nonché rifiuti allo stato solido anch'essi non quantificabili poiché derivanti da attività di manutenzione e controllo costituiti principalmente da:

- Pitture, vernici (codice CER 080111);
- Solventi (Codice CER 080112);
- Batterie ed accumulatori (sottoclasse CER 1606);
- Rifiuti derivanti da attività di ufficio (Codice CER 080318).

Dalla precedente tabella si evince una produzione stimata di rifiuti pericolosi pari a 7,3 t (di cui 4 t inviate a recupero) e di rifiuti non pericolosi pari a 451,7 t, interamente inviati a smaltimento.

I rifiuti suddetti saranno stoccati in apposite aree. In particolare, ne sono previste due:

- R1: area coperta per lo stoccaggio dei rifiuti pericolosi;
- R2: area scoperta per lo stoccaggio dei rifiuti non pericolosi.

Le caratteristiche delle due aree sono riportate nella tabella seguente (tratta dalla scheda B.12 trasmessa a settembre 2010):

N. Area	Identificazione area	Capacità stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
R1	Stoccaggio rifiuti pericolosi	300 m ³ *	150 m ² *	Coperta	Rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento o al recupero
R2	Stoccaggio rifiuti non pericolosi	300 m ³ *	300 m ² *	Scoperta	Rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento o al recupero

* I dati sono stimati in quanto l'opera al momento della trasmissione dei dati non era ultimata.

Il Gestore dichiara che i rifiuti saranno stoccati in appositi contenitori debitamente segnalati impermeabili siti in apposita piazzola in cemento armato adeguatamente impermeabilizzata e cordolata che risulta quindi essere idoneo bacino di contenimento per eventuali fuoriuscite accidentali. La piazzola, realizzata con idonee pendenze, è dotata di pozzetto di raccolta liquidi con valvola di chiusura sulla mandata. La valvola a valle del pozzetto di raccolta sarà sempre chiusa per evitare che eventuali acque contaminate confluiscano alle vasche di prima pioggia. Eventuali liquidi accidentalmente fuoriusciti saranno raccolti nel pozzetto/vasca e gestiti come rifiuto. Eventuali acque non contaminate saranno invece inviate nella vasca di prima pioggia aprendo la valvola a valle del pozzetto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenja Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

4.11 Rumore e vibrazioni

Nell'allegato E.3 trasmesso con le integrazioni nel luglio 2010, il Gestore dichiara che per far fronte all'emissione di rumore, in fase di costruzione, la centrale di Turano Lodigiano e Bertonico ha adottato diversi accorgimenti, quali:

- sistemazione delle macchine principali (turbine a gas, turbina a vapore e relativi alternatori) all'interno di cabinati fonoisolanti-fonoassorbenti, a loro volta racchiusi in edifici con tamponature antirumore allo scopo di limitare ulteriormente la propagazione sonora;
- silenziatori per gli air intake turbine a gas;
- diffusori tra turbogas e caldaie a recupero dotate di coibentazione termoacustica;
- boiler house e coibentazione termica con effetto schermante al rumore per le caldaie a recupero.

Nel medesimo documento, il Gestore dichiara che le principali sorgenti (puntiformi o areali) di emissioni acustiche in grado di determinare la propagazione di rumore all'esterno di esso sono:

- Edificio turbine a gas;
- Edificio turbina a vapore;
- Estrattori a tetto edifici TG e TV;
- Edificio generatore turbina a gas;
- Air intake turbine a gas;
- Diffusori;
- Caldaie a recupero;
- Camini;
- Pipe Rack;
- Pompe alimento caldaia;
- Aerotermo a ciclo chiuso;
- Condensatore ad aria;
- Stazione riduzione gas;
- Trasformatore di unità;
- Trasformatore elevatore;
- Edificio compressori e pompe antincendio;
- Edificio Demi;
- Condizionatori edificio elettrico;
- Condizionatori del fabbricato TG;
- Condizionatori dell'edificio amministrativo.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

E' prevista la misurazione dei livelli di rumorosità in ambiente esterno legati all'attività della centrale con frequenza triennale. I metodi utilizzati per il monitoraggio ed il campionamento dei parametri ambientali significativi sono quelli indicati dalla normativa vigente D.M. 16/03/98.

4.12 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Si rileva che il Decreto VIA n. 396 del 21/04/2005, precisava che:

“il sito in cui è prevista la realizzazione della centrale ricade in aree a destinazione industriale, appartenenti al Comune di Turano L. ed a quello di Bertonico, facenti parte dell'area dell'ex raffineria Sarni estesa su di una superficie di 1.780.000 m² e dismessa negli anni ottanta; - il 29.1.1998 è stato sottoscritto, tra la Regione e i Comuni interessati, l'Accordo di programma per la reindustrializzazione dell'area dell'ex raffineria Sarni. A seguito di tale accordo si è proceduto alla bonifica dei terreni, che si è conclusa con la Certificazione di avvenuta bonifica, rilasciata dalla Provincia di Lodi con atti n. 275 del 14.7.2000 e n. 301 del 12.7.2001;”

e subordinava il parere favorevole, relativamente alla compatibilità ambientale del progetto, all'osservanza delle seguenti prescrizioni:

“2.9 In accordo con ARPA, il proponente dovrà effettuare, sia in fase di costruzione che di esercizio, periodici monitoraggi delle acque sotterranee che includano analisi chimiche e fisiche nonché il livello della falda da cui viene attinta acqua. Relativamente al Colatore Valguercia (recapito delle acque in uscita dall'impianto), in fase di progettazione esecutiva dovranno essere eseguite ulteriori analisi e campionamenti per approfondire la caratterizzazione della qualità delle acque e dei sedimenti dello stesso, prima dell'entrata in esercizio della centrale.

Suolo e sottosuolo

2.10 Durante fase di costruzione, lo stoccaggio di idrocarburi deve essere effettuato in serbatoi fuori terra, dotati di bacini di contenimento opportunamente dimensionati. Il parcheggio, il rifornimento e la manutenzione dei mezzi operativi e di trasporto devono avvenire su superfici impermeabilizzate ed attrezzate in modo tale da evitare sversamenti al suolo. Prima dell'avvio dei lavori il proponente deve predisporre un piano di intervento operativo, secondo modalità da concordarsi con ARPA, da mettere immediatamente in atto a seguito di eventuali fenomeni di inquinamento delle acque e del suolo, che dovessero verificarsi durante i lavori di costruzione”.

Nell'Allegato E.3 trasmesso a luglio 2010 il Gestore dichiara che nessun incidente potenzialmente inquinante si è verificato durante la realizzazione della centrale; le misure di prevenzione che sono state adottate (bacini di contenimento, piazzole di scarico impermeabilizzate, ecc.) e le procedure di gestione che verranno applicate relativamente alla formazione del personale, allo scarico dei prodotti nonché alle norme di emergenza in caso di incidente fanno sì che il rischio di contaminazione del suolo e del sottosuolo sarà molto contenuto durante l'esercizio della stessa. L'unico potenziale rischio di contaminazione del suolo, sottosuolo e delle acque di falda associato alle attività della Centrale potrebbe derivare da uno spargimento accidentale, in caso di incidente, di sostanze chimiche presenti in Centrale, quali acido cloridrico, soda caustica e altri additivi chimici.

Alla fonte è stato ridotto drasticamente il rischio di contaminazione avendo scelto di:



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

- Impiegare gas naturale in luogo di altri combustibili più problematici quali olio combustibile e/o carbone;
- Gestire i rifiuti prodotti e loro deposito in apposite aree dedicate;
- Approvvigionare i prodotti chimici in apposite aree impermeabilizzate ed effettuare periodicamente ispezioni visive e prove di tenuta dei bacini di contenimento.

4.13 Odori

Il Gestore non segnala problemi di odori nella documentazione presentata.

4.14 Altre forme di inquinamento

Relativamente alle altre tipologie di inquinamento, il Gestore riporta le informazioni di seguito riportate.

Impatto visivo

La Centrale risulta di facile accesso visivo a causa degli elevati ingombri volumetrici e l'assenza di ostacoli importanti nelle immediate vicinanze; inoltre, la zona di ubicazione dell'impianto è zona priva di valorizzazione turistica.

Emissioni di tipo ionizzanti

La tipologia di impianto in oggetto non determina emissioni di tipo ionizzante.

Emissioni di tipo non ionizzanti

Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti, le emissioni significative correlabili con l'esercizio dell'impianto sono quelle derivanti dai campi elettromagnetici a frequenza di rete connessi con le installazioni elettriche di collegamento tra l'impianto e l'elettrodotto 380 kV Tavazzano – S. Rocco.

La titolarità di tali linee e installazioni elettriche è la seguente:

- Sorgenia Power S.p.A.: per il tratto compreso tra i trasformatori elevatori e la Stazione elettrica adiacente all'impianto;
- GSE: Stazione elettrica adiacente all'impianto;
- Terna S.p.A.: linee elettriche 380 kV della lunghezza di 650 m di raccordo tra la Stazione elettrica GSE e l'elettrodotto esistente Tavazzano-San Rocco.

Gli effetti dei campi elettrici e magnetici determinati da tali linee elettriche risulteranno conformi con i limiti definiti da:

- DPCM 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";
- Legge 22 febbraio 2001, n.36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica".



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

In particolare, come dettagliatamente illustrato nel SIA:

- il campo magnetico generato dalle linee elettriche rispetterà gli obiettivi di qualità di cui all'articolo 4 del citato D.P.C.M. 08/07/03 previsti per gli elettrodotti di nuova realizzazione, pari a 3 microTesla per l'induzione magnetica, "da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio", in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore".
- il campo elettrico generato da tali linee elettriche sarà inferiore al limite di esposizione previsto all'articolo 3 del citato DPCM 08/07/03, pari a 5 kV/m inteso come valore efficace, "che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori" (Legge 36/2001).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Nel presente paragrafo è illustrata la realtà territoriale in cui è ubicata la Centrale Sorgenia Power S.p.A. di Turano Lodigiano e Bertonico e sono evidenziati gli eventuali vincoli urbanistici, territoriali o ambientali esistenti nell'area su cui insiste la Centrale e nelle aree limitrofe.

5.1 Introduzione

La Centrale Termoelettrica a ciclo combinato Sorgenia Power S.p.A. si trova nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (Lodi), all'interno di un'area industriale per la quale è prevista una riconversione della stessa secondo quanto disciplinato nell' "Accordo di Programma per la deindustrializzazione dell'ex raffineria Sarni" (Figura 3). La superficie occupata dall'impianto è di circa 77.794 m², di cui circa 19.831 m² coperti, circa 31.235 m² di superficie scoperta pavimentata, e circa 26.728 m² di superficie scoperta non pavimentata. All'interno dell'area è presente la stazione elettrica di interconnessione di proprietà del GSE che permette di collegare alla rete nazionale a 380 kV la linea proveniente dall'impianto di generazione, la cui produzione verrà smistata sulle direttrici di San Rocco e di Tavazzano.



Figura 3 - Ubicazione dell'area

Le principali infrastrutture viarie sono costituite dalle Strade Provinciali che percorrono l'area circostante la centrale: la SP 26 a N-NE, la SP 192 ad E e la SP 222 ad Ovest che distano circa 500-1000 m dal confine del lotto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Pianificazione di livello Regionale

Per completezza, si riportano di seguito alcune informazioni riguardo alcuni strumenti di pianificazione regionale recenti, non specificatamente richiamati nei documenti della domanda di AIA.

Il Consiglio Regionale della Lombardia ha approvato in via definitiva il Piano Territoriale Regionale (PTR) con deliberazione del 19/01/2010, n.951, pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia n.6, 3° Supplemento Straordinario del 11 febbraio 2010. Il Piano ha acquisito efficacia dal 17 febbraio 2010.

Il PTR (formalmente avviato nel dicembre 2005), rappresenta il principale strumento di programmazione delle politiche per la salvaguardia e lo sviluppo del territorio della Lombardia.

Il PTR, in applicazione dell'art. 19 della L.R. 12/2005, ha natura ed effetti di piano territoriale paesaggistico ai sensi della legislazione nazionale (D.Lgs. n. 42/2004). In tal senso recepisce consolida e aggiorna il Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) vigente in Lombardia dal 2001, integrandone e adeguandone contenuti descrittivi e normativi e confermandone impianto generale e finalità di tutela. Il Piano Paesaggistico Regionale diviene così sezione specifica del PTR, disciplina paesaggistica dello stesso, mantenendo comunque una compiuta unitarietà ed identità.

Le indicazioni regionali di tutela dei paesaggi della Lombardia, nel quadro del PTR, consolidano e rafforzano le scelte già operate dal PTPR pre-vigente in merito all'attenzione paesaggistica estesa a tutto il territorio e all'integrazione delle politiche per il paesaggio negli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale, ricercando nuove correlazioni anche con altre pianificazioni di settore, in particolare con quelle di difesa del suolo, ambientali e infrastrutturali. In particolare, il Quadro di Riferimento Paesaggistico introduce nuovi significativi elaborati e aggiorna i Repertori esistenti.

Alla luce dei nuovi temi normativi introdotti e degli aggiornamenti cartografici effettuati, è stato aggiornato l'Abaco delle principali informazioni di carattere paesistico-ambientale articolato per comuni - Volume 1 - "Appartenenza ad ambiti di rilievo paesaggistico regionale", nonché il Volume 2 - "Presenza di elementi connotativi rilevanti".

Dall'analisi dell'Abaco Volume 1, "Appartenenza ad ambiti di rilievo paesaggistico regionale", non si evidenziano per il territorio dei 2 comuni di Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico, disposizioni o indicazioni particolari riferite a specifici articoli della normativa del Piano paesaggistico (Art.17, appartenenza agli ambiti di elevata naturalità, Art. 18, appartenenza all'ambito di valore storico-ambientale del Barco Certosa, ecc...).

Secondo quanto riportato nel Piano Energetico Regionale (PER) l'area dell'impianto è classificata AREA 3 (Lodigiano) con priorità elevata per l'insediamento di nuove centrali termoelettriche. Il sito scelto, risulta localizzato in posizione intermedia rispetto alle esistenti centrali di Tavazzano (22 Km) e Piacenza (20 Km) e alle centrali la cui istruttoria autorizzativa è in corso presso il Ministero delle Attività Produttive: Spinadesco (25 km) e Cremona (30 Km).

Pianificazione di livello Comunale

La Provincia di Lodi dispone di un Mosaico Informatizzato degli Strumenti Urbanistici Comunali (MISURC) relativo a tutto il territorio provinciale. Il MISURC è la rappresentazione sintetica degli strumenti urbanistici comunali e riporta le aree sottoposte a vincolo e le fasce di rispetto degli



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenja Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Zona B - zona di pianura caratterizzata da concentrazioni elevate di PM10 con maggiore componente secondaria, alta densità di emissioni di PM10, NOx (sebbene inferiore a quella della Zona A) e NH₃ (di origine agricola e da allevamento), situazione meteorologica avversa per la dispersione degli inquinanti (velocità del vento limitata e frequenti casi di inversione termica, lunghi periodi di stabilità atmosferica caratterizzata da alta pressione) e densità abitativa intermedia con prevalenza di attività agricole e di allevamento.

Gli ambiti territoriali compresi in Zona B sono da considerarsi zone di mantenimento, ovvero aree definite dalla Regione, sulla base delle valutazioni preliminari (di cui art.5 del D.Lgs. 351/99), in cui i livelli degli inquinanti sono risultati inferiori ai valori limite e tali da non comportare il rischio di superamento degli stessi. Per tali aree devono essere adottati appositi piani di mantenimento (artt. 9, comma 1, 2 del D.Lgs. 351/99) della qualità dell'aria al fine di conservare i livelli degli inquinanti al di sotto dei valori limite e si deve operare al fine di preservare la migliore qualità dell'aria ambiente compatibile con lo sviluppo sostenibile secondo le direttive emanate con Decreto del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, sentita la Conferenza unificata.

Sempre in tema di riduzione delle emissioni e tutela della qualità dell'aria l'Allegato C alla D.G.R. 6501/2001 individua i criteri per le autorizzazioni e i limiti di emissioni relativi ad impianti di produzione di energia. La delibera chiarisce che nelle Zone di mantenimento, possono essere autorizzati impianti che producono energia per scopi commerciali e deve essere adottata la miglior tecnologia disponibile per l'abbattimento delle emissioni generate.

Qui di seguito vengono riportati i limiti di emissione degli impianti di produzione energia individuati dalla pianificazione regionale, specifici per gli impianti a caldaia e per i turbogas (D.G.R. 6501/2001, Allegato C parzialmente modificato dalla Delibera n. VII / 17989 Seduta del 28 giugno 2004) esistenti applicabili per la centrale Sorgenja di Turano Lodigiano e Bertonico.

Impianti a Focolare

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale di O₂ nell'effluente gassoso del 3% per combustibili liquidi e gassosi, del 6% per il carbone e dell'11% per gli altri combustibili solidi.

Combustibili gassosi

- SO₂ 35 mg/Nm³
- NO_x 200 mg/Nm³
- Polveri 5 mg/Nm³
- CO 100 mg/Nm³

I limiti di SO₂ e Polveri si intendono rispettati utilizzando gas naturale e GPL.

Controllo combustione focolare

I focolari di potenzialità pari o superiori a 6 MW devono essere dotati di analizzatori di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria / combustibile.

Controllo emissioni impianto



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Tutti gli impianti oltre 15 MW devono essere dotati di Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni (SME) dei composti per cui sono fissati i limiti, salvo il caso in cui i limiti si intendono automaticamente rispettati in base alla qualità del combustibile.

Lo SME deve essere conforme a quanto previsto dalla normativa nazionale, D.M. 21 dicembre 1995 e alla normativa regionale in materia di sistemi di monitoraggio in continuo, Decreto Direttore Generale 29 Agosto 1997 n° 3536, Decreto Direttore Generale 16 Aprile 1998 n°1632, della Regione Lombardia, D.G.R. 11352/2010 e D.D.S. 4343/2010 e s.m.i..

Nel caso di impianti per i quali è prescritto un valore limite di emissione di CO, i sistemi di misura di tale inquinante per il controllo della combustione possono essere utilizzati per la verifica del limite di emissione.

Turbine a Gas

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15% di ossigeno libero nei fumi. Le potenzialità di seguito riportate sono riferite ai singoli focolari delle turbine:

Per turbine fino a 8 MWt	NOx 150 mg/Nm ³ e CO 100 mg/Nm ³
Oltre 8 MWt fino a 15 MWt	NOx 100 mg/Nm ³ e CO 80 mg/Nm ³
Oltre 15 MWt fino a 50 MWt	NOx 80 mg/Nm ³ e CO 60 mg/Nm ³
Oltre 50 MWt fino a 100 MWt	NOx 60 mg/Nm ³ e CO 50 mg/Nm ³
Oltre 100 MWt	NOx 50 mg/Nm ³ e CO 50 mg/Nm ³
Oltre 300 MWt	NOx 30 mg/Nm ³ e CO 50 mg/Nm ³

Secondo quanto riportato nel Rapporto Annuale sulla Qualità dell'Aria della Provincia di Lodi del 2008, nella Provincia di Lodi sono attive 7 stazioni fisse di monitoraggio, la cui ubicazione è riportata nella Figura 5 mentre nella successiva tabella sono indicati i parametri monitorati per ciascuna stazione. Il Dipartimento ARPA di Lodi dispone anche di un laboratorio mobile utilizzato per campagne di circa un mese sul territorio, per comprendere la distribuzione degli inquinanti sul territorio.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

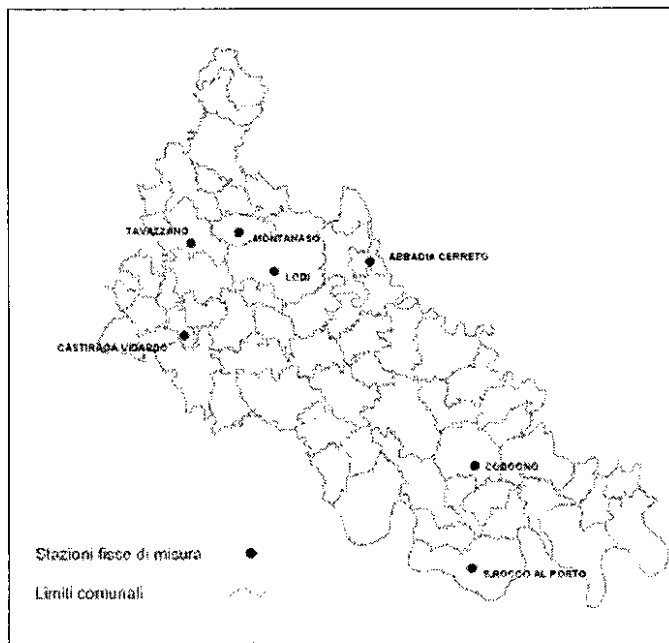


Figura 5 - Ubicazione delle centraline fisse ARPA

Stazione	SO ₂	NO _x	PTS	PM ₁₀	PM _{2,5}	O ₂	CO	BTX
Abbadia Cerreto	-	X	-	-	-	X	-	-
Castiraga Vidardo	-	X	-	-	-	-	-	-
Codogno	X	X	-	X	-	-	-	-
Lodi	X	X	-	X	X	-	X	X
Montanaso	-	X	-	X	-	X	-	-
Tavazzano	X	X	-	X	-	-	-	-
S. Rocco al Porto	-	X	-	X	-	-	X	-

Dal Rapporto Annuale sulla Qualità dell'Aria della Provincia di Lodi del 2008 si ricava che il trasporto su strada costituisce la principale fonte di inquinamento per buona parte degli inquinanti e contribuisce ad oltre un terzo delle emissioni di PM₁₀ e PM_{2,5} (36-37%), alla maggior parte di quelle di NO_x (57%) e CO (57%), nonché a circa un quinto delle emissioni di CO₂ (17%) e di COV (26%); il traffico risulta inoltre responsabile dell'emissione del 44% dei precursori dell'ozono.

L'agricoltura invece riveste la maggior importanza per le emissioni di metano (69%), N₂O (86%) e NH₃ (98%); va inoltre considerato che nella voce "altre sorgenti mobili e macchinari" (Figura 6) rientrano le macchine agricole con conseguente contributo all'emissione di NO_x (15%), PM₁₀ (24%) e PM_{2,5} (21%).

Tale quadro è sintetizzato nella seguente Figura 6 che riporta i contributi percentuali delle fonti che contribuiscono maggiormente alle emissioni delle principali sostanze inquinanti per l'anno 2005.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

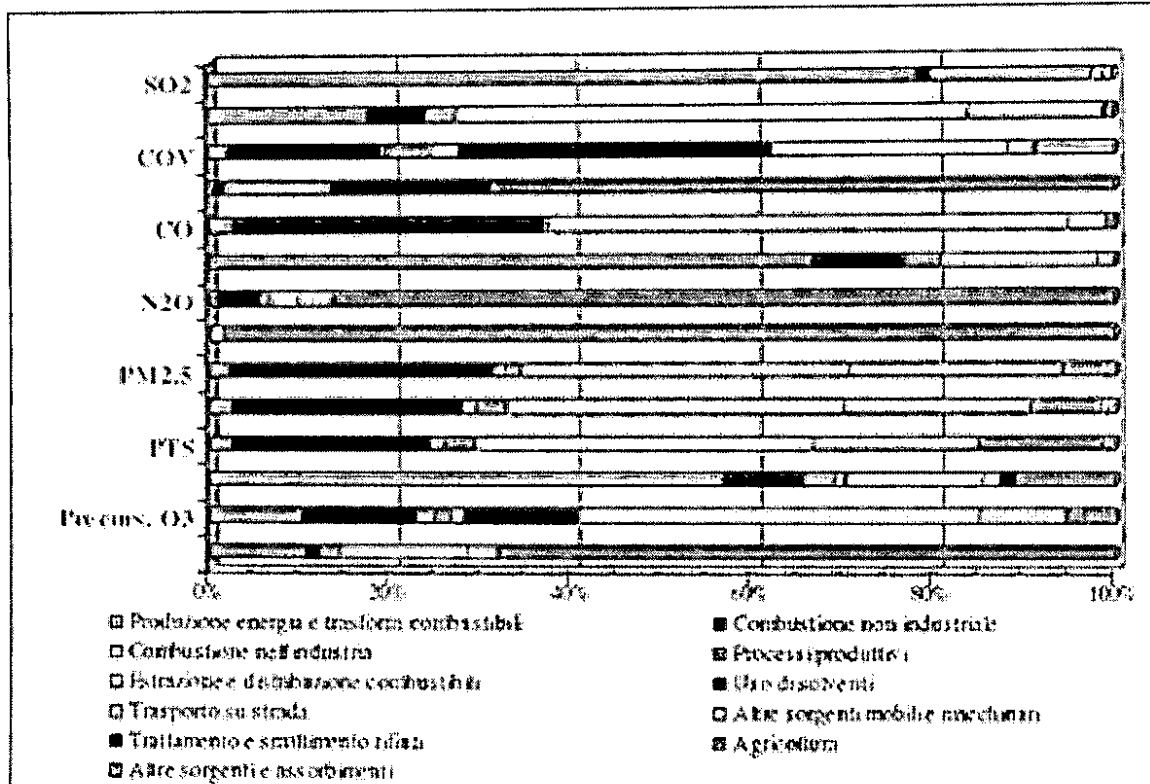


Figura 6 - Contributi percentuali delle fonti emissive nella Provincia di Lodi nell'anno 2005

Dal rapporto annuale per l'anno 2008, inoltre, si rileva una generale tendenza al miglioramento della qualità dell'aria, almeno per gli inquinanti primari, constatando una netta diminuzione di SO₂ e CO e, seppur in maniera meno evidente, degli NO_x; rimangono invece critici il PM₁₀ e l'O₃, ai quali sono associati alcuni episodi di superamento dei limiti di legge, sia nei mesi invernali, il PM₁₀, sia nella stagione calda, l'O₃.

Per i dettagli riguardo i risultati delle campagne si rimanda alle relazioni pubblicate sul sito www.arpalombardia.it.

5.3 Suolo sottosuolo e acque sotterranee

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, adottato con deliberazione del Comitato Istituzionale n.1 in data 11.05.1999, riporta le perimetrazioni delle aree soggette a vincolo. L'area della centrale non risulta tra quella perimetrale a rischio dal PAI (Figura 7), così come riportato nel Decreto VIA n.396 del 21/04/2005.

Le aree perimetrale più prossime sono a circa 2-3 Km di distanza e delimitano il limite esterno della fascia C (Area di inondazione per piena catastrofica).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

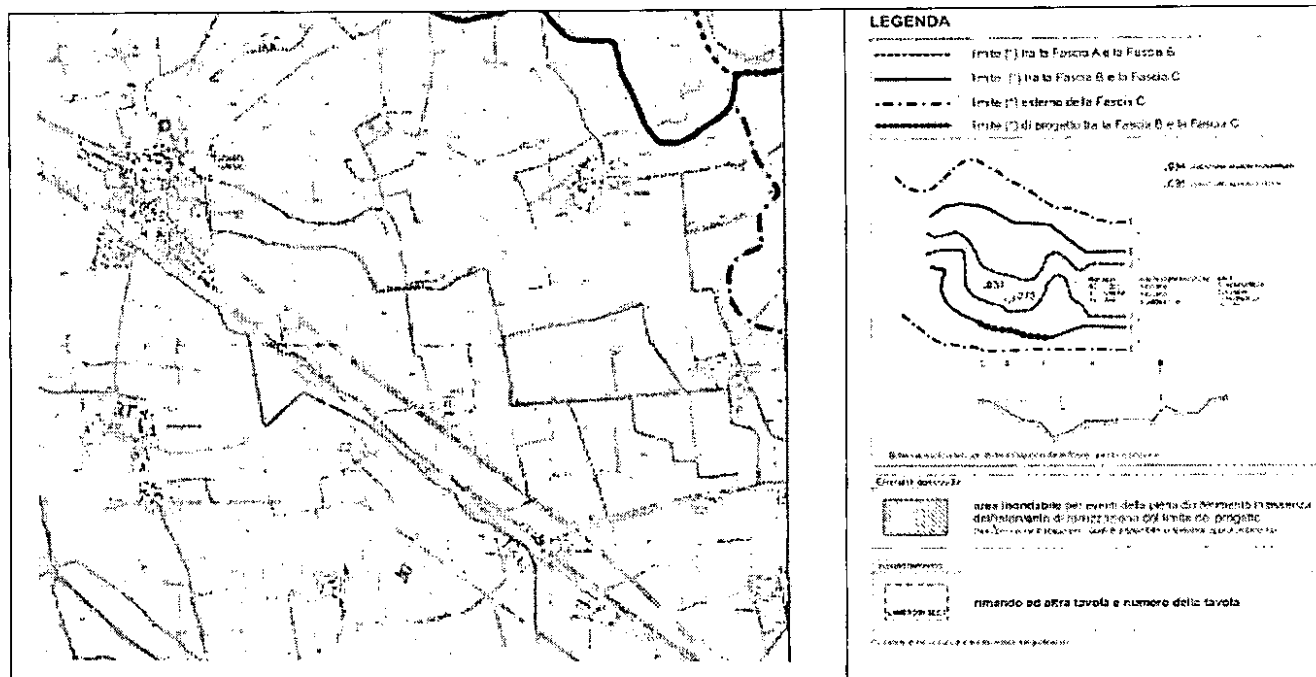


Figura 7 - Stralcio del PAI

Bonifica di siti contaminati

Il sito non risulta compreso nel "Piano regionale stralcio di bonifica delle aree inquinate, ai sensi dell'art. 22, comma 5, del D.Lgs. 5 febbraio 1997, n. 22, indicante le priorità di intervento sui siti inquinati presenti sul territorio nazionale", (D.C.R. 17 febbraio 2004-n. VII/958).

Classificazione sismica

Secondo quanto riportato nell'Elenco dei comuni e relativa classificazione sismica indicati nell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/03, aggiornato con le comunicazioni delle regioni, il territorio dei comuni interessati rientra nella Zona di sismicità 4.

Aree protette

Nell'area di interesse sono presenti due aree naturali protette (SIA Relazione Generale Tavola 2.1.2/a – Aree protette e di riqualificazione ambientale):

- Il Parco Adda Sud, istituito con L.R. n. 81 del 1983; il sito della Centrale risulta esterno al perimetro del parco. I confini dell'area distano circa 1 km dal perimetro della fascia più esterna del parco (fascia III – zona golenale, Figura 8) a nord-est dell'area in esame.
- il Parco Locale di Interesse Sovracomunale del Brembiolo (la costituzione dei parchi locali di interesse sovracomunale segue alla legge regionale n. 83 del 30/11/1986); il sito della Centrale dista circa 2.5 km dal confine del parco.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

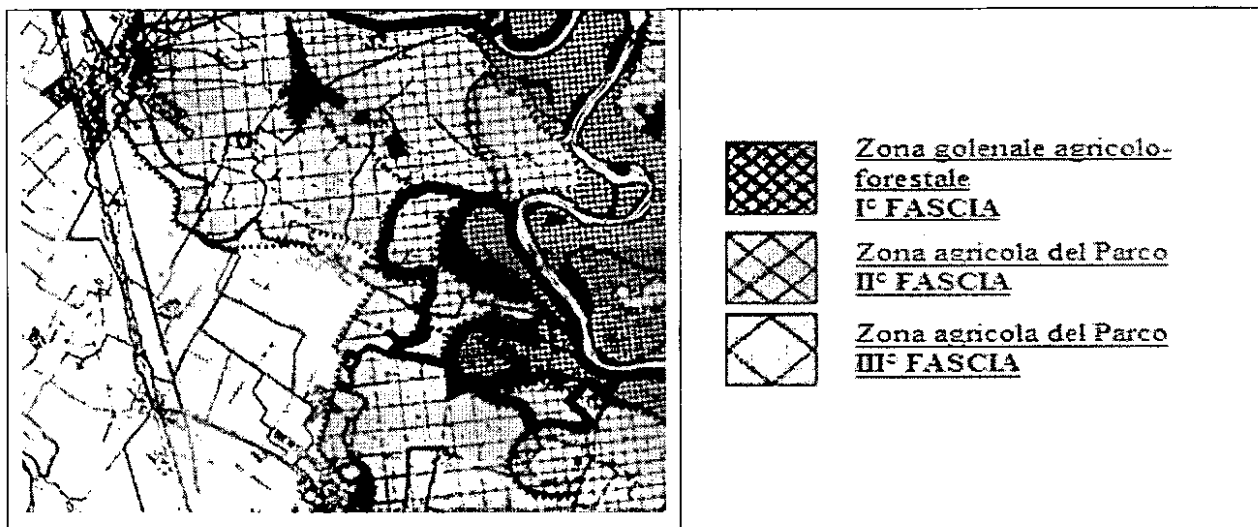


Figura 8 - Stralcio dalla Carta Tecnica del Parco Naturale Adda Sud

Si osserva che nell'Allegato A.24 viene descritta la Fascia III interessata dall'attraversamento del metanodotto come "zona golenale" mentre dall'esame dello Stralcio dalla Carta Tecnica del Parco Naturale Adda Sud tale area risulta "zona agricola" - Figura 8).

Oltre a questi due parchi si rileva la presenza di alcuni siti di importanza comunitaria proposti per la costituzione della rete Natura 2000. All'interno del Parco Adda Sud ad una distanza compresa fra 4 e 7 km dal sito della Centrale sono localizzati i seguenti SIC (Tavola 2.1.2/a del SIA Relazione Generale):

- Lanca di Soltarico IT2090007 (distanza circa 7 km);
- La Zerbaglia IT2090008 (distanza circa 5.5 km);
- Morta di Bertonico IT2090009 (distanza circa 4 km);
- Adda Morta IT2090010 (distanza circa 5 km).

5.4 Rumore e vibrazioni

Solo il Comune di Turano Lodigiano risulta provvisto di zonizzazione acustica, perciò è da applicarsi quanto previsto dalla Legge 447/95 e dai relativi decreti attuativi. Gli altri comuni interessati dall'impatto della Centrale non hanno provveduto alla relativa zonizzazione acustica ai sensi della L.Q. 447/95, perciò sono in una fase definita come transitoria in cui è da applicarsi quanto stabilito dal D.P.C.M. 01/03/91. In ogni caso, nella valutazione di impatto acustico di cui all'Allegato B24 cautelativamente per i recettori collocati nel territorio di questi ultimi comuni il Gestore dichiara di aver proceduto alla verifica del rispetto dei limiti normativi sulla base delle Classi di appartenenza acustica ipotizzabili.

L'area occupabile dalla Centrale è circondata da un'ampia zona poco edificata a destinazione prevalentemente agricola. Al momento, dato che la Centrale è in fase di ultimazione, le sorgenti predominanti nell'area in esame risultano essere il traffico proveniente dalla viabilità circostante e lo svolgimento di attività agricole.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Nel Decreto Ministero delle Attività Produttive n. 55/02/2005 era stato richiesto al proponente, (prescrizione n. 2.12) di effettuare al termine della costruzione dell'opera e prima dell'entrata in esercizio una campagna di rilevamento del rumore ambientale presso i recettori indicati nel SIA in accordo con ARPA e secondo le modalità di cui al DM 16.03.1998.

Nel mese di dicembre 2009 è stato concordato con Arpa il piano di monitoraggio acustico. Il piano prevede un misura di 24 h dei livelli acustici presso 4 recettori significativi (Figura 9).

In relazione alle prescrizioni contenute nel Decreto la campagna di monitoraggio del clima acustico ante operam e del clima acustico post operam sarà effettuata su 4 recettori ritenuti significativi, rispetto ai 12 indicati nel SIA, in base alla distanza dai futuri impianti, ai limiti acustici e alla presenza di abitazioni. (E4.02).

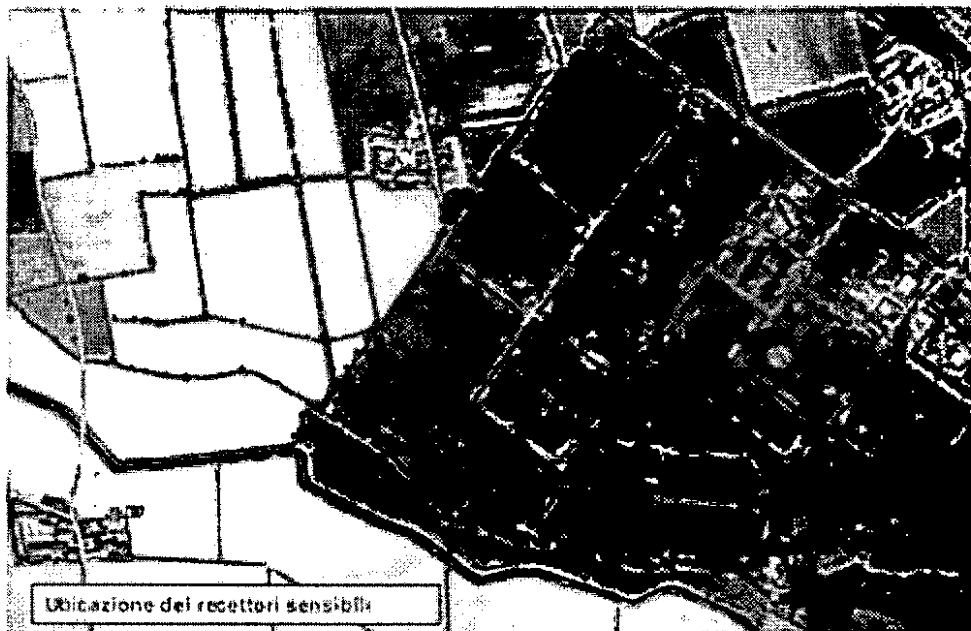


Figura 9 - Rumore - ubicazione dei recettori sensibili

Nel mese di Marzo 2010 è stata effettuata la campagna di misura del rumore (quella prima dell'entrata in esercizio della centrale). La campagna verrà ripetuta con la centrale a massimo carico. I risultati del monitoraggio non sono allegati alla domanda di AIA.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

6 ANALISI DELL'IMPIANTO E VERIFICA DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC

6.1 Introduzione

La verifica di conformità dell'impianto, oggetto della domanda di AIA, per l'applicazione delle migliori tecniche disponibili è stata effettuata attraverso il confronto con quanto riportato in riferimento nei BREF comunitari per le componenti acqua, suolo, rifiuti ed aria relativamente ad impianti di combustione alimentati a gas naturale, con particolare riferimento al 'Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants' (Luglio 2006) e al D.M. del 01.10.2008 'Emanazione di linee guida per l'individuazione 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, oltre che a quanto riportato nella Linea Guida Nazionale pubblicata su G.U. S.O. n° 29 del 03 marzo 2009.

Sistemi di gestione ambientale

MTD: BREF LCP sez. 3.15.1 pag 154 e 7.5 pag. 477 - Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale.

Stato: Non applicata

E' in programma l'avvio di un processo di certificazione EMAS entro il primo anno di esercizio della centrale. Il sistema di gestione ambientale adottato rispetterà i requisiti indicati nell'elenco MTD (Scheda D.3).

6.2 Uso efficiente dell'energia

Nella seguente tabella si riporta il confronto con le MTD sull'efficienza energetica, tratte dal D.M. del 01.10.2008 'Emanazione di linee guida per l'individuazione 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'.

Efficienza termica

MTD: D.M. 01.10.2008 par. 4.2.4 BREF LCP pag. 478 - Raggiungimento di un rendimento elettrico in condizioni ISO, in assetto non cogenerativo compreso tra 54% e 58%.

Stato: Applicata

Il Gestore ha dichiarato un rendimento netto di progetto dell'impianto pari al 56,78 % (Scheda D3).

MTD: BREF LCP pag. 478 - L'uso della tecnologia del ciclo termico combinato a gas e la cogenerazione di calore sulla base della domanda locale sono i mezzi tecnici più efficaci per migliorare l'efficienza di un sistema di produzione di energia.

Stato: Applicata parzialmente

L'impianto adotta la tecnologia del Ciclo termico combinato a gas. L'impianto è predisposto, ma non effettua il recupero del calore ai fini cogenerativi, per la cogenerazione di vapore e la cessione di energia termica per l'utilizzo da parte di utenze industriali locali (Scheda D3).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

6.3 Utilizzo di materie prime

Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi

MTD: BREF LCP pag. 477 - Utilizzo efficiente della risorsa: usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme per le perdite di gas

Stato: Applicata

Le tubazioni di consegna e trasporto del gas all'interno dello stabilimento sono installate fuori terra in posizione facilmente accessibile allo scopo di verificare eventuali perdite o in cunicolo ventilato ispezionabile. Le perdite di gas presso la stazione di riduzione, filtrazione e misura sono tenute sotto controllo tramite rilevatori di gas naturale che sono stati installati nei punti più strategici dell'impianto (presenza di flange o di strumenti di misura). Gli strumenti sono dotati di segnale di allarme riportati presso la sala controllo principale, presidiata dal personale di centrale 24 ore su 24 e per 365 giorni all'anno (Scheda D3 pag. 4).

MTD: BREF LCP pag. 477 - Utilizzo efficiente della risorsa: usare un sistema di espansione (turbina) per il recupero del contenuto di energia del gas pressurizzato trasportato nel gasdotto

Stato: Non Applicabile

La fattibilità e convenienza economica ed ambientale di tale accorgimento progettuale ben noto e ampiamente collaudato, dipendono evidentemente dalla differenza tra il livello di pressione del metanodotto e il livello richiesto di pressione del gas all'ingresso della turbina a gas, e devono pertanto essere valutate caso per caso sulla base delle caratteristiche del sito. Nel caso specifico la pressione del metanodotto nel punto di consegna risulta prossima alla pressione di alimentazione delle turbine. Pertanto il gas non necessita di riduzione di pressione, quindi l'ipotesi di usare turbine ad espansione per il recupero dell'energia non è applicabile.

MTD: BREF LCP pag. 477 - Utilizzo efficiente della risorsa: preriscaldamento del gas attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia

Stato: Non Applicata

La tecnologia del fornitore selezionato delle turbine a gas (Ansaldo), non prevede tale opzione, ritenuta causa di minore affidabilità del sistema. Ciononostante l'efficienza energetica risulta ampiamente al di sopra dei livelli BAT.

Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi

MTD: BREF LCP pag. 477 - Preferire l'utilizzo di ammoniaca in soluzione piuttosto che ammoniaca liquida pura allo scopo di ridurre il rischio di incidenti.

Stato: Applicata

Il progetto prevede l'uso di ammoniaca in soluzione al 30%. Dato che non è previsto l'uso di sistemi SCR (Riduzione Selettiva Catalitica degli ossidi di azoto) le quantità stoccate sono modeste (ca. 3 t).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

6.4 Ciclo di raffreddamento

Gestione del calore

MTD: BREF CVS pag. 121 - Si considera MTD un approccio integrato mirante a ridurre gli impatti ambientali del sistema di raffreddamento mantenendo un bilancio tra effetti diretti e indiretti. In altre parole l'effetto di una riduzione dell'emissione deve essere confrontato con la possibile perdita di efficienza energetica del sistema.

Stato: Applicata

L'analisi delle alternative tra i diversi sistemi di raffreddamento, effettuata in fase di progetto, ha messo a confronto gli aspetti relativi all'efficienza energetica, al consumo di risorse idriche, all'impatto acustico. La soluzione adottata costituita da condensatore ad aria deriva dalle seguenti esigenze specifiche del sito:

- A) Minimizzare i consumi idrici data la condizione di limitata disponibilità idrica locale.
- B) Minimizzare l'impatto acustico: il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema sul confine dell'area industriale (con rispetto del limite di emissione di 65 dBA al confine).
- C) Consentire livelli di rendimento energetico MTD: il sistema permette rendimenti energetici di poco inferiori ai livelli raggiungibili con sistemi evaporativi (peraltro non utilizzabili data la carenza idrica) e comunque ampiamente compatibili con livelli MTD (ved. scheda 2 MTD).

Riutilizzo del calore

MTD: BREF CVS pag. 121 - Privilegiare il massimo riutilizzo del calore e la massima efficienza energetica.

Stato: Applicata parzialmente

Il Gestore dichiara che la tecnologia adottata è quella che consente la massima efficienza energetica compatibilmente con la limitata disponibilità di risorse idriche. È prevista la possibilità di effettuare il recupero di calore di processo nei limiti del fabbisogno delle aziende circostanti. La disponibilità di calore a costo competitivo potrà essere un fattore di competitività per le aziende che vorranno insediarsi nel comparto industriale di Turano Bertonico.

Caratteristiche del sito

MTD BREF CVS pag. 123 - Nel caso di scarsa disponibilità di acque superficiali prevedere ricircolo. Opzioni possibili: sistemi a secco, a umido o ibridi.

Stato: Applicata

E' previsto il sistema a secco data l'indisponibilità di risorse idriche.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

6.5 Aria

Nella seguente tabella si riporta il confronto con le MTD per prevenire l'inquinamento atmosferico; in particolare tale confronto è stato effettuato con il D.M. 01.10.2008 'Emanazione di linee guida per l'individuazione 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'.

Emissioni di Polveri e SO₂

MTD BREF LCP par. 7.5.2. pag. 479 - Con l'utilizzo di gas naturale non sono previsti tecniche di abbattimento per polveri e SO₂.

Stato: Applicata

L'impianto utilizza gas naturale quale combustibile.

Emissioni di NO_x

MTD: DM 01.10.2008 par. 4.2.5, 4.2.6 e 7.5 BREF LCP Par. 7.5.4 pag 480 - I sistemi di abbattimento degli ossidi di azoto per turbine a gas o cicli combinati sono essenzialmente di tre tipi:

- iniezione di acqua o vapore;
- impiego di sistemi di combustione dry low NO_x (DLN);
- riduzione catalitica selettiva (SCR). Per impianti nuovi, l'adozione di sistemi addizionali SCR in abbinamento al sistema DLN non è in generale necessaria. Il sistema SCR può essere preso in considerazione dove gli standard locali di qualità dell'aria richiedono una ulteriore riduzione delle emissioni rispetto a quelle previste in Tab 7.37 (impianti situati in aree urbane densamente popolate).

Prestazioni: Livelli di emissione per nuovi impianti di NO_x: 20 - 50 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Stato: Applicata

Le turbine a gas sono dotate di combustori a premiscelazione di tipo DLN. È garantito il valore di emissione di NO_x = 30 mg/Nm³. Tale valore rientra nell'intervallo definito dal D.M. 01.10.2008

Emissioni di CO

MTD: DM 01.10.2008 par. 4.2.5, 4.2.6 e 7.5 BREF LCP Par. 7.5.4 pag 480

La migliore tecnologia disponibile per la minimizzazione dell'emissione di CO è la completa combustione, associata ad una buona progettazione del sistema di combustione e a sistemi di monitoraggio, controllo e manutenzione adeguati. Si considera ben ottimizzato un sistema in grado di assicurare emissioni di CO sotto i 100 mg/Nm³. L'adozione di un sistema di ossidazione catalitica del CO può essere considerato BAT per impianti all'interno di aree urbane densamente popolate. Prestazioni: livelli di emissione per nuovi impianti di CO: 5 - 100 mg/Nm³ (O₂ 15%). Le emissioni di NO_x e CO devono essere considerate correlate l'una all'altra, ovvero non è tecnicamente possibile avere contemporaneamente basse emissioni NO_x e basse emissioni di CO.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

In altre parole non è possibile che i livelli di emissione di questi due parametri siano contemporaneamente prossimi all'estremo inferiore dei range riportati in Tabella 18

Stato: Applicata

È garantito il valore di emissione di CO = 30 mg/Nm³. Tale valore rientra nell'intervallo definito dal D.M. 01.10.2008

Per quanto concerne il confronto con gli standard di qualità dell'aria, nell'Allegato D5 'Relazione tecnica sui dati meteorologici e dispersione in atmosfera degli inquinanti' il Gestore riporta i dati relativi alla simulazione della dispersione in atmosfera degli inquinanti emessi dai camini, ottenuti mediante uno specifico modello matematico, e la stima delle concentrazioni addizionali di inquinanti attese al suolo; i valori ottenuti sono stati confrontati con gli standard di qualità dell'aria vigenti.

In particolare, dall'Allegato D5 (cui si rimanda per una descrizione di dettaglio delle modalità di calcolo) risultano le conclusioni riportate nel seguito:

- Situazione attuale - per NO_x e NO₂: nessuna criticità per quanto riguarda il rispetto dei valori limite orari; superamento dei limiti per quanto riguarda le concentrazioni medie annuali di NO₂ nella sola stazione di Lodi;
- Situazione attuale - per PM₁₀/PM_{2.5}: numero di superamenti annuali del valore limite sulle 24h superiore ai limiti di legge per il PM₁₀ in tutte le stazioni; per quanto riguarda la concentrazione media annuale di PM₁₀, valori elevati ma compatibili con i limiti di legge nelle stazioni di tipo rurale e valori superiori ai limiti di legge nelle stazioni di tipo urbano. Valori di PM 2.5 tendenzialmente superiori al valore obiettivo riferito alla media annuale;
- CO: nessuna criticità.

Per quanto riguarda il possibile contributo della Centrale a Ciclo Combinato di Turano Bertonico al superamento degli Standard di qualità dell'aria, sulla base delle simulazioni eseguite con riferimento ai dati meteo relativi al 2006 e 2007, risulta quanto segue:

- NO₂ – Il D.M. 60/2002 prevede un limite per la media oraria di 200 µg/Nm³ da non superarsi per più di 18 ore nell'anno. Il percentile P99.8 delle concentrazioni orarie (18° valore orario nell'anno), determinate dall'impianto in esame nel punto di massima ricaduta risulta < 10 µg/Nm³, nei due anni esaminati, e quindi di oltre un ordine di grandezza inferiore al limite normativo. Il contributo dell'impianto non risulta tale da incidere significativamente sul rispetto di tale parametro. Per quanto riguarda la concentrazione media annuale, il contributo stimato dell'impianto nel punto di massima ricaduta risulta di dell'ordine di 0,1 µg/Nm³, di due ordini di grandezza inferiore al limite annuale di 40 µg/Nm³ a protezione della salute umana (D.M. 60/2002) e quindi trascurabile rispetto al limite normativo;
- NO_x (ossidi di azoto): il contributo dell'impianto alla concentrazione media annuale al suolo nel punto di massima ricaduta risulta inferiore a 0,2 µg/m³, due ordini di grandezza inferiore al valore limite di 30 µg/m³ a protezione della vegetazione (D.M. 60/2002); limite peraltro non applicabile in aree urbanizzate;



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

- PM10: i massimi valori stimati di ricaduta risultano del tutto trascurabili rispetto ai limiti di qualità dell'aria ed alle concentrazioni di background attuali, con un massimo giornaliero dell'ordine di $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e una massima media annuale di $0,006 \mu\text{g}/\text{m}^3$, contro limiti rispettivamente di 50 e $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il PM10 (DM 60/2002) ed un valore obiettivo annuale di $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per il PM2.5 (Direttiva 2008/50/CE);
- CO (monossido di carbonio): le ricadute stimate di CO risultano di 2-3 ordini di grandezza inferiori ai limiti normativi ($10.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per le concentrazioni medie di 8 ore) e tali quindi da non influire su tale parametro, che peraltro risulta non critico nell'area in esame.

6.6 Acqua

Acque di processo
<i>MTD: BREF LCP pag. 473 - Per la rigenerazione dei demineralizzatori e dei sistemi di trattamento delle acque di condensa/alimentazione (letti misti, osmosi inversa, resine a scambio ionico, ecc.) è considerata BAT la neutralizzazione e la sedimentazione. Beneficio ambientale: Riduzione dell'acqua scaricata.</i>
Stato: Applicata
Il sistema di gestione delle acque è a scarico zero nelle normali condizioni operative. Le acque di lavaggio resine sono sottoposte a pretrattamento e a recupero nel ciclo produttivo.
<i>MTD: BREF LCP pag. 473 - Per il lavaggio dei boiler, delle turbine a gas, dei preriscaldatori ad aria e dei precipitatori elettrostatici è considerata BAT per ridurre lo scarico di acque reflue: - la neutralizzazione e l'esecuzione di operazioni a circuito chiuso; - oppure il ripristino attraverso metodi di pulizia a secco. Beneficio ambientale: Riduzione acqua scaricata.</i>
Stato: Non applicata
Il Gestore dichiara che normalmente non sono previste acque di lavaggio caldaia. Per quanto riguarda le acque di lavaggio turbina se ne ritiene il recupero tecnicamente non opportuno data la presenza di detergenti, e del tutto irrilevante ai fini del contenimento dei consumi idrici. Tali acque reflue sono inviate a smaltimento esterno tramite ditte autorizzate.

Acque meteoriche

MTD: BREF LCP pag. 473 - Per le acque di dilavamento è considerata BAT: - la sedimentazione oppure il trattamento chimico ed il riutilizzo interno; - l'uso di sistemi di separazione dell'olio (oil trap). Beneficio ambientale: Riduzione acqua scaricata; minore rischio di contaminazione di acqua e suolo.

Stato: Applicata

E' previsto il recupero delle acque meteoriche di prima e seconda pioggia.

MTD: BREF CWW pag. VII e pag. 277 - La separazione delle acque di processo dalle acque di pioggia non contaminate e altre tipologie di rilasci di acque non contaminate.

Stato: Applicata



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Le acque di pioggia non contaminate vengono convogliate ad un'apposita rete fognaria.

MTD: BREF CWW pag. VIII e pag. 279 - Per le acque meteoriche è considerata BAT:

- *convogliare le acque di pioggia non contaminate direttamente ad un corpo recettore, bypassando l'impianto di trattamento;*
- *trattare le acque di pioggia provenienti da aree contaminate prima di scaricarle in un corpo recettore. In alcuni casi l'utilizzo delle acque di pioggia come acqua di processo può rappresentare un beneficio ambientale in quanto comporta la riduzione del consumo di acqua.*

Stato: Applicata

Sia le acque meteoriche non contaminate sia le acque meteoriche contaminate da oli, previo trattamento, vengono utilizzate come acqua di processo. Le acque di seconda pioggia in eccesso (solo in caso di forti piogge) vengono convogliate alla rete fognaria comunale esterna.

MTD: BREF CWW pag. VIII e pag. 281 - Per le acque contaminate da oli/idrocarburi è considerata BAT:

- *la separazione di acqua/olio mediante ciclone, microfiltrazione o separatore API, quando sono previste grandi quantità di olio o idrocarburi, altrimenti i disoleatori a pacchi lamellari;*
- *microfiltrazione, filtrazione con mezzi granulari o flottazione;*
- *trattamenti biologici.*

Prestazioni: Livelli di emissione conseguibili mediante le opzioni BAT sopra descritte: contenuto di idrocarburi totali 0,05-1,5 mg/l; BOD5 2-20 mg/ e COD 30-125 mg/l.

Stato: Informazione assente

Le acque contaminate da oli sono trattate in appositi impianti di disoleazione.

Reflui civili

MTD: BREF CWW pag. X e pag. 288 - Per il sistema di trattamento biologico di acque reflue biodegradabili le prestazioni associate alle MTD prevedono un livello di emissione di BOD < 20 mg/l.

Stato: Informazione assente

L'acqua per l'uso sanitario viene fornita da acquedotto, mentre gli scarichi da lavabi e bagni sono collettati alla rete acque nere di comparto, all'esterno della Centrale sino al depuratore consortile.

6.7 Rifiuti

MTD: Presenza di un sistema di gestione ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi. Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto. Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

rintracciabilità di rifiuti. Per l'impianto di trattamento acque reflue ottimizzare lo stesso anche attraverso una diminuzione del volume dei fanghi prodotti.

Stato: Informazione assente

Non è presente un sistema di gestione ambientale; al riguardo il Gestore dichiara che è in programma l'avvio di un processo di certificazione EMAS entro il primo anno di esercizio della centrale. Non sono fornite le procedure di gestione dei rifiuti. Lo stoccaggio dei rifiuti avviene in base alla loro tipologia.

6.8 Rumore

Ciclo di raffreddamento

MTD: BREF CVS pag. 136 - MTD per la riduzione del rumore:

- a) Adottare ventole di estrazione a bassa velocità e largo diametro;
- b) Adottare diffusori con attenuatori acustici o di sufficiente altezza;
- c) Applicare attenuatori acustici sulle sezioni di ingresso e uscita.

Stato: Applicata

Il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema sul confine dell'area industriale (con rispetto del limite di emissione di 65 dBA al confine) (Scheda D.3.2 e Scheda B.14).

6.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

MTD: (BREF ESB): Non vi sono sistemi specifici di MTD riferite agli impianti di combustione a gas naturale, non avendo rilevanti stoccaggi di combustibili e prodotti contaminanti. Il solo stoccaggio dei prodotti chimici utilizzati per il condizionamento e trattamento delle acque e dei rifiuti nei depositi temporanei potrebbero causare un inquinamento del suolo e sottosuolo.

Stato: Applicata

Tutti i serbatoi sono dotati di apposito bacino di contenimento e le piazzole di scarico sono impermeabilizzate



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

7 STATO DI OTTEMPERANZA ALLE PRESCRIZIONI RIPORTATE NEL DECRETO AIA DSA/DEC/2005/00852

Nelle seguenti quattro tabelle si riporta lo stato di implementazione al 10 dicembre 2010 delle prescrizioni riportate nel decreto AIA DSA/DEC/2005/00852.

Settore di	Contenuto della prescrizione	Posizione nel Decreto	Stato di ottemperanza
Emissioni in atmosfera	Rispetto del seguente valore limite di concentrazione: <ul style="list-style-type: none"> Ossidi di zolfo e altri composti dello zolfo: 0,5 mg/Nm³ Ossidi di azoto e altri composti dell'azoto: 30 mg/Nm³ Monossido di azoto: 30 mg/Nm³ COV: <1 mg/Nm³ Polveri: <1 mg/Nm³ 	Art.2	Ottemperato. Per quanto riguarda il COV, entro 6 mesi dalla messa a regime dell'impianto e, con cadenza semestrale, sarà verificato il rispetto del limite attraverso campionamento manuale e analisi in laboratorio. Da un campionamento effettuato dal Cesi, presso la centrale termoelettrica di Modugno, appartenente al gruppo Sorgenia, si sono riscontrati i seguenti valori di COV (valori misurati con carico elettrico sopra il minimo tecnico): 0,02 mg/Nm ³ di non metanici 0,17 mg/Nm ³ di metanici I risultati sono espressi come mg di carbonio in un metro cubo in condizioni di riferimento: gas secco, temperatura di 0 °C, pressione di 1 atm, concentrazione di O ₂ nei fumi pari al 15%vol.
	Le emissioni complessive annuali di ciascun inquinante, incluse le fasi di transitorio (ciclo di avvio e fermo impianto, parzializzazioni, ecc), non dovranno comunque superare le emissioni complessive corrispondenti ad un funzionamento continuo	Art.2	In fase di monitoraggio
Scarichi idrici	Rispettare i valori limiti riportati in tabella	Art.2	La centrale è dotata di impianto di ZLD (Zero liquid discharge) che, in condizioni di normale funzionamento, azzerà gli scarichi idrici al Colatore Valguercia.
	Si prescrive inoltre che l'eventuale quota di acque di scarico non recapitate alla rete fognaria non aggiunga altri elementi inquinanti ai corali idrici ricettori rispetto alla situazione ex ante (così come rilevata dall'arpa territorialmente competente)	Art.2	La centrale è dotata di impianto di ZLD (Zero liquid discharge) che, in condizioni di normale funzionamento, azzerà gli scarichi idrici al Colatore Valguercia. Nel mese di Settembre Sorgenia ha provveduto alla caratterizzazione chimico-fisica delle acque e dei sedimenti del Colatore Valguercia e alla determinazione del suo stato ecologico.

Settore di	Contenuto della prescrizione	Posizione nel Decreto	Stato di ottemperanza
Emissioni acustiche	E' autorizzato il valore limite di emissione acustica di 65 dB(A) Leq. Il gestore deve rispettare i seguenti limiti: <ul style="list-style-type: none"> Valore limite assoluto di emissione: 70 dB(A) Leq Valore limite differenziale di emissione diurno: 5 dB(A) Leq Valore limite differenziale di emissione diurno: 3 dB(A) Leq 	Art. 2	La verifica dei limiti sarà effettuata nei modi e nei tempi riportati nel "Piano di monitoraggio acustico", allegato all'istanza di rinnovo AIA ed in ogni caso non appena tutte le opere saranno terminate. Dalla campagna fonometrica effettuata dal 28 al 30 settembre dal costruttore della centrale (Ansaldo) con impianto in uno stato di normale funzionamento si conferma il rispetto di tali limiti.
Emissioni in atmosfera	Si raccomanda la predisposizione dell'impianto per la successiva eventuale installazione di abbattitori catalitici degli ossidi di azoto	Art.3 punto 2	Ottemperato. L'impianto è predisposto per l'eventuale installazione degli abbattitori. Per le motivazioni riportate nel documento "Relazione tecnica economica sui diversi sistemi di abbattimento delle emissioni" si ritiene l'installazione del catalizzatore una soluzione al momento non percorribile.
Emissioni in atmosfera	Per le emissioni diffuse e fugitive si prescrive l'adozione di ulteriori sistemi di allarme e contenimento dei fenomeni derivanti da guasti delle singole parti d'impianto	Art.3 punto 3	Si veda quanto riportato al paragrafo "Caratterizzazione e monitoraggio emissioni diffuse e fugitive" del piano di monitoraggio e controllo riportato in allegato all'istanza di rinnovo AIA.
Scarichi idrici	Si prescrive la raccolta di tutte le acque meteoriche e di processo comunque disperse. Si prescrive inoltre il convogliamento di tali acque ad un opportuno ciclo di trattamento interno ai fini di un loro recupero e utilizzo	Art. 3 Punto 4	Ottemperato La centrale è dotata di impianto di ZLD (Zero liquid discharge) che, in condizioni di normale funzionamento, azzerà gli scarichi idrici al Colatore Valguercia.
Scarichi idrici	Si prescrive l'installazione di sistemi di depurazione multistadio e multifase per il trattamento di acque non recuperabili volti a raggiungere i migliori standard di qualità in fase di esercizio	Art. 3 Punto 5	La centrale è dotata di impianto di ZLD (Zero liquid discharge) che, in condizioni di normale funzionamento, azzerà gli scarichi idrici al Colatore Valguercia.
Gestionali	Si prescrive la predisposizione e l'adozione, entro un anno dalla messa in esercizio dell'impianto, di un sistema di gestione ambientale conforme ai requisiti specificati nella Norma Uni-En Iso 14001	Art. 4 punto 1	In corso di implementazione secondo lo standard delle altre centrali del gruppo già certificate. Sarà prevista la certificazione del sistema e la registrazione al regolamento emas entro 18 mesi dalla messa a regime dell'impianto.
Gestionali	Si prescrive la comunicazione in tempo reale agli Enti territorialmente competenti dell'occorrenza di eventi relativi alla gestione del fuori servizio e/o fermo totale dell'impianto, unitamente ai provvedimenti adottati per la salvaguardia ambientale	Art. 4 punto 2	La comunicazione si riferirà esclusivamente agli eventi che provocheranno impatti verso l'ambiente circostante



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Settore di	Contenuto della prescrizione	Posizione nel Decreto	Stato di ottemperanza
Gestionali	Per lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti, fermo restando quanto previsto dal Dlgs 22/97, si prescrive in ogni caso il rispetto delle seguenti quantità massime di rifiuti stoccati: 10 m ³ di rifiuti pericolosi, 20 m ³ di rifiuti non pericolosi. L'eventuale pre-trattamento in loco dei rifiuti stoccati, finalizzato alla loro riduzione volumetrica, deve essere realizzato separatamente e tenendo conto della pericolosità dei vari tipi di rifiuto.	Art. 3 punto 3	Ottemperato. Non sarà previsto il trattamento in loco dei rifiuti stoccati.
Gestionali	Si prescrive la costituzione, da parte del Richiedente, di garanzie finanziarie fiduciarie adeguate alla copertura dei costi di interventi di dismissione e di ripristino ambientale da effettuare al termine della vita dell'impianto ad esclusivo carico del richiedente, indipendentemente dallo stato e dalle indicazioni della normativa che risulterà vigente al momento della dismissione.	Art. 3 punto 4	È in corso di emissione la costituzione di garanzie finanziarie adeguate.
Altre prescrizioni	Si prescrive la predisposizione da parte del Richiedente di una proposta dettagliata di Piano di monitoraggio e controllo, redatto in conformità alle linee guida in materia emanate con decreto del ministero dell'ambiente...[omissis]	Art. 5 Punto 1	Ottemperato. Il piano è parte integrante dell'istanza di rinnovo dell'AIA.
Altre prescrizioni	Si prescrive, a partire dalla data della comunicazione prevista dall'art. 11, comma 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, il rispetto del piano di monitoraggio e controllo approvato da APAT ai sensi dell'art. 6 [omissis]	Art. 5 Punto 2	Al momento il piano di monitoraggio non è stato approvato da Apat. In ogni caso Sorgenia Power, dalla data di messa a regime dell'impianto, si impegna ad ottemperare quanto riportato nella proposta di piano di monitoraggio presentato nell'istanza di rinnovo.
Altre prescrizioni	Si prescrive la georeferenziazione di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale.	Art. 5 Punto 3	Ottemperato. La georeferenziazione di tutti i punti di emissione è riportata nei documenti facenti parte dell'istanza di rinnovo AIA.
Altre prescrizioni	Si prescrive che i dati relativi alle emissioni e agli scarichi dell'impianto siano resi noti al pubblico in tempo reale, sui siti internet istituzionali e mediante pannelli a messaggio variabile da installare d'intesa con gli enti locali.	Art. 5 Punto 4	La prescrizione sarà ottemperata entro 6 mesi dalla messa a regime dell'impianto solo per quanto riguarda i dati relativi alle emissioni in atmosfera delle turbine a gas.

Settore di	Contenuto della prescrizione	Posizione nel Decreto	Stato di ottemperanza
Altre prescrizioni	Per ogni punto di emissione, ad integrazione di quanto già prescritto nel decreto VIA, si prescrive l'installazione di un sistema di rilevamento delle emissioni in continuo per la misura di NOx, CO, SOx, O ₂ , PM2,5 secondo i metodi e le modalità strumentali indicate nelle linee guida di cui all'allegato 2 del decreto.	Art. 5 Punto 5	Ottemperato per le emissioni delle turbine a gas e della caldaia ausiliaria. Per quanto riguarda la misura di SOx e PM 2,5 si veda quanto riportato nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'istanza di rinnovo AIA.
Altre prescrizioni	Si prescrive l'installazione, per gli scarichi non recapitati alla rete fognaria, di un campionatore per il rilevamento dei metalli pesanti, oltre che dei parametri individuati dalle linee guida di cui all'allegato 2 del decreto ministero dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005.	Art. 5 Punto 6	Dal momento che è presente un impianto zero liquid discharge si ritiene la prescrizione non pertinente.
Altre prescrizioni	Si prescrive la conduzione semestrale di campagne di monitoraggio nelle acque di scarico estese anche agli ipa e ai metalli pesanti (in particolare vanadio).	Art. 5 Punto 6	Vedi quanto riportato sopra. Si precisa che il vanadio non è un metallo pesante correlato al processo produttivo della centrale.
Obblighi di comunicazione	Si prescrive la trasmissione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio per il tramite di Apat, e ai comuni di Bertonico e Turano Lodigiano, entro sette mesi dalla comunicazione di avvio dell'attuazione di quanto previsto dalla presente autorizzazione effettuata ai sensi dell'art.11 comma 1 del Dlgs 18 febbraio 2005, n. 59, dei dati relativi ai controlli delle emissioni richieste dalla presente autorizzazione.	Art. 8 comma 1	L'adempimento sarà ottemperato entro sette mesi dalla data di messa a regime.
Obblighi di comunicazione	Si prescrive inoltre, per il periodo successivo, la trasmissione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, per il tramite APAT, e ai comuni di Bertonico e Turano Lodigiano entro il 31 gennaio i dati relativi al secondo semestre dell'anno precedente ed entro il 31 luglio dati relativi al primo semestre dell'anno.	Art. 8 comma 1	Sorgenia Power ottempererà all'adempimento. Sorgenia Power richiede, una volta ottenuta la Registrazione Emas, di ottemperare all'adempimento attraverso la Dichiarazione Ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

8 CONSIDERAZIONI FINALI

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

- a. dichiarazioni fornite dal Gestore con la compilazione e sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati;
- b. delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore;
- c. dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come decritta in premessa;

propone all'Autorità Competente di procedere al rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta, prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito applicando le innovazioni dei progressi tecnologici al fine di garantire, anche successivamente, i più elevati livelli di protezione dell'ambiente che le migliori tecnologie, disponibili nel futuro permetteranno di conseguire, attraverso l'istituto del periodico rinnovo, nel rispetto della direttiva IPPC 96/61/CE (oggi 2008/01/CE).

La determinazione dei Valori Limite di Emissione e le relative prescrizioni, basate sul rispetto dei criteri IPPC, non possono prescindere dai valori limite fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto in virtù delle disposizioni di cui al comma 3, art.7, D.Lgs. 59/05. Secondo quanto disposto dal comma 2, art.7, D.Lgs. 59/05, devono altresì essere prese in considerazione le informazioni e/o conclusioni pertinenti i risultati di altri procedimenti.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

9 PRESCRIZIONI

Si autorizza Sorgenia Power S.p.A. all'esercizio della Centrale Termoelettrica a ciclo combinato di Turano Lodigiano – Bertonico (LO) nel rispetto dei limiti e delle prescrizioni sotto riportate.

9.1 Capacità produttiva

Si prescrive al Gestore di attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA; ogni modifica sostanziale del ciclo dovrà preventivamente essere comunicata all'Autorità competente e di controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

In merito all'approvvigionamento e allo stoccaggio di materie prime, sostanze, preparati e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti criteri e/o misure per evitare eventuali sversamenti:

- tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato;
- devono essere adottate tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque fluviali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
- deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose);
- per i medesimi serbatoi deve anche essere garantita l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che garantiscono, anche in caso di perdita dal serbatoio, il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).

9.2 Aria

9.2.1 Emissioni convogliate

Al fine di inquadrare e quindi definire le prescrizioni per l'esercizio tese a regolare le emissioni in atmosfera, nelle tabella seguente sono sintetizzati dati e informazioni relativi ai punti di emissione dell'impianto dichiarati dal Gestore.

Si precisa che i valori limite di emissione imposti nella Tabella 8.2.1 ed espressi in concentrazione, devono essere riferiti a fumi secchi in condizioni normali, ovvero riportati alla temperatura di 273,15 K e alla pressione di 101,3 kPa, con tenore di ossigeno di cui in Tabella. I valori limite imposti in tabella si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, intesi come i periodi in cui l'impianto viene esercito al di sopra del minimo tecnico (113 MW_e per ciascuna turbina a gas), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. Non costituiscono in ogni caso periodi di



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

avviamento o di arresto i periodi di oscillazione che si verificano regolarmente nello svolgimento della funzione dell'impianto.

In particolare, nella tabella seguente, per ciascun punto di emissione sono riportati:

- La sigla e coordinate geografiche;
- La descrizione dell'emissione;
- Le caratteristiche costruttive del camino (altezza e area della sezione);
- La portata massima;
- Gli inquinanti e le relative concentrazioni emesse alla capacità produttiva;
- Le concentrazioni limite prescritte nel D.Lgs. 152/2006;
- Le concentrazioni raggiungibili applicando le MTD, ove previste;
- Il limite autorizzato;
- Le note relative alle concentrazioni autorizzabili.

Si ricorda che presso l'impianto in esame sono presenti anche altri punti di emissione:

- camini E4, E5 ed E6 attraverso il quale i fumi di scarico delle caldaie ausiliarie (da 1,2 MW), di pre-riscaldamento gas naturale, vengono immessi in atmosfera. Tali emissioni non sono sottoposte ad autorizzazione in quanto comprese nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14, lettera c del D.Lgs. 152/2006 (impianti di combustione di potenza termica nominale inferiore a 3 MW alimentati a metano);
- camino E7 di scarico del motore diesel del gruppo elettrogeno di emergenza. Tale emissione non è sottoposta ad autorizzazione in quanto compresa nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14, lettera i del D.Lgs. 152/2006 (impianti di emergenza);
- camino E8 di scarico del motore diesel della motopompa antincendio. Tale emissione non è sottoposta ad autorizzazione in quanto compresa nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14, lettera i del D.Lgs. 152/2006 (impianti di emergenza).

Si ricorda che:

I limiti previsti dalla Delibera di Giunta Regionale n. VII/6501, e dal successivo aggiornamento D.G.R. VII/17989, riferiti a turbine a gas, ubicati in Zona di mantenimento del Piano Regionale per la Qualità dell'Aria, per NOx e CO si intendono medi orari.

Per gli NOx dovrà essere verificato anche il rispetto di 25 mg/Nm^3 , espresso come media giornaliera sulle ore di normale funzionamento (cfr Tabella 8.2.1).

La stessa D.G.R. VII/6501 prevede che, per impianti a focolare (caldaie), di nuova costruzione, alimentati a combustibili gassosi, dotati di SME e aventi potenzialità fino a 50 MW, i limiti si intendono medi giornalieri sulle ore di effettivo funzionamento.

Tenuto conto delle risultanze della Conferenza dei Servizi d.d. 4 febbraio 2011, in particolare delle considerazioni della Regione Lombardia (vedi allegato 2 al verbale della CdS), dal momento che sono fase di revisione e di prossima pubblicazione sia l'Allegato C alla dgr 6501 recante i criteri di autorizzazione ed i limiti emissivi per gli impianti di produzione di energia, sia la dgr n.5290/2007



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

inerente la zonizzazione del territorio regionale, gli impianti dovranno essere adeguati alle disposizioni dei nuovi provvedimenti regionali nei tempi e nelle modalità ivi riportate.

Entro un anno dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, dovrà essere installato, almeno su una sezione, un catalizzatore per l'abbattimento del parametro CO; sull'altra sezione il catalizzatore sarà installato entro tre anni dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale così come espressamente dichiarato dal Gestore nel corso della riunione del giorno 8 settembre 2010. L'applicazione di tale tecnologia permetterà anche di ridurre le emissioni di questo parametro durante le fasi di avviamento e arresto.

Come già prescritto dal Decreto AIA DSA-DEC 2005-00852 "Le emissioni complessive annuali di ciascun inquinante, incluse le fasi di transitorio (ciclo di avviamento e fermo dell'impianto, parzializzazioni, ecc..) non dovranno comunque superare le emissioni complessive corrispondenti ad un funzionamento continuo a massimo regime".

Preso atto che per gli impianti alimentati a gas naturale, le BREF prevedono emissioni di SO₂ e polveri molto basse, indicando al contempo livelli emissivi rispettivamente inferiori a 10 mg/Nm³ e 5 mg/Nm³, si ritiene pertanto congruo con le prerogative dell'AIA la non imposizione di un valore limite di emissione per tali inquinanti. Tuttavia, in conformità alle disposizioni di cui al Decreto AIA DSA-DEC 2005-00852, si prescrive il monitoraggio in continuo dei due inquinanti. Per ulteriori dettagli si rinvia al PMC.

Preso atto delle disposizioni di cui alla D.G.R. 6501/2001 relative al controllo delle emissioni, per le due turbine a gas e per la caldaia ausiliaria (del camino E3) il monitoraggio dei parametri NO_x, CO, e O₂ dovrà essere eseguito in continuo.

In conformità alle disposizioni di cui al Decreto AIA DSA-DEC 2005-00852, si fissa come valore limite per l'emissione in atmosfera dei Composti Organici Volatili un valore di 1 mg/Nm³.

La convenzione stipulata tra il Gestore e gli Enti locali, riportata in allegato 5 al verbale della Conferenza dei Servizi d.d. 4 febbraio 2011, all'art. 5 al punto A1 "riduzione emissioni ossidi di azoto" prevede la possibilità di un adeguamento alle migliori tecnologie disponibili, per il parametro NO_x alla prima manutenzione generale dell'impianto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Tabella 8.2.1: Punti di emissione in atmosfera

Sigla camino	Coordinate Geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Inquinanti emessi	Concentrazione inquinanti alla massima capacità produttiva (mg/Nm ³)	Concentrazione limite da D.Lgs. 152/06 (mg/Nm ³)	Prestazioni MTD (mg/Nm ³)	Limite AIA (mg/Nm ³)
			Altezza (m)	Sezione (m ²)							
E1	X 647.473,89 Y 4.551.664,47	Generazione energia elettrica gruppo 1	100	28,3	2.091.310	15	NOx (come NO ₂)	30 ⁽¹⁾	55,7 ⁶ (Nota 7, tab.B, sezione 4, parte II dell'Allegato II alla Parte V)	20 - 50 ⁽²⁾	30 ⁽⁴⁾ 25 ⁽⁵⁾
							CO	30 ⁽¹⁾	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	5 - 100 ⁽²⁾	30 ⁽⁴⁾
							SO ₂	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	10 ⁽³⁾	-
							Polveri	1 ⁽¹⁾	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	5 ⁽³⁾	-
		COV									1



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Tabella 8.2.1: Punti di emissione in atmosfera

Sigla camino	Coordinate Geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Inquinanti emessi	Concentrazione inquinanti alla massima capacità produttiva (mg/Nm ³)	Concentrazione limite da D.Lgs. 152/06 (mg/Nm ³)	Prestazioni MTD (mg/Nm ³)	Limite AIA (mg/Nm ³)
			Altezza (m)	Sezione (m ²)							
E2	X 647.487,74 Y4.551.635,63	Generazione energia elettrica gruppo 2	100	28,3	2.091.310	15	NOx (come NO ₂)	30 ⁽¹⁾	55,7 ⁶ (Nota 7, tab.B, sezione 4, parte II dell'Allegato II alla parte V)	20 – 50 ⁽²⁾	30 ⁽⁴⁾ 25 ⁽⁵⁾
							CO	30 ⁽¹⁾	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	5 - 100 ⁽²⁾	30 ⁽⁴⁾
							SO ₂	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	10 ⁽³⁾	-
							Polveri	1 ⁽¹⁾	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	5 ⁽³⁾	-
		COV									1



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

Tabella 8.2.1: Punti di emissione in atmosfera										
Sigla camino	Coordinate Geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Inquinanti emessi	Concentrazione inquinanti massima capacità produttiva (mg/Nm ³)	Concentrazione Limite da D.Lgs. 152/06 (mg/Nm ³)	Limite AIA (mg/Nm ³)
			Altezza (m)	Sezione (m ²)						
E3		Caldaia ausiliaria (11,2 MW)	20	0,95	12.108	3	NO _x (come NO ₂)	150 ⁽¹⁾	350 (punto 1.3, parte III dell'Allegato I alla parte V)	200 ⁽⁵⁾
								100 ⁽¹⁾	-	100 ⁽⁵⁾
								-	si considera rispettato se viene utilizzato metano	-
								-	si considera rispettato se viene utilizzato metano	-
							COV		I	

(1) Valore massimo di concentrazione oraria emessa garantito dal costruttore in tutte le condizioni di regolare esercizio.
 (2) Valori tratti dalla tabella 18 riportata al § 4.2.6 del DM 01.10.2008 Emanazione di linee guida per l'individuazione 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, analoghi ai valori riportati al § 7.5.4 del BREF for Large Combustion Plants (Luglio 2006).
 (3) Valori tratti § 7.5.3, primo capoverso, del BREF for Large Combustion Plants (Luglio 2006).
 (4) Valore medio orario.
 (5) Valore medio giornaliero sulle ore di effettivo funzionamento.
 Nella nota 7 tabella B sez. 4 parte II Allegato II parte V del D.Lgs. 152/06 è specificato che il Valore limite VL=50xη/35 (dove η è l'efficienza della turbina a gas) nel caso in esame VL = 50 x 39/35 = 55,7 (il valore di η = 39% è quello riportato a pag. 8 della scheda B.18).



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

9.2.2 Emissioni diffuse e fuggitive

Si prescrive al Gestore il censimento e la caratterizzazione delle emissioni non convogliate e la stima delle quantità emesse su base annua. Inoltre, si prescrive al Gestore di fornire una stima delle emissioni fuggitive eventualmente generate in relazione a interventi di manutenzione straordinaria e situazioni di emergenza effettivamente occorse.

In conformità alle disposizioni di cui al Decreto AIA DSA-DC 2005-00852, per le emissioni diffuse e fuggitive derivanti da guasti delle singole parti dell'impianto, si prescrive l'adozione di ulteriori ed adeguati sistemi di allarme e contenimento.

Inoltre si prescrive al Gestore di adottare un metodo di monitoraggio e quantificazione (leak detection) delle emissioni fuggitive di gas.

9.3 Scarichi idrici

La CTE presenta tre tipologie di scarichi idrici:

- scarico acque nere civili alla fognatura acque nere (scarico SF1);
- scarico overflow acque meteoriche alla fognatura acque bianche (scarico SF2);
- scarico del concentrato dell'osmosi primo passo in caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi, nel colatore Valguercia (SF3).

Per lo scarico SF3 (colatore Valguercia), si prescrive di installare, entro tre mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, un apposito pozzetto per il prelievo di campioni d'acqua e un sensore in grado di registrare l'attivazione dello scarico; per ogni attivazione di detto scarico si prescrivono i limiti per lo scarico in acque superficiali di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

Gli scarichi idrici SF1 e SF2 dovranno rispettare i limiti derivanti dalle specifiche di accettabilità al Depuratore consortile e comunque quelli di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. così come già prescritto dal Decreto AIA DSA-DC 2005-00852.

Si prescrive al Gestore di indicare chiaramente tutti i pozzetti di ispezione dei reflui liquidi in modo da consentirne la facile individuazione.

Si prescrivono i controlli analitici in accordo alle modalità e frequenze indicate nel PMC.

In conformità alle disposizioni di cui al Decreto AIA DSA-DC 2005-00852, si prescrive la conduzione semestrale di campagne di monitoraggio nelle acque di scarico estese anche agli IPA e ai metalli pesanti (in particolare Vanadio). Alla luce delle risultanze di due campagne di monitoraggio, nel caso di non rinvenimento di tali inquinanti, tale prescrizione potrà essere rimossa.

Come dichiarato dal Gestore, nelle more di attivazione del depuratore sarà funzionante una vasca Imhoff per il trattamento delle acque nere. I reflui prodotti dovranno essere trattati nel rispetto della normativa vigente in tema di rifiuti.

Nel caso in cui la portata di scarico di progetto dovesse essere modificata per qualsiasi motivo, il nuovo valore dovrà essere comunicato al gestore del depuratore (STER di Lodi ex Genio Civile) trattandosi di reticolo idrico principale.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertónico (LO)

9.4 Rifiuti

Si precisa che non è necessaria nessuna autorizzazione relativa alla gestione dei rifiuti, dal momento che il Gestore effettua esclusivamente attività di deposito temporaneo.

Si prescrive al Gestore che le aree di deposito temporaneo dei rifiuti debbano avere le seguenti caratteristiche:

- essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
- essere dotate di idonea copertura ed inoltre i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
- essere adeguatamente protette mediante apposito sistema di canalizzazione, raccolta e allontanamento delle acque meteoriche;
- i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
- i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate.

Si prescrive infine al Gestore di verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, almeno ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei e il mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi, come previsto nel PMC.

Si prescrive inoltre l'adeguamento della gestione rifiuti al Sistema di controllo della Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI) di prossima applicazione a livello nazionale.

9.5 Rumore

Premesso che:

- L'impianto Sorgenia Power S.p.A. è ubicato nei comuni di Bertónico e Turano Lodigiano. Le aree abitative e quelle frequentate da comunità o persone più vicine all'impianto si trovano nei territori del Comune di Bertónico, Turano Lodigiano e Casalpusterlengo;
- Il comune di Bertónico non risulta dotato di Piano di Zonizzazione Acustica; mentre il comune di Turano Lodigiano ha adottato la Zonizzazione Acustica con delibera del CC n° 42 del 27 ottobre 2003, e Casalpusterlengo ha approvato, ma non adottato la Zonizzazione Acustica;

coerentemente ai principi di prevenzione degli impatti ambientali e di miglioramento continuo, si prescrive quanto segue:

- adottando il principio di precauzione dovranno essere considerati per i comuni di Turano e Casalpusterlengo i limiti acustici più restrittivi, cioè quelli della zonizzazione adottata o approvata, mentre per il comune di Bertónico i valori limite di immissione saranno quelli definiti dal DPCM del 1 marzo 1991;



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

- in caso di superamento dei suddetti limiti di legge, il Gestore dovrà identificare gli ulteriori interventi di risanamento tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui ricettori a valle dei quali dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutarne l'efficacia con apposito collaudo;
- le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16.03.1998 nonché nel rispetto dell'eventuale normativa regionale;
- occorre effettuare comunque un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno, entro 1 anno dal rilascio dell'AIA e ad esito conforme, almeno ogni 3 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore entro il primo rinnovo dell'AIA.

Come espressamente richiesto dalla Regione Lombardia e dal Comune di Bertonico nella Conferenza dei Servizi d.d. 4 febbraio 2011 si invita, il Gestore, compatibilmente con la crescita industriale dell'area in cui è collocato la Centrale e in considerazione del fatto che gli impianti risultano già predisposti, a sviluppare un progetto di recupero del calore ai fini del teleriscaldamento.

Inoltre come espressamente richiesto dal Sindaco del Comune di Bertonico, si riportano gli estremi della convenzione, stipulata dal Gestore con gli Enti locali, (prot. Commissione istruttoria CIPPC-00_2010-0001269 del 21/06/2010) acquisita agli atti della Conferenza dei Servizi d.d. 4 febbraio 2011 (allegato 5), concernente, la possibilità di una revisione del limite del parametro NOx alla prima revisione generale dell'impianto.

9.6 Manutenzione Ordinaria e Straordinaria

Si prescrive:

- come già previsto dal Decreto AIA DSA-DC 2005-00852 entro un anno dalla messa in esercizio dell'impianto, sia predisposto e adottato un piano di gestione ambientale conforme ai requisiti specificati nella norma UNI EN ISO 14001;
- il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e i sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo;
- il Gestore dovrà individuare un elenco delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente e, con riferimento ad esse, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

straordinaria, il Gestore dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Ente di Controllo.

9.7 Malfunzionamenti

Si prescrive che in caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.8 Eventi Incidentali

Si prescrive:

- il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. A tal proposito si considera 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, all'Ente di Controllo, al Comune e alla Provincia, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo;
- in caso di eventi incidentali di particolare rilievo, quindi tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (pronta notifica per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per rimuoverne le cause e per mitigare al possibile le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

9.9 Dismissioni e ripristino dei luoghi

Si prescrive, in relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto, 1 anno prima della scadenza dell'AIA, il Gestore dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente un piano di dismissione e un progetto dovrà degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs. 152/06.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

9.10 Prescrizioni da procedimenti autorizzativi

Si prescrive:

- 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;
- Per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertónico (LO)

10 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 ha certificato il proprio impianto, 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 quest'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.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

11 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale Ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto in riferimento.

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/APPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- Comunicazione all'autorità competente ISPRA ed ARPA territorialmente competente dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- Tempestiva informazione ad ISPRA, ARPA, alla Provincia e ai Comuni territorialmente interessati, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione agli effetti ambientali generatisi entro trenta giorni dal verificarsi dell'evento.

In merito ai Sistemi di Monitoraggio in continuo alle Emissioni (SME), poiché gli impianti di produzione di energia (Gruppi 1 e 2) rientrano nel campo di applicazione della d.g.r. n.11352 del 10/02/2010 che ha definito le linee di indirizzo della Rete SME regionale, gli SME posti in corrispondenza delle emissioni E1 ed E2 dovranno:

- essere adeguati ai criteri definiti nel d.d.s. n. 4343 del 27.04.2010;
- entrare a far parte delle Rete nei tempi e secondo le modalità stabilite dalla citata d.g.r. e dai provvedimenti attuativi della stessa (già pubblicati ed in fase di pubblicazione sul sito).

In particolare si propone di richiedere al Gestore di fornire la registrazione per i parametri CO e NOx dei valori emissivi e di impianto anche durante le fasi transitorie.

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.

Per quanto concerne le modalità di comunicazione dei dati derivanti dall'attività di monitoraggio e controllo, il Gestore dovrà provvedere alla compilazione dell'applicativo AIDA approvato con d.d.s. n.14236 del 3/12/2008 e s.m.i e gestito da ARPA Lombardia.

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

Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve applicare le modalità contenute nel PMC. Per impianti esistenti, il Gestore entro i 6 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'Ente di controllo ISPRA e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio

Sorgenia Power S.p.A. Turano Lodigiano – Bertonico (LO)

12 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

In virtù dell'art. 5, comma 14 del D.Lgs. n. 59/05 viene sostituita la seguente autorizzazione:
Decreto MAP n. 55/02/2005 del 4 agosto 2005.

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive script.



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

**GESTORE
LOCALITÀ**

**SORGENIA POWER SPA
TURANO LODIGIANO E
BERTONICO (LO)**

REFERENTI ISPRA

**Ing. Rosella Giuliani
Dott. Michele Fratini
Dott. Roberto Mazzitelli**

**DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**15 febbraio 2011
43**



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

INDICE

PREMESSA.....	4
FINALITÀ DEL PIANO.....	4
1 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	4
1.1 Obbligo di esecuzione del piano.....	4
1.2 Divieto di miscelazione.....	4
1.3 Funzionamento dei sistemi di monitoraggio.....	5
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI.....	5
2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME.....	5
2.1 Consumo di combustibili, materie prime ed ausiliarie.....	5
2.2 Caratteristiche dei combustibili.....	7
3 CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI.....	8
3.1 Consumi idrici.....	8
3.2 Produzione e consumi energetici.....	8
4 EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	9
4.1 Emissioni convogliate.....	9
4.1.1 Emissioni dai camini degli impianti.....	10
4.1.2 Monitoraggio dei transitori.....	12
4.2 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore.....	13
4.3 Emissioni non convogliate.....	14
4.4 Emissioni fuggitive.....	14
5 EMISSIONI IN ACQUA.....	15
5.1 Identificazione scarichi.....	15
5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici.....	15
6 SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	16
6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio.....	16
6.2 Monitoraggio delle acque sotterranee.....	17
7 EMISSIONI ACUSTICHE.....	18
8 RIFIUTI.....	20
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....	21
9 ATTIVITÀ DI QA/QC.....	21



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

9.1	Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	22
9.2	Sistema di monitoraggio in discontinuo emissioni in atmosfera e scarichi idrici	24
10	METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI	25
10.1	Combustibili	25
10.2	Emissioni in atmosfera	27
10.3	Scarichi idrici.....	29
10.4	Livelli sonori.....	36
	SEZIONE 3 - REPORTING.....	36
11	COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	36
11.1	Definizioni	36
11.2	Formule di calcolo	38
11.3	Validazione dei dati	38
11.4	Indisponibilità dei dati di monitoraggio	38
11.5	Eventuali non conformità	38
11.6	Obbligo di comunicazione annuale	39
11.7	Gestione e presentazione dei dati	41
12	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	41
12.1	Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione).....	43



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.

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.

1 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

1.1 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.

1.2 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.



ISPRA

***Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale***

1.3 Funzionamento dei sistemi di monitoraggio

Prima dell'avvio delle attività di controllo e monitoraggio il gestore dovrà fornire l'elenco dettagliato di tutta la strumentazione operante in continuo, della strumentazione utilizzata ai fini del campionamento ed i metodi per le analisi in discontinuo, in accordo a quanto previsto nel presente documento nelle sezioni specifiche.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

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

Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "piping and instrumentation diagram" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME

2.1 Consumo di combustibili, materie prime ed ausiliarie

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (gas naturale e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella Tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Tabella 1 Consumo delle principali materie prime e ausiliarie

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Combustibili						
Gas naturale	Turbine a gas	Contatori	quantità totale consumata	Sm ³	Giornaliera	compilazione file
Gas naturale	Caldaia ausiliaria produzione vapore	Contatori	quantità totale consumata	Sm ³	Giornaliera	compilazione file
Gas naturale	Caldaie ausiliarie preriscaldamento gas	Contatori	quantità totale consumata	Sm ³	Ad accensione	compilazione file
Gasolio	Generatore d'emergenza e motopompa antincendio	Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
Materie prime						
Acido Cloridrico	ITAR	Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
Soda Caustica		Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
Ipoclorito di Sodio		Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
Bisolfito di sodio		Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
cloruro ferrico		Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Solfato di Magnesio		Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file
Olii	Macchinari Varie	Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	Registro fiscale per gli olii minerali UDT
Altre materie prime ausiliarie	Varie	Misura/stima dei consumi effettivi	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile	compilazione file

2.2 Caratteristiche dei combustibili

Per il gas naturale il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza semestrale, copia della scheda delle relative caratteristiche chimiche.

Per il gasolio deve essere prodotta, 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 nella tabella seguente 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.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 2 Caratteristiche dei combustibili

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 40°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
PCB/PCT	mg/kg
Nickel + Vanadio	mg/kg

**3 CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI****3.1 Consumi idrici**

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo della stessa distinguendo tra quella per uso domestico e quella per uso industriale, compilando la seguente tabella Tabella 3.

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 3 Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da pozzo	Contatore in continuo	Processo	Quantità prelevata[m3]	Mensile	Compilazione file
Da acquedotto comunale	Contatore in continuo	Igienico-sanitario	Quantità prelevata[m3]	Mensile	Compilazione file

3.2 Produzione e consumi energetici

Devono essere registrati, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella Tabella 4.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 4 Produzione e consumi di energia elettrica

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
gruppo turbogas 1	energia elettrica prodotta	kWh	giornaliera	Compilazione file
gruppo turbogas 2	ore di funzionamento	h	giornaliera	Compilazione file
Turbina a vapore	energia elettrica prodotta	kWh	giornaliera	Compilazione file
gruppi elettrogeni di emergenza n. 1 e n. 2	energia elettrica prodotta	kWh	giornaliera	Compilazione file
servizi generali di centrale	energia elettrica assorbita	kWh	giornaliera	Compilazione file

**4 EMISSIONI IN ATMOSFERA****4.1 Emissioni convogliate**

Nel primo rapporto annuale dovrà essere trasmesso l'elenco aggiornato delle coordinate di tutti i principali punti di emissione convogliata.

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

Tabella 5 Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità elettrica nominale MW_E	Latitudine	Longitudine	Altezza[m]	Sezione[m²]	SME
Camino E1	GVR1 alimentato da TG1	Da comunicare da parte del Gestore	647.473,89	4.551.664,47	100	28,3	SI
Camino E2	GVR2 alimentato da TG2	Da comunicare da parte del Gestore	647.487,74	4.551.635,63	100	28,3	SI
Camino E3	Caldaia ausiliaria	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	20	0,95	SI

Su ognuno dei punti di emissione riportati in Tabella 5 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 agevolmente amovibile.

Sui camini E1 ed E2 le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

Il punto di prelievo dei camini E1, E2 ed E3 deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa. Inoltre, 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

**4.1.1 Emissioni dai camini degli impianti**

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle successive.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 6 Parametri da misurare per le emissioni convogliate in atmosfera

Punto di emissione	Parametro	Limite /prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
E1 e E2	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Temperatura Pressione Ossigeno Portata vapore acqueo	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ²
		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	Registrazione su file dei risultati. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	NOx	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ²
		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	Registrazione su file dei risultati. Misura di NOx con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	SOx	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	CO2	Misura conoscitiva della concentrazione	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati	



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Punto di emissione	Parametro	Limite /prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
	COV (espressi come C)	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
	Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
E3	Utilizzo gas e tempo di utilizzo	Parametro operativo	Misura continua del flusso e della durata dell'evento ad ogni accensione	Registrazione su file di ogni accensione e, per ogni evento, della quantità di combustibile consumato e del tempo d'impiego
	Temperatura Pressione Ossigeno Portata vapore acqueo	Parametri operativi	Misura semestrale durante le fasi di utilizzo con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ²
		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	Registrazione su file dei risultati. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	NOx	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ²
		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	Registrazione su file dei risultati. Misura di NOx con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	SOx	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file dei risultati
	Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

I camini E1, E2 ed E3 devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per la misura rispettivamente delle concentrazioni di NO_x, CO, SO_x, polveri e, contestualmente, per la misurazione in continuo dei parametri di processo quali tenore d'ossigeno (O₂), temperatura, ecc.

In merito ai Sistemi di Monitoraggio in continuo alle Emissioni (SME), poiché gli impianti di produzione di energia (Gruppi 1 e 2) rientrano nel campo di applicazione della d.g.r. n.11352 del 10/02/2010 che ha definito le linee di indirizzo della Rete SME regionale, gli SME posti in corrispondenza delle emissioni E1 ed E2 dovranno:

- essere adeguati ai criteri definiti nel d.d.s. n. 4343 del 27.04.2010;
- entrare a far parte delle Rete nei tempi e secondo le modalità stabilite dalla citata d.g.r. e dai provvedimenti attuativi della stessa (già pubblicati ed in fase di pubblicazione sul sito).

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 il turbogas e al 3% per le caldaie ausiliarie. La misurazione in continuo del tenore di vapor acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

Il Gestore deve, inoltre, fornire una stima/valutazione sulle emissioni che concernono le polveri, con particolare riferimento alle frazioni di PM₁₀ e di PM_{2,5}.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Ente di controllo.

4.1.2 Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nella Tabella 6, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori di ciascun gruppo di produzione. Tale piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari dei macroinquinanti, 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. Tutte le informazioni dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Al riguardo, è necessario compilare la seguente Tabella 7 per ciascun gruppo di produzione.

**Tabella 7 Monitoraggio dei transitori**

Parametro	Limite/prescrizioni	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e di 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 o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e di tempo di avviamento 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 o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e di tempo di avviamento 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 o misura delle emissioni annue	Registrazione su file

La stima delle emissioni per ogni unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua 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 di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

4.2 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (caldaie ausiliarie, 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 8.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tabella 8 Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

Gruppi di emergenza e motopompa antincendio		
Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio dell'alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Registrazione su file
Registrazione delle Emissioni di SO ₂ , NO _x , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file
Caldaiie ausiliarie preriscaldamento gas		
Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio dell'alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gas naturale e misura del tempo di utilizzo	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di NO _x e CO	Misura/stima semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

4.3 Emissioni non convogliate

Il Gestore dovrà effettuare il censimento e la caratterizzazione delle emissioni non convogliate e la stima delle quantità emesse su base annua.

In relazione agli sfiati dei serbatoi dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente Tabella 9.

Tabella 9 Verifiche sfiati serbatoi

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica sfiati	Pratica operativa	Ispezione visiva mensile	Annotazione su registro delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

4.4 Emissioni fuggitive

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e alla loro riparazione e dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro sei mesi dal rilascio dell'AIA.



Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio delle emissioni in atmosfera dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

5 EMISSIONI IN ACQUA

5.1 Identificazione scarichi

La CTE presenta tre tipologie di scarichi idrici:

- scarico acque nere civili alla fognatura acque nere (scarico SF1);
- scarico overflow acque meteoriche alla fognatura acque bianche (scarico SF2);
- scarico del concentrato dell'osmosi primo passo in caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi, nel colatore Valguercia (SF3).

Lo scarico SF1 diverrà attivo una volta che si insedieranno altre imprese che permettano un corretto funzionamento del depuratore consortile. Alla data di redazione del presente PMC le acque nere sono inviate ad una fossa Imhoff provvisoria che sarà rimossa quando diverrà operativo il sistema fognario consortile. Fino alla entrata in funzione del depuratore, gli scarichi delle acque nere e quindi della fossa Imhoff verranno gestiti come rifiuti.

Nel primo rapporto annuale dovrà essere trasmesso l'elenco aggiornato delle coordinate di tutti gli scarichi in accordo alla seguente tabella.

Tabella 10 Coordinate geografiche degli scarichi idrici (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84)

Denominazione	Descrizione	X	Y
SF1	acque nere civili alla fognatura acque nere		
SF2	overflow acque meteoriche alla fognatura acque bianche		
SF3	concentrato dell'osmosi primo passo in caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi		

5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici

Gli scarichi idrici SF1 e SF2 dovranno rispettare i limiti derivanti dalle specifiche di accettabilità al Depuratore consortile, e comunque quelli di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. così come già prescritto dal Decreto AIA DSA-DC 2005-00852.

Poiché lo scarico SF3 nel colatore Valguercia avviene solo nelle particolari condizioni sopra descritte, ad un anno dal rilascio di AIA il Gestore deve fornire all'Autorità di Controllo un



resoconto con evidenza del numero di volte in cui si è verificato l'evento che ha prodotto lo scarico corredato delle relative portate scaricate.

Prima di effettuare scarichi idrici nel colatore Valguercia devono essere effettuate analisi su campioni per verificare il rispetto dei limiti fissati dalla tabella 3, allegato V, parte III, D.Lgs. 152/06, per scarico in acque superficiali.

Nella Tabella 11 sono riportati i controlli con le relative frequenze che il gestore deve effettuare sullo scarico finale.

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

Tabella 11 Controlli sullo scarico finale

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Misura in continuo per la durata dello scarico	Registrazione su file
Temperatura acqua in uscita °C	35° C	Misura continua per la durata dello scarico	Registrazione su file
Torbidità	Nessun limite	Misura continua per la durata dello scarico	Istantaneo
Conducibilità	Nessun limite-parametro conoscitivo	Misura continua per la durata dello scarico	Istantaneo
Tutti i parametri inseriti in tabella 3 dell'Allegato V, parte III del Lgs. 152/06 e s.m.i.	Concentrazione limite normata per scarico in acque superficiali	Verifica a seguito di scarico	Registrazione su file

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

6 SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE

6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio

Il Gestore dovrà controllare, semestralmente, mediante ispezione visiva tutti i serbatoi fuori terra ed i relativi bacini di contenimento, al fine di assicurarne l'efficienza.

Per la gestione del serbatoio e delle linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella Tabella 12.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tabella 12 Monitoraggio e controllo del serbatoio e delle 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 manutenzione procedurizzata dei sistemi di sicurezza del serbatoio 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

6.2 Monitoraggio delle acque sotterranee

Il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio delle acque sotterranee sui 4 piezometri di riferimento, individuati nel piano di monitoraggio concordato con ARPA in data 7 gennaio.

I parametri da determinare saranno quelli della seguente Tabella 13 Monitoraggio acque sotterranee.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tabella 13 Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, conducibilità, residuo a 180°, durezza totale, alcalinità totale COD, BOD5, silice, nitrati, fosfati	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).
Metalli Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg.		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
BTEX		

Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticometria.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

7 EMISSIONI ACUSTICHE

Il Gestore dovrà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'AIA e successivamente (tenendo conto anche di quanto previsto dall'articolo 181 del D.Lgs 81/08) ogni 4 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

La verifica del rispetto dei limiti dovrà essere effettuata escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dalla Centrale. Allo scopo dovranno essere rilevati sia il Livello equivalente Leq(A) d,n che il livello percentile L95.

Le misure dovranno essere eseguite nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione. I valori di Leq orari misurati dovranno avere un tempo di misura significativo al calcolo del percentile L95 e sufficiente ad ottenere una valutazione significativa del rumore in relazione alle sue caratteristiche.

La relazione di impatto acustico, a firma di un tecnico competente in acustica, dovrà contenere:

- la compilazione delle tabelle allegate, ovvero, in formato tabellare il confronto tra i valori di Leq(A) ed L95 misurati o simulati e i limiti autorizzati;
- una scheda tecnica per ogni punto/area oggetto di verifica, comprensiva di una descrizione delle tipologie e modalità di funzionamento delle sorgenti sonore o attività lavorative oggetto di monitoraggio, e relativa georeferenziazione dei punti di indagine. Nel caso di misure fonometriche anche l'andamento temporale del rumore;
- una dettagliata descrizione delle modalità di calcolo o di misura applicate nel rispetto di quanto previsto dal DM 16.3.1998 e dalla normativa tecnica ISO e UNI.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

- una planimetria in scala adeguata a ricomprendere l'area IPPC e nel raggio di 1 km, le relative aree esterne, con l'indicazione dei punti monitorati e i relativi valori numerici o isofoniche.

Punti lungo il confine

Punti	Sorgenti	Livelli sonori rilevati				Limiti autorizzati	
		Leq.(A)		L.95		TR-N	TR-D
		TR-N	TR-D	TR-N	TR-D		
A							
B							
C							
D							
E							
F							
G							
H							
I							
L							
M							
N							
O							

Punti in prossimità dei recettori

Punti	Sorgenti	Livelli sonori rilevati				Limiti autorizzati	
		Leq.(A)		L.95		TR-N	TR-D
		TR-N	TR-D	TR-N	TR-D		
R1							
R2							
R3							
R4							



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

R5							
R6							
R7							
R8							
R9							

Modifiche impiantistiche

Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione significativa del clima acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Modifica dei punti oggetto di monitoraggio

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore dovrà, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

8 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 dalla normativa vigente.

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.

Qualora il gestore intenda avvalersi del criterio quantitativo per il deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi e non pericolosi (10 m³ e 20 m³), dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 10 giorni, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Qualora il gestore intenda avvalersi del criterio temporaneo per il deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi e non pericolosi (2 mesi e 3 mesi), dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

In ogni caso dovranno essere controllate le etichettature dei codici CER.

Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella Tabella 14, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Tabella 14: Monitoraggio depositi dei rifiuti

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

Restano valide tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali.

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.

Si raccomanda 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'Ente di controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio dei rifiuti dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

9 ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di campo e di laboratorio devono essere svolte da personale specializzato e devono essere codificate in un piano operativo scritto che riporti, tra l'altro, tutte le procedure per il controllo e l'assicurazione della qualità.

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 e accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. 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 ISO9001.



9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2005, che assicurino:

- la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura, vedi tabella seguente), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione e sono riportati nel PIC);
- la verifica della consistenza tra le derive di zero e di span determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004) e le derive di zero e di span verificate durante il normale funzionamento dello SME;
- la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.

Tabella 15 Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NOX	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO2	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2006	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente. Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spengimento dei gruppi della Centrale, la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale;
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore, comunque da concordare con l'Autorità di controllo.

In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

Per i parametri portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo dovrà essere determinato l'indice di accuratezza relativo, in accordo a quanto previsto nel D.Lgs. 152/06 (parte V allegato 6). Nella tabella seguente sono riportati i metodi di riferimento che dovranno essere utilizzati per il calcolo del suddetto indice.

Tabella 16 Metodi di Riferimento per la determinazione dell'indice di accuratezza relativo

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789 :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)



ISPRA

***Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale***

Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più inquinanti, il gestore deve attuare le seguenti azioni:

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in Continuo delle emissioni. Il gestore dovrà altresì notificare all'Ente di Controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, o in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione al giorno ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose);
- per i parametri di normalizzazione dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose).

9.2 *Sistema di monitoraggio in discontinuo emissioni in atmosfera e scarichi idrici*

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

Dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es. aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

Per ogni attività di campionamento dovrà inoltre essere prodotto un bianco di campo ed uno di conservazione e trasporto per ciascuna classe di analiti da determinare.

Il laboratorio dovrà assicurare la manutenzione periodica della strumentazione e la stesura dei relativi rapporti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. La taratura degli strumenti dovrà essere ripetuta alla fine di ogni attività di manutenzione ovvero con la frequenza prevista dalla gestione del Controllo di Qualità del laboratorio e riportata nei relativi rapporti tecnici.



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Il laboratorio dovrà inoltre effettuare controlli di qualità interni analizzando bianchi del metodo, duplicati, test di recupero, materiali di riferimento certificati ecc. come previsto dalle procedure di accreditamento.

Tutti i documenti relativi alla produzione dei dati (es. quaderni di laboratorio, files di restituzione dati degli strumenti, rette di calibrazione eseguite per le analisi, cromatogrammi, fogli di calcolo, ecc.) saranno conservati dal laboratorio per un periodo non inferiore a due anni come previsto dalle procedure di accreditamento.

10 METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche APAT/IRSA-CNR, ISS, EPA, UNI-ISO, ecc...

Qualora il gestore voglia utilizzare metodi differenti rispetto a quelli indicati nelle tabelle seguenti, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'Ente di Controllo trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due. Si considerano, comunque, attendibili metodi analitici rispondenti alla Norma CEN/TS 14793:2005 – Procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento- anche se non espressamente indicati in questo Piano di Monitoraggio e Controllo. Anche in questo caso, il gestore dovrà trasmettere una relazione contenente la descrizione del metodo applicato e i risultati relativi alla validazione interlaboratorio.

I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri, ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.

Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore a tre anni. Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.

10.1 Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (olio combustibile, gasolio, carbone). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Tabella 17 Metodi di misura per i combustibili

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda



10.2 Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo.

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

Tabella 18 Metodi di misura per le emissioni in atmosfera

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
NOX	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO2	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2006	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13526:2002 COT > 20 mg/Nm ³	Determinazione analitica mediante ionizzazione di fiamma (FID)
	UNI EN 12619:2002 COT < 20 mg/N m ³	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3(sostituisce M.U. 825 cap.2) (1)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Parametro	Metodo	Descrizione
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte I descrive tre differenti metodi)
Antracene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 del 1988 (2)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Naftalene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 del 1988 (2)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Fluorantene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 del 1988 (2)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boroidruo e campionamento come descritto dal metodo
As, Be, Cd, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V	UNI EN 14385:2004 (3)	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl, H ₂ SO ₄	UNI EN 1911-1, 2, 3:2000 (4)	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl.
NH ₃	Manuale UNICHIM 632/84	Determinazione colorimetrica previo utilizzo del reattivo di Nessler
H ₂ S	Manuale UNICHIM 634/84	Metodo volumetrico (EM/18)
HF	UNI EN 10787:1999ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
PM ₁₀ , PM _{2,5}	UNI EN 23210:2009	Determinazione gravimetrica (microbilancia) previo campionamento mediante l'uso di impattori a due piani. Il metodo è particolarmente adatto per misurare le concentrazioni massiche minori di 50 mg/ m ³



(1) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2) Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".

(2) Il metodo indicato nel D.M. 25/08/2000 non prevede la determinazione di antracene, naftalene e fluorantene che invece prevedeva il M.U 825 del Man. 122.

(3) Il metodo indicato è specifico per alcuni metalli ma può essere applicato alla determinazione di tutti quelli riportati nella lista. Per As, Sb, Se, la determinazione strumentale potrebbe anche essere effettuata mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS). Per Pd, Pt, Rh la determinazione strumentale dovrebbe essere effettuata mediante spettrometria di emissione al plasma accoppiata a spettrometria di massa.

(4) Il metodo si riferisce alla determinazione dell'acido cloridrico ma è adattabile alla determinazione dell'acido solforico.

10.3 Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati a titolo esemplificativo metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale.

Tabella 19 Metodi di misura degli inquinanti per le acque

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; EPA 9040C	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 mm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD5	APAT -IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD5



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	EPA 410.4 Standard Method (S.M.) 5220 C (approved by EPA)	ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Azoto totale (1)	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido borico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno
	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidisolfato, acido borico e idrossido di sodio
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3050 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Antimonio	APAT-IRSA 3010 + 3060B	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Argento	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT –IRSA 3010 + 3070 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080EPA 7061A	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3090 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Berillio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3100 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3120 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cobalto	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3140 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT -IRSA 3010 + 3150 B1	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3190 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
Molibdeno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3210 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3220 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3250 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3280 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Tallio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3290 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3310 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT-IRSA 3010 + 3320 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati (2)	APAT-IRSA 5150UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Pentaclorobenzene	APAT-IRSA 5090UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS (3)	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati(4)	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Σ pesticidi organo fosforici(5)	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-diethyl-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Fosfati	APAT-IRSA 4020;EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fluoruri	APAT-IRSA 4100BEPA 9214	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Bromati	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloriti	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cloruri	APAT-IRSA 4020;EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020;EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
IPA(6)	APAT IRSA 5080A	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani(7)	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
Tributilstagno	UNI EN ISO 17353:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa derivatizzazione e purificazione del campione
Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Mercaptani	EPA 3510C + 8270D	determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liq-liq
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Escherichia coli	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di Escherichia coli cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a $44 \pm 1^\circ\text{C}$.
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del Vibrio fischeri espressa come percentuale di effetto (EC50 nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
- (2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
- (3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene
- (4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
- (5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

10.4 Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

SEZIONE 3 - REPORTING

11 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

11.1 Definizioni

Limite di quantificazione: è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

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

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



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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

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

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

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

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

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

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

Flusso medio annuale: è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo: è 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 o 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1, 2, 3 o 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.

11.2 Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati delle concentrazioni 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 = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

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

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

K_{ganno} = 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.

11.3 Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto nell'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 riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

11.4 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 all'Ente di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

11.5 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



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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'Ente di controllo 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 riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

11.6 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 Generale per le Valutazioni Ambientali), all'Ente 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.

Dati generali:

- nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto;
- nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi;
- numero di avvii e spegnimenti nell'anno per ogni gruppo;
- rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo;
- energia generata in MWh, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Consumi per l'intero impianto:

- consumo di sostanze e combustibili nell'anno;



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

Emissioni per ogni gruppo – ARIA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC;
- emissione specifica annuale per MWh di energia generata per ogni inquinante monitorato;
- emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato per ogni inquinante monitorato.

Immissioni – ARIA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

Emissioni per l'intero impianto – ACQUA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC.

Immissioni – ACQUA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate nelle acque del/dei corpi recettori da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti pericolosi 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 – RUMORE:

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

**Eventuali problemi gestione del piano:**

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

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.

11.7 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 dieci anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

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

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

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

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del 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.

12 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili	Giornaliero Ad accensione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Ogni 4 giorni Mensile Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento delle acque reflue	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Ogni 10 giorni Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA

*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

12.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto