



*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-2011-0000299 del 07/06/2011

**Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica a ciclo combinato della Società SORGENIA POWER S.p.A. sita nel Consorzio industriale Valle del Biferno nel comune di Termoli (CB). 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 legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con modificazioni, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;

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

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



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

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

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

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

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

**VISTO** il decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell’economia e delle finanze, del 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



*AM*

ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", ed in particolare l'art. 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. 7584 del 3 settembre 2002, relativo al progetto di una centrale termoelettrica a ciclo combinato alimentata a metano di potenza complessiva pari a 750 MW elettrici, da realizzarsi nel comune di Termoli (CB) nell'area del Consorzio industriale Valle del Biferno, presentato da ENERGIA S.p.A. (ora SORGENIA POWER S.p.A.);

**VISTO** il decreto del Ministero delle attività produttive n. 55/01/2002 del 6 dicembre 2002 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica, da ubicare nel Comune di Termoli (CB), rilasciato alla società ENERGIA S.p.A. (ora SORGENIA POWER S.p.A.);

**VISTA** l'istanza inviata in data 12 febbraio 2008 dalla ENERGIA MOLISE S.p.A. (ora 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 ubicata nel comune di Termoli (CB);

**VISTA** la nota DSA-2008-4904 del 22 febbraio 2008 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di perfezionare l'istanza di rinnovo tra l'altro con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152.

**VISTA** la nota prot. n. MOL/GEN/SG/2008/0024, del 30 luglio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 22 agosto 2008 al n. DSA-2008-23399, con la quale il Gestore ha perfezionato l'istanza;

**VISTA** la nota del 3 novembre 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'11 novembre 2008 al n. DSA-2008-32463 con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;



**VISTA** la nota DSA-2008-0034678 del 27 novembre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria alla luce dell'emanazione del decreto interministeriale 24 aprile 2008;

**VISTA** la nota del 15 dicembre 2008 prot. n. MOL/GEN/SG/2008/0056, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19 dicembre 2008 al n. DSA-2008-37964, con la quale il Gestore, in relazione alla tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'art. 5, comma 4, del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare, ha comunicato di non dover pagare alcun conguaglio;

**VISTA** la nota DSA-2009-0000076 del 15 gennaio 2009 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al gestore l'avvio del procedimento;

**PRESO ATTO** che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "La Repubblica" in data 29 gennaio 2009 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

**VISTA** la nota prot. CIPPC-00-2009-0001710 del 5 agosto 2009 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, successivamente integrato con nota prot. CIPPC-00-2010-743 del 16 aprile 2010;

**VISTA** la nota prot. n. POW/GEN/SG/2010/0002 del 28 gennaio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 2 febbraio 2010 al n. DVA-2010-0002133, con la quale il gestore ha trasmesso un'integrazione volontaria alla domanda;

**VISTA** la nota DVA-2010-00006876 del 11 marzo 2010 con la quale la Direzione Generale ha richiesto al Gestore di integrare la domanda presentata, con riferimento alle richieste formulate dalla Commissione Istruttoria AIA-IPPC con nota prot. CIPPC-00-2010-0000362 del 26 febbraio 2010;

**VISTA** la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota dell'8 aprile 2010, e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota DVA-2010-0009743 del 14 aprile 2010;

**VISTA** la nota prot. n. POW/GEN/SG/2010/0018 del 11 maggio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 18 maggio 2010 al n. DVA-2010-0012735, con la quale il gestore ha trasmesso le integrazioni richieste;



ATW

**VISTA** la nota prot. n. TER/GEN/SG/2010/0035 del 21 settembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 settembre 2010 al n. DVA-2010-0012735, con la quale il gestore ha trasmesso, su invito del Gruppo istruttore, integrazioni volontarie alla domanda;

**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 a provvedimenti adottati ai sensi 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;

**VISTO** il Certificato n. 13368 rilasciato in data 26 giugno 2008 alla ENERGIA MOLISE S.p.A. (ora SORGENIA POWER S.p.A.) per la centrale termoelettrica sita in Termoli, che attesta la conformità alla norma ISO 14001:2004 con validità fino 26 giugno 2011;

**VISTO** il Certificato di registrazione EMAS n. IT - 00092 rilasciato in data 20 ottobre 2008 alla Società ENERGIA MOLISE S.p.A. (ora SORGENIA POWER S.p.A.) che attesta che la centrale termoelettrica di Termoli è dotata di un sistema di gestione ambientale registrato ai sensi del Regolamento CE n. 761/2001, con validità fino 26 giugno 2011;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2010-0002385 del 29 novembre 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rinnovo dell'A.I.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica a ciclo combinato della Società SORGENIA POWER S.p.A. ubicata nel comune di Termoli (CS), 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" (Febbraio 2009), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001), "Emission from Storage" (Luglio 2006), "Common



Waste Water and Waste Gas Treatment / Management System in the Chemical Sector” (Febbraio 2003);

**VISTA** la nota del 14 dicembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare il 15 dicembre 2010, al n. DVA-2010-0030375, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0002385 del 29 novembre 2010;

**VISTO** il verbale della seduta del 17 dicembre 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell’articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0030902 del 21 dicembre 2010;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2011-0000099 del 20 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 a ciclo combinato della Società SORGENIA POWER S.p.A. ubicata nel comune di Termoli (CS), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, tenendo conto degli esiti della Conferenza dei Servizi del 17 dicembre 2010;

**VISTO** il verbale definitivo della seduta del 16 febbraio 2011 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell’articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2011-0004152 del 22 febbraio 2011, che ha confermato quale parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, il parere prot. n. CIPPC-00-2011-0000099 del 20 gennaio 2011;

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

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

**RILEVATO** che il Sindaco del comune di Termoli (CS) non ha formulato per l’impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

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



*SM*

VISTA la nota prot. N. DVA-4RI-00-2011-219 del 23 maggio 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;

## DECRETA

la Società SORGENIA POWER S.p.A., identificata dal codice fiscale 03925650966 con sede legale in Via Vincenzo Viviani, 12 - 20124 Milano (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica a ciclo combinato ubicata nel Consorzio industriale Valle del Biferno nel comune di Termoli (CB), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 20 gennaio 2011 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2011-0000099 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 12 febbraio 2008 ed integrata il 30 luglio 2008, il 28 gennaio 2010, l'11 maggio 2010 ed il 21 settembre 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 9.4 "Emissioni in acqua" a pag 96 del parere istruttorio, il Gestore, entro sei mesi a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5, del presente decreto, dovrà inviare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione



e la Ricerca Ambientale, i risultati degli interventi volti ad ottenere una riduzione dell'acqua prelevata dal consorzio industriale, dell'acqua scaricata al depuratore consortile e del consumo di alcuni prodotti chimici.

4. Come prescritto dal paragrafo 9.11 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, qualora intenda dismettere totalmente o parzialmente l'impianto, dovrà predisporre e trasmettere all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un anno prima della prevista dismissione, un piano di dismissione, comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate;
5. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3 e 4, il Gestore dovrà allegare apposita quietanza di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

#### *Art. 2*

#### **ALTRE PRESCRIZIONI**

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della registrazione EMAS e della certificazione ISO 14001.



cm

**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 dovrà avviare il piano di monitoraggio e controllo.  
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.
8. Come prescritto dal paragrafo 9.5 "Suolo, sottosuolo e acque sotterranee" del parere istruttorio, il Gestore, entro sei mesi a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5, del presente decreto, dovrà collocare i piezometri attraverso i quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda, dandone comunicazione all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
9. Come prescritto dal paragrafo 9.6 "Emissioni sonore" del parere istruttorio, il Gestore, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno, e comunque ogni quattro anni a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico.

#### **Art. 4**

#### **DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE**

1. La presente autorizzazione ha durata di otto anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto risulta in possesso del certificato di registrazione EMAS.
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.



AM

4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

**Art. 5**  
**TARIFFE**

1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto interministeriale 24 aprile 2008.

**Art. 6**  
**AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto de regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

**Art. 7**  
**DISPOSIZIONI FINALI**

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, contestualmente alla comunicazione di cui all'art. 1, comma 1, del presente decreto, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.



3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla SORGENIA POWER S.p.A., nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Molise, alla Provincia di Campobasso, al Comune di Termoli 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 - 0002415 del 04/02/2011

CIPPC-00.2011-0000099  
del 20/01/2011

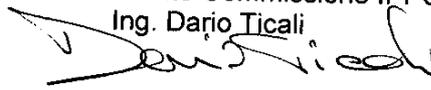
Ministero dell' Ambiente e della Tutela  
del Territorio e del Mare  
Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti  
Via C. Colombo, 44  
00147 Roma

Pratica N. ....  
Ref. Mittente: .....

**OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata dalla soc. SORGENIA POWER (già Energia Molise) - CTE a ciclo combinato Consorzio Industriale Valle del Biferno.**

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito della Conferenza di Servizi tenutasi in data 17/12/2010.

Il Presidente Commissione IPPC  
Ing. Dario Ticali



All. c.s.

MINISTERO DELL' AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE  
RICEVUTO IL  
03 FEB. 2011  
DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TERMOELETTRICA  
SORGENIA POWER S.p.A.  
SITA NEL COMUNE DI TERMOLI (CB)**

<b>GESTORE</b>	SORGENIA POWER S.p.A. CENTRALE TERMOELETTRICA DI TERMOLI (CB)
<b>LOCALITÀ</b>	Loc. Area del Consorzio Industriale della Valle del Biferno COMUNE DI TERMOLI (CB)
<b>GRUPPO ISTRUTTORE</b>	Ing. Marco Antonio Di Giovanni Ing. Giovanni Anselmo Avv. Elena Tamburini Ing. Antonio Campana – Regione Molise Dott. Carlo Lalli – Provincia di Campobasso Dott. Giovanni Iannantuono – Comune di Termoli

A handwritten signature in black ink, appearing to be the initials 'M.A.' or similar, located in the lower right quadrant of the page.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**INDICE**

<b>1. DEFINIZIONI .....</b>	<b>4</b>
<b>2. INTRODUZIONE .....</b>	<b>6</b>
2.1 ATTI PRESUPPOSTI .....	6
2.2 ATTI NORMATIVI.....	6
2.3 ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE.....	7
<b>3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE .....</b>	<b>9</b>
<b>4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE.....</b>	<b>10</b>
4.1 GENERALITÀ.....	10
4.2 IMPIANTI DI COMBUSTIONE .....	12
4.3 CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	14
4.4 CONSUMI IDRICI.....	27
4.5 ASPETTI ENERGETICI.....	28
4.6 SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA.....	31
4.7 EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA.....	39
4.8 EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA .....	48
4.9 RIFIUTI .....	49
4.10 RUMORE E VIBRAZIONI .....	52
4.11 SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE.....	54
4.12 ODORI.....	54
4.13 RADIAZIONI NON IONIZZANTI .....	54
4.14 GESTIONE DELLE EMERGENZE .....	55
4.15 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO .....	56
4.16 PIANO DI MIGLIORAMENTO AMBIENTALE AGGIORNATO A DICEMBRE 2008.....	56
<b>5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....</b>	<b>57</b>
5.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE .....	57
5.1.1. <i>Pianificazione territoriale ed urbanistica</i> .....	57
5.1.2. <i>Rete Natura 2000</i> .....	61
5.1.3. <i>Interferenza con aree a rischio di incidente rilevante</i> .....	61
5.2 INQUADRAMENTO AMBIENTALE.....	63
5.2.1 <i>Aria</i> .....	63
5.2.2 <i>Acqua</i> .....	68
5.2.3 <i>Suolo e sottosuolo</i> .....	69
5.2.4 <i>Rumore e vibrazioni</i> .....	72
5.2.5 <i>Rifiuti</i> .....	73
5.2.6 <i>Siti archeologici</i> .....	73
5.2.7 <i>Classificazione sismica</i> .....	74
5.2.8 <i>Aree protette</i> .....	74
<b>6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA .....</b>	<b>75</b>
<b>7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC.....</b>	<b>76</b>
7.1 SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE .....	76



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

7.2	USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA.....	76
7.3	UTILIZZO DI MATERIE PRIME.....	78
7.4	ARIA.....	79
7.5	CICLO DI RAFFREDDAMENTO.....	81
7.6	ACQUA.....	85
7.7	RIFIUTI.....	86
7.8	RUMORE.....	87
7.9	SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	87
7.10	PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI.....	87
7.11	ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ.....	88
<b>8.</b>	<b>CONSIDERAZIONI FINALI.....</b>	<b>89</b>
<b>9.</b>	<b>PRESCRIZIONI.....</b>	<b>90</b>
9.1	CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	90
9.2	APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME.....	90
9.3	EMISSIONI IN ARIA.....	91
9.3.1	<i>Emissioni convogliate.....</i>	<i>91</i>
9.3.2	<i>Emissioni non convogliate.....</i>	<i>96</i>
9.4	EMISSIONI IN ACQUA.....	96
9.5	SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	96
9.6	EMISSIONI SONORE.....	97
9.7	RIFIUTI.....	99
9.8	MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA.....	101
9.9	MALFUNZIONAMENTI.....	101
9.10	EVENTI INCIDENTALI.....	101
9.11	DISMISSIONI E RIPRISTINO DEI LUOGHI.....	102
<b>10.</b>	<b>PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....</b>	<b>102</b>
<b>11.</b>	<b>DURATA RINNOVO E RIESAME.....</b>	<b>102</b>
<b>12.</b>	<b>PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....</b>	<b>103</b>
<b>13.</b>	<b>PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI.....</b>	<b>103</b>
<b>14.</b>	<b>SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI.....</b>	<b>104</b>
<b>15.</b>	<b>AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....</b>	<b>104</b>
<b>16.</b>	<b>OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO.....</b>	<b>104</b>



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione per le Valutazioni Ambientali.
<b>Ente di controllo</b>	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 Molise.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	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.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttorio nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
<b>Gestore</b>	La presente autorizzazione è rilasciata a Sorgenia Power SpA, indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	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
<b>Inquinamento</b>	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.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**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 per le Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://aia.minambiente.it>, 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.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **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 Istruttorio IPPC;
- viste le lettere del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00\_2009-0001710 del 5/08/2009 e prot. CIPPC-00\_2010-0000743 del 16/04/2010, che assegnano l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto Sorgenia Puglia S.p.A. – Centrale Termoelettrica di Modugno (BA) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Marco Antonio Di Giovanni – Referente GI
  - Giovanni Anselmo
  - Elena Tamburini;
- 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:
- Antonio Campana - Regione Molise
  - Carlo Lalli - Provincia di Campobasso
  - Giovanni Iannantuono - Comune Termoli;
- 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:
- Francesca Giarolli
  - Celine Ndong
  - Deanna De Taddeo.

#### **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";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- visto i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici e di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.125 del 31 maggio 2007
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione dellé 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;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".
- visto il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "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. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) <<1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.>>.

### **2.3 Atti ed attività istruttorie**

Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata del 12/02/2008, protocollo del Ministero dell'ambiente e della



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

- tutela del territorio e del mare prot. DSA-2008-0004009 del 14/02/2008, dalla società Sorgenia Power S.p.A. con sede legale in Contrada Rivolta del Re – 86039 Termoli (CB);
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. DVA-2010-0006876 del 11 marzo 2010 (prot. CIPPC-00\_2010-0000468 del 11/03/2010);
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite con prot. DVA-2010-0012735 del 18 maggio 2010 (prot. CIPPC-00\_2010-0001114 del 31/05/2010);
- esaminate le risposte ai chiarimenti richiesti durante la riunione tenutasi in data 08/09/2010, acquisite con prot. CIPPC-00\_2010-0001673 del 11/08/2010);
- esaminata la documentazione trasmessa dal Gestore con prot. TER/GEN/SG/2010/0035 del 21/09/2010 e acquisita al prot. CIPPC-00\_2010-0001850 del 22/09/2010;
- 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 50MW (LGN) – S.O. n. 51 alla G.U. del 03/03/2009 (Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008);
- 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
- esaminato il verbale della riunione del Gruppo Istruttore e del Gestore tenutasi in data 08/09/2010 (prot. CIPPC-00\_2010-0001778 e CIPPC-00\_2010-0001779 del 14/09/2010);



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- 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 26/01/2010 prot. CIPPC-00\_2010-0000147 del 12/02/2010;
  - la relazione istruttoria "rev. 2" del 14/10/2010 prot. CIPPC-00\_2010-0002045 del 14/10/2010;
  - il piano monitoraggio e controllo "rev. 2" del 20/01/2011 prot CIPPC-00\_2011-0000098 del 20/01/2011;
- esaminato il verbale della Conferenza di Servizi tenutasi in data 17/12/2010 U.prot DVA-2010-0030902 del 21/012/2010 e recepito con prot. CIPPC-00\_2010-0002611 del 30/12/2010;

**EMANA**

**il seguente PARERE**

**3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE**

<b>Denominazione Impianto</b>	SORGENIA POWER S.p.A. Centrale Termoelettrica di Termoli (CB).
<b>Sede legale</b>	Contrada Rivolta del Re - 86039 Termoli (CB).
<b>Sede operativa</b>	Contrada Rivolta del Re - 86039 Termoli (CB).
<b>Rappresentante Legale</b>	Alberto Bigi - Via Viviani 12, 20124 Milano.
<b>Tipo di impianto:</b>	Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 50 MW
<b>Codice e attività IPPC</b>	Codice IPPC 1.1 Codice NACE: 35.11 - Produzione di Energia Elettrica Codici NOSE-P: 101.04 - Combustione nelle turbine a gas
<b>Gestore</b>	Michele Caso - Contrada Rivolta del Re - 86039 Termoli (CB). Recapito telefonico 0875/723201 e-mail: michele.caso@sorgenia.it
<b>Referente IPPC</b>	Simone Gardinali - Via Viviani 12, 20124 Milano Tel. 02.67.194.533; e-mail: Simone.Gardinali@sorgenia.it
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	NO
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	Certificata ISO 14001 il 26/06/2008 (scadenza il 25/06/2011)



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Certificata EMAS il 20/10/2008  
(scadenza il 26/06/2011)

**Misure penali o amministrative  
riconducibili all'impianto o parte di esso,  
ivi compresi i procedimenti in corso alla  
data della presente domanda.**

Presente ricorso da parte di privato contro decreto di esproprio per attraversamento metanodotto. Il Gestore, con la documentazione integrativa del 11/05/2010, ha informato che è stato trovato un accordo tra il privato e Sorgenia Power S.p.A. per l'acquisizione della servitù. Al momento il ricorso non è stato ritirato.

## **4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE**

### **4.1 Generalità**

Con Decreto n.55/01/2002 rilasciato il 06/12/2002 dal Ministero delle Attività Produttive (oggi MSE) la Società Energia S.p.A. ha ottenuto l'Autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica in Comune di Termoli, anche per quanto concerne l'Autorizzazione Integrata Ambientale di cui alla direttiva 96/61/CE.

Originariamente, l'art.9, comma 1 del D.Lgs. n. 59/2005 prevedeva, per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MWt autorizzati ai sensi della L.55/2002, che il primo rinnovo dell'AIA intervenisse dopo sette anni dalla data di rilascio dell'autorizzazione stessa. Pertanto la scadenza dell'Autorizzazione era fissata al 06/12/2009.

In data 29/01/2008 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 24 il D.Lgs. 16/01/2008, n. 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 03/04/2006, n. 152, recante norme in materia ambientale", il quale ha modificato il su richiamato art.9, comma 1 del D.Lgs. n. 59/2005 prevedendo che "l'Autorità ambientale rinnova ogni 5 anni l'Autorizzazione Integrata Ambientale o l'autorizzazione avente valore di Autorizzazione Integrata Ambientale ... a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione".

Tale modifica normativa ha variato la suddetta scadenza dell'autorizzazione anticipandola al 06/12/2007.

Tenuto conto che il D.Lgs. n. 4/2008 è entrato in vigore il 13/02/2008, che la modifica legislativa sopra citata non prevede alcun regime transitorio, con nota del 14/02/2008 (prot. n. DSA-2008-0004009) la società ENERGIA Molise S.p.A si riservava di presentare la documentazione per la domanda di rinnovo entro il termine di sei mesi dalla data di entrata in vigore del D.Lgs. n. 4/2008, come previsto dal D.Lgs. n. 59/2005.

In data 22/08/2008 la società ENERGIA Molise (prot. n. DSA-2008-0023399 del 22/08/2008) ha trasmesso la documentazione integrativa di cui alla suddetta istanza del 14/02/2008.

In data 11/05/2010, con nota prot. n. POW/GEN/SG/2010/0018 (prot. n. DVA-2010 - 0012735 del 18/05/2010), il Gestore ha trasmesso le integrazioni richieste dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con nota prot. n. DVA-2010 - 0006876 del 11/03/2010.

#### **Attività 1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MWt**

- Data inizio attività: primo parallelo con la rete il 22/05/2006
- Messa in esercizio: 13/09/2006;



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

- Esercizio commerciale: 08/12/2006;
- Data di presunta cessazione: 2036 (Energia Molise come da Decreto di compatibilità ambientale Dec/VIA/7584 ha predisposto il piano di dismissione);
- Numero di addetti: 21 (al 31/12/2007);
- Prodotti: energia elettrica;
- Impianto a ciclo continuo;
- Capacità di produzione: 1344 MWt;
- Produzione effettiva:
  - nel 2007: 4.156.061 MWh
  - nel 2008: 4.364.875 MWh
  - nel 2009: 2.752.811 MWh
- Combustibili utilizzati: gas naturale (per i TG e caldaia ausiliaria) e gasolio (per l'alimentazione del gruppo elettrogeno e la motopompa antincendio);
- Tipo di domanda: Impianto esistente – Rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione.

L'impianto proposto consiste in una Centrale Termoelettrica a gas a Ciclo Combinato alimentato a gas naturale, della potenza di circa 760 MW elettrici, ottenuta con una configurazione di tipo 2+1, tramite l'abbinamento di due turbine a gas da ca. 250 MWe ciascuna, equipaggiate con bruciatori DLN 2.6 (Dry Low NOx, a bassa emissione di ossidi di azoto), sostituiti nei primi mesi del 2010, e di una turbina a vapore della potenza di ca. 260 MWe. Il minimo tecnico, dal 26 aprile 2010, è pari a 75 MW.

La capacità di produzione è pari 1344 MWt.

Il primo parallelo con la rete è stato effettuato il 22.05.2006;

La messa in esercizio il 13.09.2006;

L'entrata in esercizio commerciale il 08.12.2006.

Per l'impianto attuale il Gestore identifica le fasi rilevanti e le attività tecnicamente connesse di seguito elencate:

Per l'impianto attuale il Gestore identifica le fasi rilevanti e non rilevanti e le attività non connesse di seguito elencate:

**FASE RILEVANTI:**

- FASE A - Sistema Alimentazione Gas Naturale;
- FASE B - Ciclo A Gas (n. 2 turbine a gas naturale con bruciatori DLN, della potenza di ca. 250 MWe);
- FASE C - Recupero Termico (n. 2 caldaie a recupero per la produzione di vapore surriscaldato);
- FASE D - Ciclo a Vapore (n. 1 turbina a vapore a condensazione con potenza di ca. 260 MWe);
- FASE E - Scarico Fumi (n.2 camini di altezza h=55m);
- FASE F - Ciclo di Raffreddamento con Torri Evaporative;
- FASE G - Prelievo e accumulo acqua industriale;
- FASE H - Sistema di condizionamento delle acque per uso industriale;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- FASE I - n.1 Caldaia Ausiliaria per l'avviamento rapido dell'impianto;
- FASE L - Sistema di Trattamento delle Acque Reflue, così composto:
  - L1 – Sistema di raccolta acque meteoriche non contaminate;
  - L2 - Pretrattamento acque oleose e di prima pioggia;
  - L3 - Rete raccolta acque nere civili;
  - L4 – Sistema di pretrattamento acque reflue di processo;
  - L5 – Vasca di raccolta acque reflue.

Sono inoltre presenti n. 3 generatori elettrici raffreddati ad idrogeno con potenza di ca. 300 MVA.

**ATTIVITA' NON RILEVANTI:**

- M – SISTEMA DI MONITORAGGIO.

**ATTIVITA' NON CONNESSE:**

- AT1 – SISTEMA ANTINCENDIO;
- AT2 – AUSILIARI;
- AT3 - GESTIONE DEI RIFIUTI.

## **4.2 Impianti di combustione**

Le centrali termoelettriche a Ciclo Combinato sfruttano 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 combustibile (in questo caso 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 rendimento netto del ciclo basato sulla turbina a gas risulta nel caso in esame dell'ordine del 37%. Il Ciclo Rankine, basato sulla turbina a vapore, consente di utilizzare l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas (la temperatura di tali fumi è di circa 600°C) 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 ad alta 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 raffreddato e portato a condensazione per essere inviato di nuovo nel generatore di vapore.

Il sistema di condensazione del vapore è basato su un sistema di 12 moduli di **torri ad umido** con un consumo d'acqua pari a circa 170 l/s complessivi (evaporazione+drift+spurgo) che non interessa la falda locale in quanto i prelievi vengono effettuati dalla rete di acqua industriale derivata dall'invaso di Guardalfiera diga del Liscione.

Per contenere il consumo di acqua prelevata sono state installate le migliori torri evaporative presenti sul mercato al momento della costruzione, in grado di funzionare con acqua di circolazione



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

ad elevata salinità garantendo un risparmio idrico di oltre il 20% rispetto alle torri evaporative di tipo standard.

Nella stazione di riduzione del gas sono presenti 2 riscaldatori adibiti al riscaldamento del gas a monte della riduzione di pressione, della potenza nominale di 2.020 kW ciascuno. Tale riscaldamento è necessario al fine di evitare la condensazione ed il possibile congelamento dell'umidità contenuta nel gas.

Il **rendimento netto del ciclo combinato** proposto (rapporto tra energia elettrica prodotta e immessa in rete ed energia immessa nel sistema) **risulta dell'ordine del 55-56%**, misurato in condizioni standard.

Per l'avviamento dell'impianto viene utilizzata una caldaia ausiliaria, alimentata a gas naturale, della potenza termica di combustione pari a 11.500 kW.

La connessione alla rete di trasmissione nazionale elettrica è effettuata tramite un elettrodotto alla tensione di 380 kV, lungo circa 14,6 km per l'allacciamento alla Stazione elettrica Terna di Larino (CB).

L'alimentazione del gas naturale avviene tramite un gasdotto interrato (DN 400 mm) della lunghezza di circa 15 km per la connessione alla rete di distribuzione di gas naturale della SNAM.

**L'impianto è predisposto per la cessione di vapore a bassa pressione o calore a utenze industriali esterne esistenti.**

Sono previste le seguenti forme di cogenerazione di calore:

- cessione a Ditta Flexsys di vapore di processo (attivato 2008).

Di seguito si riportano i parametri medi del vapore ceduto riferiti ai mesi febbraio – giugno 2008:

- Produzione media mensile: 2668 t;
- Portata media oraria: 3,7 t/h;
- Potenza termica media: 2,96 MW.

Il Gestore, con le integrazioni di maggio 2010, dichiara che la centrale di Termoli dal 2008 cede calore al limitrofo stabilimento sottoforma di vapore a circa 0,9 MPa e 200°C prelevato dal generatore di vapore a recupero. La quantità di vapore ceduto nel 2008 e nel 2009 è stata pari rispettivamente a 20.582 e 12.555 t. Tali quantità non permettono di funzionare in assetto cogenerativo definito dalla delibera dell'AEEG 42/02. Ciò nonostante la fornitura di vapore allo stabilimento limitrofo ha permesso di ottimizzare i consumi di energia primaria utilizzata complessivamente dal Consorzio per lo sviluppo industriale della valle del Biferno in quanto ha permesso di non far più funzionare le caldaie di vecchia concezione ubicate presso lo stabilimento. In ogni caso, dal punto di vista tecnico, vi è la possibilità di collegare ulteriori utenze termiche tali da far funzionare la centrale in assetto cogenerativo.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

### ***4.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili***

Le materie prime e combustibili utilizzati in centrale sono di seguito descritti.

#### Metano consumato in centrale

Il gas naturale viene approvvigionato in centrale attraverso un metanodotto di circa 14 km di proprietà Energia Molise S.p.A.; la consegna di gas naturale è effettuata da SNAM RETE GAS nella stazione di consegna in località Ponte Fago, Larino (CB). Presso la stazione di consegna è eseguita una prima filtrazione e la misura quali-quantitativa del gas naturale consegnato.

A seguito della consegna, il gas è trasportato mediante un metanodotto di prima specie in centrale dove viene prima filtrato e poi misurato qualitativamente per mezzo di un gascromatografo standard.

Il gas così misurato passa nella stazione di riduzione dove da una pressione di circa 55 bar viene ridotto ad una pressione di 32,7 bar.

Dopo la riduzione una parte di gas viene inviata alle utenze minori (caldaie per il riscaldamento degli ambienti) mentre l'altra viene utilizzata da due riscaldatori che portano la temperatura del gas (prima di essere inviato alle due turbine a gas) a circa 185°C.

Una minima parte del gas viene utilizzata dalla caldaia ausiliaria per garantire le fasi di avviamento dell'impianto.

Il valore del metano consumato in centrale, come previsto dal comma 4 dell'art.274 del Dlgs 152/06, entro il 31 maggio di ogni anno viene comunicato dalla funzione Ambiente e Sicurezza di Sorigenia Spa, all'ISPRA, con le modalità previste dalla parte III dell'Allegato II alla parte quinta del Dlgs 152/06.

I consumi ausiliari sono costituiti dalle seguenti sostanze.

#### Gasolio

E' utilizzato per alimentare il gruppo elettrogeno e la motopompa antincendio. E' calcolato come prodotto tra le ore di funzionamento del motore e il consumo orario stimato in base alle caratteristiche dello stesso.

#### Acido solforico

Utilizzato nel circuito di raffreddamento principale (torri evaporative), il suo dosaggio serve per ridurre l'alcalinità dell'acqua di raffreddamento al fine di evitare la precipitazione di carbonati insolubili (incrostazioni).

Il dosaggio dell'acido solforico è controllato dal loop di regolazione che ha come variabile di processo il pH. La portata dell'acido solforico viene regolata attraverso la variazione automatica della corsa del pistone della pompa dosatrice.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Il valore viene calcolato come: acido solforico in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) più scorta iniziale presente nel serbatoio e sottraendo la scorta finale presente nel serbatoio.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Ipolclorito di sodio

Utilizzato nel circuito di raffreddamento principale (torri evaporative), il suo dosaggio serve per prevenire la proliferazione biologica nell'acqua di raffreddamento.

Solitamente vengono effettuati dosaggi discontinui con concentrazioni tali da non eccedere i limiti della normativa (Cl libero).

Il valore viene calcolato come: Ipoclorito in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) più scorta iniziale presente nel serbatoio e sottraendo la scorta finale presente nel serbatoio.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Inibitore di corrosione

Utilizzato nel circuito di raffreddamento principale (torri evaporative), il suo dosaggio serve per prevenire fenomeni corrosivi sulle parti in acciaio al carbonio dei circuiti di raffreddamento.

Il valore viene calcolato come: Inibitore di corrosione in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) + [(scorta iniziale presente nel serbatoio - scorta finale presente nel serbatoio) \* 1,24] dove 1,24 è un numero espresso in  $\text{kg/dm}^3$  e coincide con il peso specifico del prodotto.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Antiincrostante

Utilizzato nel circuito di raffreddamento principale (torri evaporative), il suo dosaggio serve per prevenire fenomeni incrostanti sulle tubazioni del circuito.

Il valore viene calcolato come: Antincrostante in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) + [(scorta iniziale presente nel serbatoio - scorta finale presente nel serbatoio) \* 1,24] dove 1,24 è un numero espresso in  $\text{kg/dm}^3$  e coincide con il peso specifico del prodotto.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Acido cloridrico

E' utilizzato nell'impianto di demineralizzazione dell'acqua, nella fase di rigenerazione delle resine cationiche e nella fase di neutralizzazione delle acque prodotte durante i lavaggi delle resine per portare il pH dell'acqua a valori adeguati per lo scarico.

Il valore viene calcolato come: Acido cloridrico in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) + scorta iniziale presente nel serbatoio - scorta finale presente nel serbatoio.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Soda caustica

E' utilizzata nell'impianto di demineralizzazione dell'acqua, nella fase di rigenerazione delle resine anioniche e nella fase di neutralizzazione delle acque prodotte durante i lavaggi delle resine per portare il pH dell'acqua a valori adeguati per lo scarico.

Il valore viene calcolato come: Soda caustica in ingresso nella centrale (da bolle di trasporto) + scorta iniziale presente nel serbatoio - scorta finale presente nel serbatoio.

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Ammoniaca

Viene utilizzata per i trattamenti chimici rivolti all'eliminazione dell'ossigeno e all'alcalinizzazione dell'acqua e del vapore circolante nel ciclo termico affinché non si creino nel generatore, nel ciclo di alimento o nel condensato problemi di corrosione e incrostazione.

Il progetto prevede l'uso di ammoniaca in soluzione al 19% in modeste quantità (max 1 mc).

La scorta iniziale e finale è calcolata come differenza tra i livelli di inizio e fine mese.

Deossigenante (Eliminox)

Viene utilizzato per i trattamenti chimici rivolti all'eliminazione dell'ossigeno dell'acqua e del vapore circolante nel ciclo termico affinché non si creino nel generatore, nel ciclo di alimento o nel condensato problemi di corrosione.

Il responsabile della raccolta del dato è l'assistente giornaliero chimico.

Fosfati

Vengono utilizzati per i trattamenti chimici rivolti all'eliminazione dell'ossigeno e all'alcalinizzazione dell'acqua e del vapore circolante nel ciclo termico affinché non si creino nel generatore, nel ciclo di alimento o nel condensato problemi di corrosione.

Idrogeno

Viene utilizzato come fluido di raffreddamento degli alternatori delle tre turbine.

Anidride carbonica

Viene utilizzata come fluido estinguente e per la bonifica dei circuiti di raffreddamento degli alternatori.

Esafluoruro di zolfo (SF6)

Il consumo di esafluoruro di zolfo (SF6) è correlabile a malfunzionamenti (perdite) delle apparecchiature che contengono il gas in pressione o ad eventuali attività di manutenzione straordinaria a tali apparecchiature. Il consumo di SF6, pertanto, non è correlato alle ore di funzionamento dell'impianto o a qualsiasi altro parametro legato alla produzione della centrale (capacità produttiva).



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Azoto

L'azoto potrebbe essere utilizzato, in caso di lunghe fermate della centrale (oltre 6 mesi), per proteggere le caldaie da reazioni chimiche. Dalla data di messa in esercizio della centrale non si sono mai verificati eventi che hanno comportato una fermata dell'impianto di quella portata. Pertanto il consumo per gli anni 2007, 2008 e 2009 risulta essere pari a zero.

Da un censimento degli impianti di condizionamento installati in Centrale, è emerso che alcune macchine contengono fluidi frigorigeni ad effetto serra, per un totale di circa 250 kg soggetti alle disposizioni previste dal Regolamento europeo 842/2006. Per questi macchinari, e comunque per tutti gli impianti di condizionamento installati in Centrale, vengono effettuate tutte le attività di manutenzione e controllo previste dalla normativa di cui sopra.

Le materie prime e le sostanze ausiliarie utilizzate negli anni 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva indicate dal Gestore, con indicazione delle fasi di pertinenza, sono riportate nella tabella seguente.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

*Tabella 1: Consumo di materie prime negli anni 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva.*

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Consumo annuo (2007)	Consumo annuo (2008)	Consumo annuo (2009)	Consumo alla capacità produttiva
					N° CAS	Denominazione	% in peso							
Gas naturale metano	Eni S.p.A. Divisione Gas & Power Scheda tecnica presente	Materia prima	Alimentaz. TG Fase A, B, I allegato A25	Gas	74-82-8	Metano	>80% Vol	R12	S (2), 9, 16, 33	F+ Estremamente infiammabile	763.985.000 Smc	809.418.000 Smc	529.400.000 Smc	1.120.000.000 Smc
					74-84-0	Etano	<0.2% Vol	R12	S (2), 9, 16, 33	F+ estremamente pericoloso				
					74-98-6	Propano	<0.2% Vol	R12	S (2), 9, 16	F+ estremamente pericoloso				
					106-97-8	Butano	<0.2% Vol	R12	S (2), 9, 16	F+ estremamente pericoloso				
					75-28-5	Isobutano	<0.2% Vol	R12	S (2), 9, 16	F+ estremamente pericoloso				
Acido solforico 98%	Carlo Erba Reagenti Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. acque torri Riferimento F allegato A25	Liquido	7664-93-9	Acido Solforico	98%	R35	S 26-30-45	C Corrosivo	610 t	664 t	517 t	893,5 t



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo (2007)	Consumo annuo (2008)	Consumo annuo (2009)	Consumo alla capacità produttiva
					N° CAS	Denominazione	% in peso							
Ipoclorito di sodio 18%	ROMANA CHIMICI S.p.A. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. acqua torri Riferimento F allegato A25	Liquido	7681-52-9	Sodio Ipoclorito	18%	R34, R31	S 28,1/2, 45, 50	C Corrosivo	173 t	148 t	129 t	253,4 t
Acido cloridrico 32%	ROMANA CHIMICI S.p.A. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Vasca di neutralizzaz e produzione acqua demineraliz Riferimento H, L5 allegato A25	Liquido	7647-01-0* *riferito al prodotto Anidro	Acido Cloridrico	32%	R34, R37	S 26, 45	C Corrosivo	113 t	100 t	94 t	165,5 t
Soda caustica 48/50%	ROMANA CHIMICI S.p.A. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Produzione acqua demineraliz Riferimento L5 allegato A25	Liquido	1310-73-3	Idrossido di sodio	50%	R35	S 1/2, 26,37/39, 45	C Corrosivo, N Pericoloso per l'ambiente	43,6 t	34,8 t	37,3 t	63,9 t
Ammoniaca 10%	ROMANA CHIMICI S.p.A. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. condensato Riferimento D allegato A25	Liquido	1336-21-6	Ammoniaca	10%	R34, R37	S26,45,36/37/39,61	C Corrosivo, N Pericoloso per l'ambiente	14,2 t	11,9 t	9,7 t	20,8 t



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo (2007)	Consumo annuo (2008)	Consumo annuo (2009)	Consumo alla capacità produttiva
					N° CAS	Denominazione	% in peso							
Inibitore di corrosione (3DT 184)	NALCO EUROPE B.V. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. acqua torri Riferimento F allegato A25	Liquido	7664-38-2	Acido Fosforico	30-60%	R34	S 24/25, 37/39	C Corrosivo	5,7 t	5,7 t	4,6 t	8,4 t
Antincrostante (3DT 191)	NALCO EUROPE B.V. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. acqua torri Riferimento F allegato A25	Liquido	67-56-1	Alcool Metilico Sodium Formaldehyde Bisulfite	0.1-1 % 1-10 %	R11,R23/24/ 25,R39/23/2 4/25 R 36/37/38	S 24/25, 37/39	T Tossico, F infiammabile Xi irritante	32 t	30 t	24 t	46,9 t
Deossigenante (Eliminox)	NALCO EUROPE B.V. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. condensato Riferimento D allegato A25	Liquido	497-18-7	Carboidrazide	5-10 %	R22, R38, R43	S 24/25, 26,28, 36/37/39	Xi irritante, Xn cancerogeno	0,5 t	0,3 t	0,2 t	0,73 t
Fosfati	NALCO EUROPE B.V. Scheda tecnica presente	Materia prima ausiliaria	Trattam. acque alimento caldaia Riferimento D allegato A25	Liquido	1310-73-2	Sodio Idrossido	1-5%	R35	S 1/2, 26,37/39, 45	C Corrosivo, N Pericoloso per l'ambiente	1 t	1,1 t	0,9 t	1,46 t
Gasolio	Api - Anonima petroli italiana S.p.A. Scheda	Materia prima ausiliaria	Pompa antincendio e gruppo elettrogeno Riferimento AT1	Liquido				R40,R51/53, R65	S 24, 36/37, 61, 62	Xn cancerogeno, N pericoloso per l'ambiente	0,441 t	0,455 t	0,455 t	0,6 t



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo (2007)	Consumo annuo (2008)	Consumo annuo (2009)	Consumo alla capacità produttiva
					N° CAS	Denominazione	% in peso							
	tecnica presente		allegato A25											
Idrogeno		Fluido di raffreddamento	Raffreddam generatori elettrici TG e TV	Gas						F+ estremamente infiammabile	39.056 Smc	30.664 mc	22.824 mc	57.205 Smc
Oli lubrificanti		Lubrificazione macchine vari	Macchinari vari							Non classificato	3,75 t	2,35 t	4 t	5,49 t
Anidride Carbonica		Gas inerte	Spiazzam. idrogeno	Gas						Non classificato	0,95 t	6.090 kg	1.430 kg	1,39 t
Esafluoruro di zolfo(SF6)		Gas								Non classificato	0 kg	30 kg	0 kg	n.d.
Azoto		Gas								Non classificato	0 kg	0 kg	0 kg	n.d.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

La capacità complessiva di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi, risulta così distribuita.

*Tabella 2: Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi.*



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

CARATTERISTICHE													
N° area	N° ID (t)	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Serbatoio vasca	Interrati SI/NO	Materiale Serbatoio / Vasca	Materiale Bacino	Tipologia Copertura	Tipologia Impermeabilizzazione	Capacità	Materiale stoccato	
A	12	Impianto condizionamento acqua terzi	74 m³	180 mq	N°4 SERBATOIO	NO	ASTM A 516 GR50 (quello dell'acido solforico) Verorena (gli altri)	Calcestruzzo	Tettoia	Resina antiacido	33 m³	Ipoclorito di sodio	
	11										28 m³	Acido Solfurico	
	15										3 m³	Inibitore di corrosione	
	16										10 m³	Antiriscaldante	
B	31	Deposito chimici - Condizionamento acque caldaie	1 m³	-	N°1 Serbatoio	NO	PVC					Ammoniaca (sol 19%)	
	32	Deposito chimici - Condizionamento terzi	1 m³	-	N°1 Serbatoio	NO	PVC					N-7105 FLUS	
	33	Deposito chimici - Condizionamento circuito chiuso	1 m³	-	N°1 Serbatoio	NO	PVC					N-TRAC 107 PLUS	
	34	Deposito chimici - Condizionamento circuito chiuso	1 m³	-	N°1 Serbatoio	NO	PVC	Calcestruzzo	Tettoia	Vernice epossidica	3.3		Biocida 8506
	35	Deposito chimici - Condizionamento terzi	1 m³	-	N°1 Serbatoio	NO	PVC						Biocida 7330
	36	Deposito chimici - Osmosi	0.3 m³	-	Taniche	NO	PVC						Disperdente Naico
	37	Deposito chimici - Osmosi	0.3 m³	-	Taniche	NO	PVC						Bisolfite di sodio (sol 30%)
	38	Deposito chimici - Osmosi	0.3 m³	-	Taniche	NO	PVC						Soda caustica (sol 30%)
9	Vasca di neutralizzazione	72.9	27	Vasca	SI	C.A. con rivestimento antiacido					72.9	Acque provenienti dall'impianto denti	
C	14	Impianto acqua	5.3 m³	88.5 mq	N°1 Serbatoio	NO	Polipropilene	Calcestruzzo	Tettoia	Resina	6.3 m³	Soda Caustica	



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

CARATTERISTICHE												
N° area	N° ID (1)	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Serbatoio vasca	Interrati S/NO	Materiale Serbatoio / Vasca	Materiale Bacino	Tipologia Copertura	Tipologia Impermeabilizzazione	Capacità	Materiale stoccato
D	13	Impianto acqua dani	16,7 m³	264 mq	N°1 Serbatoio	NO	Polipropilene	Calcestruzzo	interno edificio	Resina	16,7 m³	Acido Cloridrico
E	27	Serbatoio gasolio dani	1 m³	8 mq	N°1 Serbatoio	NO	Acciaio al carbonio ASTM	Calcestruzzo	Tettoia		1 m³	Gasolio
F1	20	Impianto condizionamento acque caldaia	1 m³	1 mq	N°1 Serbatoio	NO	ANSI	Calcestruzzo	Nessuna	Resina	1m³	Fosfati
F	19	Impianto condizionamento acque caldaia	4,5 m³	30 mq	n. 4 serbatoi	NO	ANSI	Calcestruzzo	Nessuna	Resina	1m³	Fosfati
	17										1m³	Ammoniaca
	18										1,5 m³	Deossigenante
G	-	Area deposito gas in bombole	2600 m³	45 mq	Bombole						1600 m³	Ibragorio
H	-	Magazzino officina	2,5 m³	450 mq	Fusti				Non necessario. I fusti sono in ambiente chiuso		2,5 m³	Olio lubrificante
I	-	Stazione elettrica blindata	560 m³	333 mq	Contenuto nelle apparecchiature elettriche						560 m³	SF6
L	1	Vasca raccolta Olio trasformatori	274,5 m³	96mq	Vasca		C.A.				274,5	Olioacqua
M	2	Vasca di diversificazione	61,4 m³	14,08 mq	Vasca		C.A.				61,4 m³	Acqua piovana potenzialmente contaminata
N	3	Vasca di desolazione	117,6 m³	27,3 mq	Vasca		C.A.				117,6 m³	Acqua potenzialmente contaminata con olio
O	4	Vasca scarichi...	13,7 m³	4,5 mq	Vasca		C.A.				13,7	Acqua sanitaria



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

CARATTERISTICHE												
N° area	N° ID (1)	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Serbatore vasca	Interrati S/NO	Materiale Serbatoio / Vasca	Materiale Bacino	Tipologia Copertura	Tipologia Impermeabilizzazione	Capacità	Materiale stoccato
		servizi										
P	5	Unità di trattamento biologico	n.d.	-	-		C.A. e ferro					Acqua sanitaria
Q	7	Vasca di neutralizzazione	1001,7 m³	189 mq	Vasca		C.A.				1001,7 m³	Acque reflue
S	5	Vasca di prima pioggia	826,4 m³	144 mq	Vasca		C.A.				826,4	Acqua piovana
		Clean rain water basin	47,5 m³	9 mq	Vasca							47,5
T	9	Vasca olio modulo accessori GT	42,5 m³	11,8 mq	Vasca		C.A.					Olio est emulsioni
U	21	Serbatoi olio TG1, TG2 e TV	67 m³		N°3 Serbatoi	NO	Calcestruzzo	Acciaio al carbonio ASTM	Non necessario. I serbatoi sono in ambiente chiuso		21	Olio TG1
	22											
	23											
V	24	Serbatoi acque lavaggio	36,5 m³	17 mq	N°1 Serbatoio	NO	Calcestruzzo	Acciaio al carbonio ASTM	Non necessario. I serbatoi sono in ambiente chiuso		35,5	Acqua e detersive
Z	25	Serbatoio impurità Gas	3	-	N°1 Serbatoio	SI	ASTM A 516 GR60	Contenuto in una vasca	Non pertinente		3	Impurità del gas naturale
Non appii cabil	26	Serbatoio impurità Gas Ponta fago	-	-	N°1 Serbatoio	no	ASTM A 516 GR60	Contenuto in una vasca	Nessuna		9,4	Impurità del gas naturale



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

N° area	N° ID (1)	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	CARATTERISTICHE							
					Serbatoio vasca	Inertrati S/NO	Materiale Serbatoio / Vasca	Materiale Bacino	Tipologia Copertura	Tipologia Impermeabilizzazione	Capacità	Materiale stoccato
K	28	Impianto condizionamento acqua circuito chiuso	0,2	-	N°1 Tanica	NO	Polietilene	Calcestruzzo	Teticoia	Resina antiacido	0,6	N - 71D5 PLUS
	29		0,2	-	N°1 Tanica	NO	Polietilene	Calcestruzzo	Teticoia	Resina antiacido	0,6	N - TRAC 107 PLUS
J	30	Impianto condizionamento impianto filtrazione acqua industriale	0,5	-	N°1 Serbatoio	NO	Polietilene	Polietilene	Teticoia		0,8	CAT FLOC

Il Gestore, relativamente alle procedure manutentive previste per la verifica periodica delle impermeabilizzazioni delle aree produttive e dei fondi dei serbatoi, alla metodologia di controllo che si prevede di adottare, alla frequenza e alle azioni manutentive conseguenti, riferisce che il personale operante sull'impianto effettua tre volte al giorno (ad ogni turno) il giro di ispezione su tutta l'area produttiva. In tali occasioni vengono effettuati controlli visivi sullo stato di conservazione dei serbatoi e dei relativi bacini di contenimento. Tali operazioni sono di facile conduzione in quanto i bacini di contenimento sono normalmente vuoti ed i serbatoi facilmente visibili. Con cadenza semestrale sono programmate ispezioni visive da parte dei tecnici di manutenzione alle vasche della centrale per verificare lo stato di conservazione delle stesse.

Eventuali anomalie che dovessero emergere dalle verifiche di cui sopra vengono gestite con priorità alta dal personale di manutenzione.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

#### 4.4 Consumi idrici

L'approvvigionamento di acqua industriale è garantito dal Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno grazie alla disponibilità idrica dell'adduttore industriale che utilizza le acque provenienti dall'invaso di "Ponte Liscione", nelle modalità riportate nella "Concessione per derivazione di acqua industriale – contratto di fornitura" stipulata il giorno 11 novembre 2003 tra Energia Molise ed il Consorzio.

Non sono previsti emungimenti dalla falda.

La quantità massima di acqua prelevabile a disposizione della Centrale è pari a 5.500.000 mc/a. La portata costante concessa nei prelievi è pari a 200 l/sec.

La Concessione ha una durata annuale con tacito rinnovo.

Le tabelle seguenti mostrano i consumi di acqua rispettivamente relativi all'anno 2009 e alla capacità produttiva.

Tabella 3: Consumi idrici relativi all'anno 2009.

n.	Approvvi.	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume tot. Annuo (m <sup>3</sup> )	Consumo giornaliero (m <sup>3</sup> )	Portata (m <sup>3</sup> /h)	Presenza contatori
I1	Acquedotto ad uso industriale	C,D,F,G,H,AT1	Industriale di processo	93.529	277	11,5 media	si
			Industriale di raffreddamento	2.630,897	7.792	320 media	si
I2	Acqua uso potabile		Igienico sanitario	1.194	3,5	0,5	

Tabella 4: Consumi idrici alla capacità produttiva.

n.	Approvvi.	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume tot. Annuo (m <sup>3</sup> )	Consumo giornaliero (m <sup>3</sup> )	Portata (m <sup>3</sup> /h)	Presenza contatori
I1	Acquedotto ad uso industriale	C,D,F,G,H,AT1	Industriale di processo	183.763	544	22,7 media	si
			Industriale di raffreddamento	5.169.072	15.310	638 media	si
I2	Acqua uso potabile		Igienico sanitario	1.200	4	0,5	

Relativamente alla prescrizione presente sia nel Decreto MAP n. 55/01/2002 del 6 dicembre 2002 che nel DEC/VIA/7584 del 3 settembre 2002 "al fine di ottimizzare l'uso delle risorse idriche nell'ambito del comprensorio, in base allo studio di fattibilità già in corso, il sistema di raffreddamento della centrale dovrà essere predisposto anche per l'eventuale uso dell'acqua di



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

scarico dal depuratore consortile”, il Gestore ha presentato la relazione conclusiva redatta dalla Commissione paritetica per lo studio di fattibilità per il riutilizzo dell’acqua di scarico dal depuratore consortile nel mese di febbraio 2007 nella quale, valutati i costi e benefici di diverse alternative di risparmio idrico, la Commissione ha individuato come scenario ottimale ai fini della riduzione dei consumi idrici quello relativo ad una serie di interventi per la riduzione delle perdite del sistema acquedottistico; il risparmio connesso è stato stimato dell’ordine di 1.200.000 m<sup>3</sup>/anno. Gli interventi previsti, a carico di Sorgenia sono già stati realizzati ed hanno comportato un costo di circa 350.000 euro.

L’acqua utilizzata nel circuito delle torri evaporative subisce i seguenti trattamenti:

- Trattamento di filtrazione attraverso filtro a cartuccia (capacità di filtrazione 500 micron);
- Trattamento di filtrazione mediante sistema di filtri a sabbia;
- Trattamento chimico per l’inibizione di fenomeni incrostanti e corrosivi e per l’ossidazione delle componenti biologiche presenti nell’acqua. I trattamenti vengono effettuati mediante acido solforico al 98%, ipoclorito di sodio al 14-15%, antincrostante ed inibitore di corrosione.

L’acqua utilizzata nei generatori di vapore subisce i seguenti trattamenti:

- Trattamento di filtrazione attraverso filtro a cartuccia (capacità di filtrazione 500 micron);
- Trattamento di filtrazione mediante sistema di filtri a sabbia;
- Trattamento di demineralizzazione (eliminazione degli ioni e dei sali disciolti nell’acqua, attraverso il passaggio in resine a scambio ionico).
- Trattamenti chimici e fisici rivolti all’eliminazione dell’ossigeno e trattamenti chimici atti a alcalinizzare sia la fase liquida che quella vapore circolante nel ciclo termico affinché non si creino nel generatore, nel ciclo di alimento o nella linea della condensa problemi di corrosione e incrostazione. I composti utilizzati per tali trattamenti sono: i composti a base di fosfati, la soluzione di ammoniacale al 19% e il deossigenante.

#### **4.5 Aspetti energetici**

Nella figure seguenti si riportano i dati relativi alle schede B.3.2 (produzione di energia), B.4.2 (consumo di energia) e B.5.2 (combustibile utilizzato).



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

*Figura 1: Consumo di energia nel 2007, 2008, 2009, capacità produttiva.*

FASE	Consumo di E <sub>termica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>elettrica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>termica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>elettrica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>termica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>elettrica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>termica</sub> (MWh)	Consumo di E <sub>elettrica</sub> (MWh)
	2007		2008		2009		Alla capacità produttiva	
Ciclo termico a gas (FASE B)	7.528.006	-	7.995.471	-	5.236.937	-	11.026.169	-
Caldaia ausiliaria (FASE I)	5	-	5	-	5	-	8	-
Ausiliari (AT2)	-	113.818	-	122.773	-	103.583	-	166.708
<b>TOTALE</b>	<b>7.528.011</b>	<b>113.818 (*)</b>	<b>7.995.476</b>	<b>122.773 (*)</b>	<b>5.236.942</b>	<b>103.583 (*)</b>	<b>11.026.177</b>	<b>166.708</b>



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Figura 2: Produzione di energia nel 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva.

Fase	App.	Comb. utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA			ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA			ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA					
			Anno 2007			Anno 2008			Anno 2009			Anno 2008			Anno 2009			Anno 2009					
			Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Ciclo termico a gas (FASE B)	TG	GN	7.528.006 (*)	2.672.620	-	7.995.471 (*)	2.806.072	-	5.236.937 (*)	1.736.492	-	11.026.169 (*)	3.914.551	-	11.026.169 (*)	3.914.551	-	11.026.169 (*)	3.914.551	-	11.026.169 (*)	3.914.551	-
Ciclo termico a vapore (FASE D)	TV	-	-	1.592.185	-	-	1.677.985	-	-	1.110.746	-	-	2.332.052	-	-	2.332.052	-	-	2.332.052	-	-	2.332.052	-
Caldaia ausiliaria (FASE I)	Caldaia Aux.	GN	5 (*)	-	-	5 (*)	-	-	5 (*)	-	-	5 (*)	-	-	7,66 (*)	-	-	7,66 (*)	-	-	7,66 (*)	-	-
<b>TOTALE</b>			7.528.011 (*)	4.264.805	4.156.061	7.995.476 (*)	4.484.057	4.364.875	5.236.942 (*)	2.847.238	10.027	2.847.238	2.752.811	22.847	11.026.177 (*)	6.246.603	6.087.327	11.026.177 (*)	6.246.603	6.087.327	11.026.177 (*)	6.246.603	6.087.327

(\*) energia combustibile in ingresso.

Il gestore fa notare che i dati alla capacità produttiva sono stati calcolati moltiplicando i dati 2007 per un coefficiente moltiplicativo di 1.464, uguale al rapporto tra la produzione elettrica lorda autorizzata di 6.246.603 MWh/anno (calcolata moltiplicando il coefficiente di utilizzazione 8.103 h/anno per la Potenza elettrica lorda di 770,9 MWe) e la produzione elettrica lorda effettiva del 2007 pari a 4.264.805 MWh dell'anno. Per la quota ceduta a terzi si è fatto riferimento ai dati dell'anno 2008 considerando un coefficiente moltiplicativo di 1.39 relativo al rapporto tra la produzione elettrica lorda autorizzata ed effettiva 2008.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Il Gestore riporta che **per l'anno 2007**:

- Rendimento Termodinamico netto medio 2007 = Energia Elettrica Ceduta a Terzi / Energia Termica Immessa (Calcolata sul PCI combustibile) =  $4.156.061 / 7.528.011 = 55,2\%$ ;
- Rendimento Lordo medio ciclo combinato 2007 = Energia Elettrica Prodotta / Energia Termica Prodotta =  $4.264.805 / 7.521.151 = 56,7\%$ .

Di seguito si riportano i consumi di combustibile relativi al 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva.

*Tabella 5 : Consumo di combustibile.*

Comb.	% S	PCI (kJ/kg)	Consumo 2007 (t)	Energia 2007 (MJ)	Consumo 2008 (t)	Energia 2008 (MJ)	Consumo 2009 (t)	Energia 2009 (MJ)	Consumo capacità produttiva (t)	Energia capacità produttiva (MJ)
Gas Naturale	< 0.002 (*)	47.424	571.461	27.100.839.905	605.445	28.783.713.498	395.991	18.852.992.800	837.011	39.694.236.834
Gasolio	0.2	42.697	0,441	18.829	0,445	19.000	0,45	19.213	0,646	27.579

**NOTE:**

(\*) Corrispondente a  $15 \text{ mg/Sm}^3$ : valore medio di progetto da specifiche tecniche SNAM (i valori attesi sono: normale  $0.1 \text{ mg/Nm}^3$ ; massimo ammissibile:  $150 \text{ mg/Nm}^3$ ).

#### **4.6 Scarichi idrici ed emissioni in acqua**

La Centrale di Termoli convoglia le acque reflue ai due seguenti punti di scarico:

SF1: rete fognaria del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno;

SF2: rete di raccolta delle acque bianche con recapito finale nel fiume Biferno tramite canale di bonifica n. 3 (corpo idrico superficiale artificiale).

Le coordinate dei due punti di scarico (coordinate UTM WGS84 – fuso 33) sono riportati nella tabella seguente.

*Tabella 6 : Coordinate punti di scarico*

Scarico	Est	Nord
SF1	499.919 km	4642.724 km
SF2	500.138 km	4642.659 km

Allo scarico SF1 sono convogliati:

- lo spurgo del circuito di raffreddamento;
- l'acqua proveniente dal Final Basin.

Lo spurgo del circuito di raffreddamento rappresenta la parte preponderante di tutti gli scarichi idrici di centrale (valore medio: circa  $80 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Lo scarico è di tipo continuo ma variabile in portata,



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

e dipende dal carico termico dell'impianto e dalle condizioni meteorologiche. La portata è influenzata anche dalle caratteristiche chimiche dell'acqua in ingresso. La composizione chimica dello spurgo è pressoché costante anche se dipendente dalla composizione chimica dell'acqua in ingresso, che determina il numero di cicli di concentrazione e il flusso di dosaggio dei condizionanti. La bassa variabilità, la caratteristica del ciclo che prevede pochi ingressi ben determinati, e l'elevato grado di ridondanza dei controlli, permette di definire il blow down come "frazione a composizione fissa" delle acque reflue. Anche se in maniera trascurabile, lo spurgo del circuito di raffreddamento contiene anche sostanze (essenzialmente ammoniaca e fosfati) provenienti dai blow down dei generatori di vapore a recupero che sono convogliati nel bacino di raccolta delle torri evaporative.

L'acqua proveniente dal Final Basin, identificabile come "frazione a composizione variabile" delle acque reflue, comprende:

- Le acque, opportunamente neutralizzate, prodotte durante i lavaggi e la rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione dell'acqua. Il ciclo di rigenerazione delle resine viene eseguito con soluzioni rigeneranti di idrossido di sodio NaOH per le resine anioniche e di acido cloridrico HCl per quelle cationiche. Il processo di neutralizzazione prevede l'utilizzo di acido cloridrico e idrossido di sodio per portare il pH dell'acqua a valori adeguati per lo scarico.
- Le acque non contaminate in uscita dall'impianto di disoleazione;
- Le acque sanitarie trattate in uscita dall'impianto di trattamento biologico;
- Le acque di prima pioggia provenienti dalla vasca di accumulo.

Allo scarico SF2 sono convogliate le acque piovane non contaminate provenienti esclusivamente dai piazzali e dai pluviali (quelle potenzialmente contaminate confluiscono direttamente nell'impianto di disoleazione dedicato). Al fine di garantire l'assenza di sostanze potenzialmente inquinate nelle acque convogliate al canale consortile, la Centrale è dotata di una vasca in grado di separare le acque di prima pioggia potenzialmente contaminate, convogliarle nell'impianto di disoleazione e infine far confluire quelle pulite di seconda pioggia direttamente al Canale consortile. Le acque di prima pioggia potenzialmente contaminate vengono convogliate nell'impianto di disoleazione attraverso un sistema di pompaggio dedicato. Le acque in uscita dal disoleatore confluiscono nel final basin, mentre i residui oleosi vengono gestiti come rifiuto.

Sia la vasca di prima pioggia sia il relativo sistema di svuotamento sono dimensionati secondo i criteri previsti dalla normativa vigente.

Relativamente alla possibilità di recuperare le acque meteoriche non contaminate, il Gestore dichiara che lo scarico di acque meteoriche risulta dell'ordine dei 10.000 m<sup>3</sup>/anno e rappresenta quindi lo 0,3 % circa dei consumi idrici annuali della centrale. Tale flusso è inoltre estremamente variabile in termini quantitativi e qualitativi. Il riutilizzo delle acque meteoriche non inquinate comporterebbe un beneficio irrisorio in termini quantitativi a fronte di una notevole complicazione impiantistica.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Il Gestore, nella riunione GI-Gestore tenutasi il giorno 8 settembre 2010, ha illustrato alcuni interventi realizzati o in fase di studio volti ad ottenere una riduzione dell'acqua prelevata dal consorzio industriale, dell'acqua scaricata al depuratore consortile (scarico SF1) e del consumo di alcuni prodotti chimici. In particolare tali interventi sono:

- 1) installazione filtri a sabbia su linea acqua prelevata dal consorzio industriale (realizzato a partire da gennaio 2008 volto ad ottenere l'aumento del numero di cicli di concentrazione delle torri evaporative (indicativamente da 6 a 8) grazie alla riduzione dei solidi sospesi nell'acqua di reintegro;
- 2) recupero dei drenaggi da flash tank prima mandati in torre o, in caso di malfunzionamento impianto, al depuratore consortile (realizzato a partire da ottobre 2009) volto ad ottenere il recupero dell'acqua demi;
- 3) recupero totale e integrato delle acque di scarico del ciclo termico relativamente al recupero dei blow - down attualmente mandati in torre e al recupero di parte del blow down caldaia di torre tramite impianto osmosi (in corso test per verifica fattibilità intervento definitivo);
- 4) recupero acqua piovana nel circuito di raffreddamento - attualmente l'acqua piovana viene scaricata al depuratore consortile, previo trattamento di disoleazione (in corso studio di fattibilità);
- 5) recupero acque controlavaggi filtri a sabbia, attualmente scaricate al depuratore consortile (in corso studio di fattibilità).

Le tabelle seguenti riportano le caratteristiche dei 2 punti di scarico (SF1 ed SF2) rispettivamente relative all'anno 2009 e alla capacità produttiva.

*Tabella 7 : Scarichi idrici relativi al 2009.*

n° scarico finale SF1	Recettore Rete fognaria del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno			Portata media annua 444.116 m <sup>3</sup> /anno (70.1 m <sup>3</sup> /h)_M		
	Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento
AR	Spurgo circuito di raffreddamento e caldaie	79,5	CONTINUO	----	----	T ambiente pH neutro
AI	Acque lavaggio sistema acqua demi	2,9	PERIODICO ca. bigiornaliera	----	Neutralizzazione	T ambiente pH neutro
MI	Acque meteoriche e di lavaggio da strade, piazzali, coperture	1,5 - 2	SALTUARIO	22.231	Disoleazione	T ambiente pH neutro
AD	Acque sanitarie in uscita dal trattamento biologico	non significativa	PERIODICO	----	Trattamento biologico	
AI	Dreni caldaie	15,6	CONTINUO	----	--	35 °C pH 8,5 (valore medio)



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

n° scarico finale SF2	Recettore Canale di Bonifica n°3 (corpo idrico superficiale artificiale)			Portata media annua 500 m <sup>3</sup> /anno S		
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH
MN	Acque meteoriche di seconda pioggia da aree non contaminate	100	SALTUARIO		-----	----

*Tabella 8 : Scarichi idrici alla capacità produttiva.*

n° scarico finale SF1	Recettore Rete fognaria del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno			Portata media annua 762.085 m <sup>3</sup> /anno (104,3 m <sup>3</sup> /h) M		
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH
AR	Spurgo circuito di raffreddamento e caldaie	79,5	CONTINUO	-----	-----	T ambiente pH neutro
AI	Acque lavaggio sistema acqua demi	2,9	PERIODICO ca. bigiornaliera	-----	Neutralizzazione	T ambiente pH neutro
MI	Acque meteoriche e di lavaggio da strade, piazzali, coperture	1,5 - 2	SALTUARIO	22.231	Disoleazione	T ambiente pH neutro
AD	Acque sanitarie in uscita dal trattamento biologico	non significativa	PERIODICO	-----	Trattamento biologico	
AI	Dreni caldaie	15,6	CONTINUO	-----	--	35 °C pH 8,5 (valore medio)

n° scarico finale SF2	Recettore Canale di Bonifica n°3 (corpo idrico superficiale artificiale)			Portata media annua 500 m <sup>3</sup> /anno S		
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH
MN	Acque meteoriche di seconda pioggia da aree non contaminate	100	SALTUARIO		-----	----

**NOTA:** I dati alla capacità produttiva sono stati calcolati moltiplicando i dati 2007 per un coefficiente moltiplicativo di 1.464, uguale al rapporto tra la produzione elettrica lorda autorizzata di 6.246.603 MWh/anno (calcolata moltiplicando il coefficiente di utilizzazione 8.103 h/anno per la Potenza elettrica lorda di 770,9 MWe) e la produzione elettrica lorda effettiva del 2007 pari a 4.264.805 MWh dell'anno.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Da tale tabella, si evince che la percentuale dell'acqua inviata allo scarico SF1 rapportata a quella prelevata, entrambe alla capacità produttiva, è pari al 13,9%.

Tabella 9 :Emissioni in acqua relativi al 2009.

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l *
SF1	Solidi sospesi	NO	911,3	13
	BOD5	NO	911,3	13
	COD	NO	2.313,3	33
	Solfati	NO	73.675,1	1.051
	Azoto totale	NO	210,3	3
	Fosforo totale	NO	0	0
	Cloruri	NO	0	0
AR (Spurgo circuito di Raffreddamento e caldaie)	Cloruri	NO	14.155	254
	Nitrati	NO	1.393	25
	Solfati	NO	79.300	1.405
	Fosfati totali	NO	223	4
AI (sistema acqua demin)	Solidi sospesi	NO	16,5	8,1
	COD	NO	128	63
	Solfati	NO	1.362	676
	Azoto ammoniacale	NO	2,2	1,1
	Fosforo totale	NO	2,6	1,3
	Cloruri	NO	4.411	2.170
AI (Dreni caldaie)	Fosfati	NO	21,9	2
	Ammoniacali	NO	21,9	2
	Ferro	NO	2.157	200

\* Valori tipici



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Tabella 10 :Emissioni in acqua alla capacità produttiva.

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
SF1	Solidi sospesi	NO	1.707	18,3
	BOD5	NO	2.327	22,7
	COD	NO	5.044	57,0
	Solfati	NO	172.489	1.654
	Azoto totale	NO	469	4,5
	Fosforo totale	NO	81	0,78
	Cloruri	NO	53.186	510
AR (Spurgo circuito di Raffreddamento e caldaie)	Cloruri	NO	21.058	264
	Nitrati	NO	2.073	25
	Solfati	NO	116.485	1.405
	Fosfati totali	NO	332	4
AI (sistema acqua demin)	Solidi sospesi	NO	24	8,1
	COD	NO	191	63
	Solfati	NO	2.026	670
	Azoto ammoniacale	NO	3	1,1
	Fosforo totale	NO	4	1,3
	Cloruri	NO	6.563	2.170
AI (Dreni caldaie)	Fosfati	NO	33	2
	Ammoniacale	NO	33	2
	Ferro	NO	3.254	260

Il contratto di utenza per la concessione per lo scarico delle acque reflue e meteoriche stipulato il giorno 11 novembre 2003 tra il Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno ed Energia Molise S.p.A., che ha una durata annuale con tacito rinnovo, fissa i seguenti limiti per l'immissione ed il trattamento delle acque meteoriche e reflue, nere e tecnologiche nelle reti e negli impianti di depurazione consortili:

- il quantitativo degli scarichi con i relativi tempi di rilascio non superi il valore di 3.200 mc/g con variazioni nella portata istantanea non superiori al 10% della portata giornaliera media;
- le caratteristiche qualitative degli scarichi, prima della confluenza nella fognatura consortile, rientrino nei valori limite della tabella "S" allegata al "Regolamento", di seguito riportata.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Tabella 11 : Tabella "S" – Inquinanti massimi accettabili nelle acque reflue affluite all'impianto di depurazione consortile.

		Maximum
Pressure	bar(s)	
Temperature	°C	40
Turbidity	FTU	
PH		5.5-9.5
Sedimentable solids	mg/l	5
Suspended solids	mg/l	400
BOD <sub>5</sub>	mg/l	500
COD	mg/l	1000
Total crystals*	mg/l	<5
Silver	mg/l	0.1
Arsenic	mg/l	1
Barium	mg/l	40
Boron	mg/l	4
Cadmium	mg/l	0.05
Chromium (III)	mg/l	4
Chromium (VI)	mg/l	0.2
Iron	mg/l	50
Manganese	mg/l	4
Mercury	mg/l	0.01
Nickel	mg/l	8
Lead	mg/l	0.5
Copper	mg/l	0.8
Selenium	mg/l	0.05
Tin	mg/l	2
Zinc	mg/l	2
Total cyanides CN	mg/l	1
Active chlorine Cl <sub>2</sub>	mg/l	0.5
Sulphide H <sub>2</sub> S	mg/l	2
Sulphite SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	mg/l	10
Sulphate SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	mg/l	2000
Chloride Cl	mg/l	2400
Fluoride	mg/l	12
Phosphate PO <sub>4</sub>	mg/l	20



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Total nitrogen	mg/l	60
Animal and vegetal fat	mg/l	80
Mineral oils	mg/l	30
Total phenols	mg/l	2
Aldehydes H-CHO	mg/l	2
Mercaptanes S	mg/l	0.1
Aromatic organic solvents	mg/l	0.6
Azotic organic solvents	mg/l	0.3
Chloride solvents	mg/l	2
Tensionatives	mg/l	10
Pesticidi clorurati	mg/l	0.1
Pesticidi fosforati	mg/l	0.2

Gli inquinanti pertinenti attesi dal Gestore relativamente allo scarico SF1 (vedi allegato 5 alla presentazione del Gestore effettuata in occasione della riunione del GI-Gestore del giorno 8 settembre 2010) sono: solfati, pH, cloruri, cloro, COD, fosforo totale, azoto ammoniacale, azoto nitrico, solidi sospesi e BOD<sub>5</sub>. Al riguardo il Gestore dichiara che l'azoto nitrico, i solidi sospesi e il BOD<sub>5</sub> sono attesi in quanto presenti nell'acqua in ingresso alla centrale, mentre gli altri inquinanti pertinenti sono correlati all'utilizzo di prodotti chimici nel processo produttivo.

Relativamente allo scarico SF2, il Gestore dichiara che non sono attesi inquinanti pertinenti.

Appena prima di essere inviata alla fogna consortile (scarico SF1), l'acqua transita in un misuratore di portata e in un campionatore automatico sigillato all'interno del quale vengono prelevati e conservati una serie di campioni rappresentativi sui quali il Consorzio industriale svolge ogni 4 giorni le analisi per il controllo qualità. E' prevista, dal Gestore, la misura in continuo della portata, del pH, della conducibilità e della temperatura. Inoltre, secondo quanto riportato nell'allegato E4, sono previsti controlli settimanali, mensili, semestrali e annuali degli altri parametri.

Relativamente alle acque meteoriche non contaminate inviate al canale di Bonifica n. 3 (scarico SF2), nel DEC/VIA/7584 è riportato quanto dichiarato dal Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno e cioè che:

- "le acque di scarico provenienti dalla centrale (...) sono quantitativamente e qualitativamente compatibili con il proprio impianto di trattamento di acque reflue (...);

- la rete dei canali del Consorzio può collettare le acque meteoriche.

Pertanto il consorzio dichiara di essere in grado di garantire ad Energia i servizi di raccolta e trattamento delle acque di scarico, nonché il collettamento delle acque meteoriche, nel rispetto delle autorizzazioni in capo al Consorzio ed alla normativa vigente."



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Secondo quanto riportato nell'allegato E3, i valori limite delle acque meteoriche inviate al canale consortile (scarico SF2) sono quelli della tabella 3 dell'allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006 (scarico in acque superficiali). Tale scarico viene campionato con cadenza almeno semestrale ed analizzati tutti i parametri presenti nella tabella 3 dell'allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006. In particolare, il campione viene prelevato direttamente allo scarico dell'acqua piovana, all'interno della vasca, quando il livello della stessa è prossimo al livello di tracimazione.

#### **4.7 Emissioni convogliate in aria**

Le emissioni in aria sono convogliate dai 9 camini riportati nella tabella seguente.

*Tabella 12 : Fonti di emissioni in atmosfera di tipo convogliato.*

Camino n.	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (m <sup>2</sup> )	Coord. UTM WGS84 km E	Coord. UTM WGS84 km N	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Comb.	Sistema di trattamento	Monitoraggio in continuo emissioni
F1	55	28,26	500.106	4642.795	Ciclo termico a gas Fase B Turbina a Gas n°1	Gas Naturale	Nessuno	SI
F2	55	28,26	500.082	4642.813	Ciclo termico a gas Fase B Turbina a Gas n°2	Gas Naturale	Nessuno	SI
F3	15	0,39	500.108	4642.748	Avviamento Fase I Generatore Ausiliario	Gas Naturale	Nessuno	NO
F4	6	0,16	500.092	4642.706	Riscaldatore stazione di riduzione gas n°1	Gas Naturale	Nessuno	NO
F5	6	0,16	500.087	4642.709	Riscaldatore stazione di riduzione gas n°2	Gas Naturale	Nessuno	NO
F6	14	0,05	500.124	4642.759	Caldiaia per la produzione di acqua calda per tutti i locali della centrale n°1	Gas Naturale	Nessuno	NO
F7	14	0,05	500.124	4642.759	Caldiaia per la produzione di acqua calda per tutti i locali della centrale n°2	Gas Naturale	Nessuno	NO



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

F8	-	-	499.977	4642.786	Gruppo elettrogeno di emergenza	Gasolio	Nessuno	NO
F9	-	-	500.160	4642.814	Motopompa diesel per sistema antincendio	Gasolio	Nessuno	NO

Come si evince dalla precedente tabella, per i soli camini F1 e F2 il Gestore ha previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni.

Il Gestore fa notare che le fonti di emissioni F4, F5, F6, F7, F8 e F9 sono da considerarsi poco significative in base al D.Lgs 152/06 art. 269 comma 14 punti c, i, e non necessitano di autorizzazione alle emissioni in atmosfera.

Nella tabella seguente sono riportati i valori medi normalizzati nell'anno delle principali emissioni in atmosfera dell'impianto. Per completezza d'informazione nell'allegato B26 della documentazione AIA il Gestore ha riportato i certificati analitici delle principali campagne di misura degli inquinanti emessi al camino TG1 e TG2, comprensivi dei dati relativi ai microinquinanti.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

*Tabella 13: Emissioni in atmosfera di tipo convogliato - anni 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva*

Camino	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Anno 2007			Anno 2008			Anno 2009			Capacità produttiva			%O <sub>2</sub>	
			Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Conc. mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Conc. mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Conc. mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Conc. mg/Nm <sup>3</sup>		
<b>F1 TGI</b>	1.571.542 M	NOx	40,3 M	292.599 M (4)	27 M	37,04 M	265.456 (4)	25,87 M	30,28 M	155.790 (4)	19,27 M	40,3 M	428.566 M (4)	27 M	15	
		CO	8,6 M	95.051 M (4)	5,5 M	4,23 M	30.300(4)	3,2 M	6,30 M	32413(4)	4 M	8,6 M	139.219 M (4)	5,5 M		
		SO <sub>2</sub>	0,8 S(1)	5.528 S(1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	5733 S(1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	0,1 S(1)	4116 (1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	6.367 S(1)		0,5 S(1)
		PM <sub>10</sub>	0,1 S(2)	553 S(2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	717 S(2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	0,1 S(2)	514 (2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	637 S(2)		0,05 S(2)
<b>F2 TG2</b>	1.612.005 M	NOx	44,69 M	302.470 M (4)	28 M	40,25 M	288.892 (4)	28,81 M	37,64 M	202051(4)	23,35 M	44,69 M	443.024 M (4)	28 M	15	
		CO	7,2 M	96.671 M (4)	4,5 M	3,72 M	26.673(4)	2,89 M	4,51 M	24210(4)	2,8 M	7,2 M	141.592 M (4)	4,5 M		
		SO <sub>2</sub>	0,8 S(1)	5.270 S(1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	5742 S(1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	0,1 S(1)	4294 (1)	0,5 S(1)	0,8 S(1)	6.531 S(1)		0,5 S(1)
		PM <sub>10</sub>	0,1 S(2)	527 S(2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	718 S(2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	0,1 S(2)	537 (2)	0,05 S(2)	0,1 S(2)	653 S(2)		0,05 S(2)
<b>F3 Caldaia Ausiliaria</b>	5700 S (3)	SOx	0,5 S(3)	286 S (3)	84 S(3)	0,5 S(3)	242 S(3)	84 S(3)	0,5 S(3)	734 S(3)	84 S(3)	0,5 S(3)	418 S (3)	84 S(3)	3	
		C.O.T.	0,4 S(3)	255 S (3)	75 S(3)	0,4 S(3)	194 S(3)	75 S(3)	0,4 S(3)	587 S(3)	75 S(3)	0,4 S(3)	373 S (3)	75 S(3)		



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

NOTE:

- (1) La stima delle emissioni di SO<sub>2</sub> è stata effettuata cautelativamente considerando un dato di emissione pari alla metà della soglia di rilevamento (1 mg/Nm<sup>3</sup>) delle campagne analitiche off-line, dato che tutte le campagne hanno evidenziato valori inferiori a tale soglia. Il valore di concentrazione stimato in conseguenza di tale assunzione corrisponde ad una concentrazione di S nel gas pari a ca. 7 mg/Sm<sup>3</sup>, valore che risulta circa la metà del valore di progetto suggerito da SNAM;
- (2) La stima è basata cautelativamente sui risultati delle campagne di misura del PM10 (presentate in allegato B26), svolte in collaborazione con ARPA. Il dato utilizzato è il valore massimo ottenuto nelle diverse rilevazioni ai due camini. Il dato è riferito alle polveri filtrabili. Si rileva che la concentrazione di polveri misurata è dello stesso ordine di quella rilevata in atmosfera;
- (3) La concentrazione di inquinanti emessi dalla Caldaia a gas ausiliaria è stimata sulla base di campagne di misura di breve durata;
- (4) Valore comprensivo della fase di avviamento .

I valori dei **flussi di massa alla capacità produttiva** sono stimati moltiplicando i dati 2007 per un coefficiente pari a:

- TG1 e TG2: il rapporto tra le ore di esercizio alla capacità produttiva (8103) e le ore di esercizio registrate nel 2007 (TG1 =7035; TG2=6539);
- CALDAIA ausiliaria: il rapporto tra Produzione elettrica 2007 e Produzione elettrica alla capacità produttiva.

Si vedano per i criteri di calcolo le note (1), (2), (3), (4) precedenti.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Nella seguente tabella è riportata l'analisi statistica delle emissioni orarie rilevate ai camini della centrale di Termoli per l'anno 2007.

L'analisi è riferita alle sole condizioni di esercizio normale, sopra il minimo tecnico, e quindi non comprende le fasi di avvio e di arresto dell'impianto.

Il contributo delle **fasi di transitorio di avviamento/arresto** è valutato in termini percentuali sull'emissione massica annuale.

*Tabella 14: Analisi statistica delle caratteristiche di emissione al camino dei due gruppi turbogas (2007).*

	NO <sub>x</sub>		CO	
	TG1	TG2	TG1	TG2
<b>N. ORE DI ESERCIZIO 2007</b> (al di sopra del minimo tecnico)	6.942	6.445	6.942	6.445
<b>CONCENTRAZIONE ALL'EMISSIONE</b> (al di sopra del minimo tecnico)	<b>mg/Nm<sup>3</sup> @ 15% O<sub>2</sub></b>			
<b>MEDIA ANNUALE</b>	26,9	28,9	5,6	4,6
<b>MAX</b>	40,0	44,0	23,6	20,2
<b>MIN</b>	17,0	14,4	1,3	0,4
<b>P95</b>	32,0	38,0	15,1	12,2
<b>P90</b>	31,0	36,0	12,9	10,3
<b>P85</b>	30,0	35,0	10,9	8,8
<b>P80</b>	29,0	34,0	9,0	7,3
<b>P75</b>	29,0	33,0	7,6	6,1
<b>EMISSIONE MASSICA ANNUALE</b>				
<b>SOPRA MINIMO TECNICO (t)</b>	283,8	292,2	57,6	45,6
<b>TOTALE INCLUSI AVVIAMENTI (t)</b>	292,6	302,5	95,0	96,7
<b>% EMESSI IN FASE DI AVVIAMENTO</b>	3%	3%	39%	53%

Si nota come la concentrazione oraria media di NO<sub>x</sub> all'emissione risulta inferiore a 30 mg/Nm<sup>3</sup>, ampiamente inferiore al valore autorizzato di 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

Il 95% delle emissioni orarie risulta inoltre inferiore a 40 mg/Nm<sup>3</sup> e l'85% inferiore a 35 mg/Nm<sup>3</sup>. La concentrazione oraria media di CO all'emissione risulta dell'ordine dei 5 mg/Nm<sup>3</sup>, di quasi un ordine di grandezza inferiore al limite autorizzato di 30 mg/Nm<sup>3</sup>. L'80% delle emissioni orarie risulta inferiore a 10 mg/Nm<sup>3</sup>.

Tali valori sono riferiti all'emissione in condizioni di esercizio al di sopra del minimo tecnico. Le emissioni in fase di avviamento costituiscono su base annuale una percentuale poco rilevante (3%) dell'emissione complessiva di NO<sub>x</sub>, mentre contribuiscono per circa la metà all'emissione complessiva di CO.

L'analisi grafica delle caratteristiche emissive dell'impianto, suddivisa per le due turbine, evidenzia complessivamente valori di emissione sempre largamente inferiori ai limiti autorizzati.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Nella seguente tabella sono riportate le medie orarie delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO, espresse in mg/Nm<sup>3</sup> e corrette al 15% di O<sub>2</sub> in uscita ai camini F1 e F2 relative al periodo gennaio-luglio 2010.

*Tabella 15: Medie orarie delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO in uscita ai camini F1 e F2 relative al periodo gennaio 2010-luglio 2010.*

Mese	Camino F1				Camino F2			
	NO <sub>x</sub>		CO		NO <sub>x</sub>		CO	
	max	min	max	min	max	min	max	min
gennaio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
febbraio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
marzo	24,0	20,0	1,2	14,0	24,0	20,0	20,5	0,8
aprile	23,0	19,0	1,3	6,1	26,0	18,0	7,5	0,9
maggio	22,0	16,6	1,2	13,8	26,0	17,0	17,0	0,8
giugno	25,0	16,0	1,7	24,5	25,0	14,0	25,7	0,8
luglio	22,0	13,0	1,7	8,8	27,0	15,0	12,4	0,9

Inoltre, il Gestore ha indagato (anno di rif. 2000) l'impatto sulla qualità dell'aria dovuto all'esercizio della Centrale simulando, con appositi modelli matematici, le condizioni di dispersione in atmosfera dei fumi emessi dai camini della centrale e stimando di conseguenza le concentrazioni addizionali di inquinanti al suolo; i valori ottenuti, mediati su diversi scenari temporali, sono stati successivamente confrontati con le concentrazioni di inquinanti di fondo risultanti dalle campagne di analisi effettuate sull'area; ciò ha consentito di valutare il contributo inquinante della Centrale e il potenziale rispetto degli Standard di qualità dell'aria (c.f.r. Allegato D6 della domanda di AIA).

Analisi della dispersione degli inquinanti con modello ISC3

E' stato realizzato uno studio delle ricadute di inquinanti impiegando il modello ISC3 (Industrial Source Complex, ver.3, US-EPA 1995).

Per ciascun ricettore posizionato sul territorio è stata effettuata la stima delle ricadute al suolo di inquinanti (NO<sub>x</sub>), determinando l'andamento ora per ora delle concentrazioni orarie al suolo sulla base dei dati meteorologici del 1998.

I valori più alti di concentrazione di NO<sub>x</sub> si sono ottenuti in corrispondenza di due ricettori situati a quote elevate, a distanza di circa un chilometro a SE e NE dell'impianto. E' il caso di sottolineare che le assunzioni del modello nel caso di simulazione al di sopra di terreni con quota superiore a quella del camino sono fortemente cautelative. I risultati sono mostrati nella tabella seguente, in cui è stato posto NO<sub>2</sub>=0,75\*NO<sub>x</sub>.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Tabella 16: Concentrazioni stimate nei punti di massima ricaduta al suolo degli NO<sub>x</sub> – NO<sub>2</sub> (Dati Meteo 1998).

	Punto con peggiore media giornaliera (383;-924;95)		Punto con peggiore media annuale (707;-707;105)	
	NO <sub>x</sub>	NO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	NO <sub>2</sub>
max media 24h	37.3	26.0	22.6	17.0
media annuale	2.1	1.6	2.9	2.2
98° percentile conc. orarie	38.7	29.0	38.8	29.1
95° percentile conc. orarie	14.4	10.8	23.6	17.7

Per quanto riguarda la concentrazione di NO<sub>2</sub>, si constata che il 98° percentile massimo stimato (29.1 µg/mc per il punto con peggiore media annuale), sommato a un valore di fondo di 20 µg/mc porta a una concentrazione largamente al di sotto sia del limite normativo di 200 µg/mc che del valore guida di qualità dell'aria di 135 µg/mc.

La media massima giornaliera stimata risulta di 28 µg/mc; anche questo valore, sommato al valore di fondo, si può ritenere trascurabile.

La stima delle ricadute al suolo degli altri inquinanti principali (CO e SO<sub>2</sub>) è stata effettuata sulla base dei risultati ottenuti dalla modellizzazione per NO<sub>x</sub>. I valori massimi stimati risultano decisamente inferiori ai rispettivi limiti di riferimento.

In particolare relativamente a SO<sub>2</sub> si ottengono valori massimi di 4 µg/mc e 3.8 µg/mc rispettivamente per quanto riguarda il 98° percentile delle concentrazioni orarie e la massima concentrazione giornaliera. Considerando un fondo di 10 µg/mc, si ottengono valori decisamente inferiori rispetto al più restrittivo limite di riferimento, relativo alla mediana delle concentrazioni medie di 24 ore rilevate nell'arco di un anno, di 80 µg/mc.

I valori massimi stimati per CO sono invece di 9.0 µg/mc e 8.6 µg/mc rispettivamente per il 98° percentile delle concentrazioni orarie e per la massima concentrazione giornaliera. Tali concentrazioni risultano di un ordine di grandezza inferiori ai limiti normativi (40 mg/mc per le concentrazioni medie orarie e di 10 mg/mc per le concentrazioni medie di 8 ore e medie di 24 ore rilevate in un mese)

Analisi della dispersione degli inquinanti con modello CALPUFF (2006)

Lo studio è finalizzato alla simulazione della dispersione in atmosfera degli ossidi di azoto e del monossido di carbonio emessi da due camini della Centrale elettrica di Termoli.

A tale scopo è stato utilizzato il modello meteorologico diagnostico CALMET, processore del modello di dispersione CALPUFF (Scire et al., 2000), indicato dalla US-EPA come modello preferito per il trasporto su lunghe distanze e suggerito anche per la simulazione del trasporto degli inquinanti su distanze relativamente brevi. Questo sistema modellistico è particolarmente adatto al dominio di studio data la conformazione complessa del territorio, caratterizzato dalla presenza di interfaccia terra mare e di notevoli variazioni orografiche.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

L'output del modello meteorologico diagnostico CALMET, relativo all'intero anno 2004, è stato successivamente utilizzato al fine di effettuare simulazioni di dispersione in differenti configurazioni di esercizio, mediante il modello CALPUFF.

I livelli attesi, in uscita dal modello, sono stati confrontati con i limiti di legge definiti dal Decreto 2 Aprile 2002, n. 60.

Sono stati presi in considerazione due condizioni di funzionamento della Centrale:

- La fase di esercizio a regime;
- La fase di avviamento

*Fase di esercizio a regime*

La fase di esercizio a regime prevede il funzionamento in continuo dei due camini ed il calcolo tiene conto dei parametri di emissione caratteristici dei camini stessi.

I risultati della simulazione nella fase di esercizio a regime sono riepilogati nella tabella seguente.

La concentrazione di NO<sub>2</sub> è stata cautelativamente calcolata considerando NO<sub>2</sub>=75% NO<sub>x</sub>.

Come si può notare i valori di concentrazione al suolo risultano abbondantemente inferiori ai rispettivi limiti normativi.

*Tabella 17: Valori ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dei parametri di interesse per lo scenario "fase di esercizio a regime".*

Inquinante	P99.8	Max_8h	Max 1h	MA
CO		39.9	106	
NO2	48.5			1.2

NOTA:

- P99.8 Percentile 99.8 delle medie orarie (Valore Limite per NO<sub>2</sub>: 200  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ );
- Max\_8h Concentrazione massima della media mobile di 8 ore (Valore Limite per CO: 10000  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )
- Max\_1h Concentrazione massima oraria
- MA Media annuale (Valore Limite per NO<sub>2</sub>: 200  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ).

La localizzazione territoriale del punto in cui è stato determinato il massimo valore del 99.8° percentile delle concentrazioni orarie di NO<sub>2</sub>, pari a 48,5  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  è situato nelle immediate adiacenze dell'impianto, a circa 350 m in direzione SE. I valori di ricaduta nel territorio circostante ed in prossimità delle aree abitate risultano largamente inferiori come evidenziato nelle tavole di isoconcentrazione di cui all'Allegato A della scheda D6. In particolare nei centri abitati più esposti, Portocannone e Campomarino, i valori di P99.8 NO<sub>2</sub> risultano dell'ordine di 20-23  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .

*Fase di avviamento*

La fase di avviamento consiste in un periodo di circa 2 ore nelle quali le turbine a gas vengono accese e portate gradualmente alle condizioni di regime dell'impianto. Durante tale fase, che può avere luogo in qualsiasi momento dell'anno, le concentrazioni di inquinanti all'emissione sono diversi rispetto alle normali condizioni di esercizio.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

A partire dall'analisi dei dati di emissione disponibili relativi all'avviamento dei due gruppi del 13 luglio 2006, è stato definito un modello schematico di emissione che approssima per eccesso il fenomeno reale illustrato nella figura seguente. Lo schema di simulazione adottato prevede:

- l'inizio del ciclo di avviamento, della durata di due ore, a partire dalle ore 5 della mattina, ora tipica di avviamento della tipologia di impianti in oggetto;
- una emissione media oraria per ciascuna ora di avviamento che approssima per eccesso la massima media mobile su 10 minuti dell'andamento dell'emissione nell'ora di riferimento;
- per le ore successive alla fase di avviamento, tra le 7 e le 24, valori di emissione pari ai valori autorizzati a regime;
- valori nulli di emissione nelle ore precedenti l'avviamento, tra le 0 e le 5.

Poiché il posizionamento nell'anno dei fenomeni di emissione non è noto a priori, il ciclo di emissione sopra descritto è stato ripetuto per tutti i 365 giorni dell'anno.

Complessivamente la simulazione è fortemente cautelativa sia nella scelta dei valori di emissione sia nel numero di avviamenti, largamente superiore a quelli realisticamente possibili.

I risultati del fenomeno emissivo simulato sono stati analizzati con riferimento ai parametri di legge.

I risultati vanno dunque intesi come valori teorici nel caso di cicli di avviamento continuativi.

Nella simulazione relativa all'avviamento è stato adottato un coefficiente di conversione da NO<sub>x</sub> a NO<sub>2</sub> del 50%, inferiore al valore cautelativo del 75% utilizzato nelle simulazioni a regime, per tenere conto della breve durata degli episodi e dell'effetto fotochimico limitato durante le prime ore del mattino.

Per quanto riguarda il **parametro CO** il massimo valore orario annuale di concentrazione al suolo è risultato di 1.292 µg/m<sup>3</sup> (che confrontandosi con un valore limite relativo alla media mobile di 8 ore di 10.000 µg/m<sup>3</sup> evidenzia una situazione del tutto priva di significatività).

Per quanto **riguarda NO<sub>2</sub>** i risultati delle simulazioni effettuate sono riportati nella tabella seguente.

*Tabella 18: Sintesi dei risultati relativi alla concentrazione al suolo di NO<sub>2</sub> nell'ipotesi di cicli di avviamento continuati.*

Riferimento geografico	X (est)	Y (nord)	NO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> )	
			max 1h	p99.8 1h
Punto di massimo p99.8	166	-322	110	36
Portocannone	500	-2500	34	14
Campomarino	2750	2250	31	15
Campomarino Lido	4250	2500	105	13

I risultati evidenziano valori non trascurabili seppure lontani dai rispettivi valori limite di riferimento. Tali risultati vanno inoltre rapportati alle condizioni molto cautelative della simulazione.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

In allegato B della scheda D.6 sono riportati, per il parametro NO<sub>2</sub>, le mappe di isoconcentrazione al suolo nell'ipotesi di avviamenti continuati, e per i punti territoriali di seguito elencati, gli andamenti orari delle concentrazioni al suolo. Si evidenzia che il punto di massimo P 99.8 risulta nelle immediate vicinanze della centrale.

In corrispondenza dei centri abitati più esposti (Portocannone, Campomarino e Campomarino Lido) i grafici degli andamenti orari evidenziano come le situazioni di picco risultano del tutto occasionali, come peraltro testimoniato dal valore assunto dal parametro statistico di riferimento P 99.8, di oltre un ordine di grandezza inferiore rispetto al limite normativo di 200 µg/m<sup>3</sup>, e quindi privo di qualsiasi rilevanza sanitaria.

In conclusione:

L'analisi delle condizioni meteorologiche che influenzano le maggiori ricadute al suolo ha evidenziato comportamenti estremamente variabili per i diversi ricettori significativi. Tale comportamento è da mettere in relazione in primo luogo con la posizione dei ricettori rispetto alla centrale: i ricettori situati in prossimità della costa sono caratterizzati da un comportamento associato ai fenomeni di brezza mare terra che si verificano nelle prime ore del giorno e della sera; i ricettori situati a SE della centrale sono esposti ai venti prevalenti nell'area, che assumono mediamente intensità maggiori rispetto alle brezze terra-mare; questi ultimi ricettori sono inoltre situati a quote più elevate e risentono pertanto dell'influenza dell'orografia.

L'analisi dei principali picchi di ricaduta non ha evidenziato fenomeni di persistenza. I maggiori valori di ricaduta al suolo riscontrati si verificano in condizioni meteorologiche variabili: non sono state evidenziate circoscritte condizioni meteo che comportino condizioni di ricaduta al suolo degli inquinanti particolarmente critiche.

Le concentrazioni rilevate non risultano in generale critiche e risultano sempre abbondantemente inferiori ai valori di attenzione per le concentrazioni di breve durata nonché ampiamente compatibili con gli standard di qualità dell'aria relativi alla media annuale e al 99.8° percentile delle concentrazioni orarie nell'anno. La valutazione effettuata è cautelativa in quanto ipotizza cicli giornalieri di avviamento ripetuti ogni giorno dell'anno.

#### **4.8 Emissioni non convogliate in aria**

Il Gestore riporta le emissioni di tipo non convogliato in riferimento agli anni 2007-2009 ed alla capacità produttiva nella tabella di seguito rappresentata.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Tabella 19: Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (anni 2007, 2008, 2009 ed alla capacità produttiva)

Fase	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti Anno 2007		Inquinanti presenti Anno 2008		Inquinanti presenti Anno 2009		Inquinanti presenti Capacità Produttiva	
			Tipologia	Quantità	Tipologia	Quantità	Tipologia	Quantità	Tipologia	Quantità
A	x FUG	Emissione fuggitive di gas naturale	GAS NATURALE	9,2 t/a M	GAS NATURALE	11,15 t/a M	GAS NATURALE	30,76 t/a M	GAS NATURALE	13,5 t/a S
B-D	x FUG	Idrogeno da sistema di raffreddamento turbine	-	39.056 Smc M	-	30.664 Smc M	-	22.824 Smc M	-	57.205 Smc M

#### 4.9 Rifiuti

La maggior parte dei rifiuti prodotti è legata agli interventi di pulizia e manutenzione. All'interno della centrale è presente una piazzola dedicata al deposito temporaneo dei rifiuti identificata con codice CER. La raccolta, il trasporto e lo smaltimento di tutti i rifiuti prodotti dalla centrale è effettuato da Società autorizzate.

Ogni rifiuto è identificato mediante un codice che fa parte di un elenco più comunemente noto come Catalogo Europeo dei Rifiuti (CER). In base alla normativa vigente, i rifiuti sono classificati, secondo l'origine, in: rifiuti urbani e rifiuti speciali e, secondo le caratteristiche di pericolosità indicate nell'allegato D del D. Lgs. n.152/06, in pericolosi e non pericolosi.

I rifiuti prodotti dallo stabilimento possono anche essere classificati secondo che la loro origine sia sistematica cioè derivante dai processi produttivi dell'energia elettrica; oppure occasionale cioè derivante dalle attività di manutenzione.

Nella configurazione impiantistica attuale i rifiuti non pericolosi, prodotti in misura maggiore, risultano essere le soluzioni acquose di scarto (trattamento delle acque reflue industriali, strettamente connesse alla produzione di energia elettrica); gli altri rifiuti sono connessi alle attività di pulizia e manutenzione.

La raccolta, il trasporto e lo smaltimento di tutti i rifiuti prodotti dalla centrale è effettuato da Società autorizzate.

Le acque reflue prodotte dall'impianto, ad eccezione delle acque meteoriche non contaminate, sono convogliate al depuratore consortile tramite la rete fognaria esistente, previo trattamento di neutralizzazione e separazione olio-acqua ove necessario. Sono pertanto avviati in fognatura i seguenti flussi:

- spurghi di caldaia e del circuito di raffreddamento
- reflui civili
- acque di lavaggio e meteoriche potenzialmente contaminate

La tabella che segue evidenzia le tipologie e l'andamento negli ultimi anni delle quantità di rifiuti, rispettivamente non pericolosi e pericolosi, prodotte dall'impianto.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Tabella 20: Tipologie di rifiuti non pericolosi e pericolosi prodotti e relativo conferimento.

<b>RIFIUTI NON PERICOLOSI</b> Area RNP Superficie = 178 mq		<b>Codice CER</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Capacità produttiva</b>
	<b>Destinazione</b>		<b>Quantità annua prodotta (t)</b>			
Imballaggi in plastica	Smaltimento/ Recupero	150102		0,49	4,86	10,64
Imballaggi in materiali misti	Smaltimento/ Recupero	150106	4,36	4,12		
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Smaltimento	150203		0,55	0,42	0,76
Soluzioni acquose di scarto (RNP2 e RNP3)	Smaltimento	161002	123,1	108,3	76	180,33
Imballaggi in legno	Recupero	150103	7,78			11,4
Ferro e acciaio	Recupero	170405	3,11	0,28	1,42	4,56
Imballaggi in carta e cartone	Recupero	150101	0,42	0,94	7,5	0,62
Toner per stampanti	Recupero	080318	0,01	0,02		0,01
Rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione	Recupero	170904		92,02		127,9
Plastica	Smaltimento	170203	0,96	0,15	2,3	1,41
Carbone attivo esaurito	Smaltimento	190904		2,49	0,44	3,46
Terre e rocce	Smaltimento	170504		22,68	56,7	124,2
Fanghi delle fosse settiche	Smaltimento	200304		6,13		8,59
Resine a scambio ionico	Smaltimento	190905		0,15	0,74	1,62
Cemento e materiale da demolizione di parti in cemento armato	Smaltimento	170101			1,58	3,46
<b>Totale</b>			<b>139,74</b>	<b>238,32</b>	<b>151,96</b>	<b>241,92</b>
<b>RIFIUTI PERICOLOSI</b> Area RP - Superficie=12mq						
Emulsioni non clorate	Recupero	130105	1	1,25		1,46
Scarti olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorate	Recupero	130205	3,75	2,35	4	5,49
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Smaltimento	150110	0,56	0,15	0,7	0,82
Assorbenti, materiali filtranti stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Smaltimento	150202	0,94	0,87	0,69	1,38
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Smaltimento	170603	2,37	0,1	4,2	3,47
Batterie e accumulatori	Recupero	160601			0,25	0,55
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Smaltimento	200121		0,1	0,98	2,15
<b>Totale</b>			<b>8,62</b>	<b>4,82</b>	<b>10,82</b>	<b>15,32</b>

**Depositi temporanei e preliminari**



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

All'interno della centrale è presente una piazzola dedicata al **deposito temporaneo** dei rifiuti, identificata con codice CER e le cui capacità di stoccaggio sono:

- 6 m<sup>3</sup> per l'area RP;
- 83 m<sup>3</sup> per le aree RNP1-RNP2-RNP3.

**B.12 Aree di stoccaggio di rifiuti**

Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dall'art. 6 del D.Lgs. 22/97?  no  si

Indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m<sup>3</sup>):

- rifiuti pericolosi: 6
- rifiuti non pericolosi: 83

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
RP	Stoccaggio rifiuti pericolosi	6 mc	12 mq	In cassoni impermeabili dedicati alle diverse tipologie di rifiuto su area pavimentata, e provvista di tettoia contro gli agenti atmosferici	13 01 05
					13 02 05
					15 01 10
					15 02 02
					16 05 01
					17 05 03
					20 01 21
					08 03 18
					15 01 01
					15 01 02
RNP1	Stoccaggio rifiuti non pericolosi	9 mc	134 mq	In cassoni impermeabili dedicati alle diverse tipologie di rifiuto su area pavimentata, e provvista di tettoia contro gli agenti atmosferici.	15 01 03
					15 01 05
					15 02 03
					17 01 01
					17 02 03
					17 04 05
					17 05 04
					17 09 04
					19 09 04
					19 09 05
20 03 04					
RNP2	Stoccaggio rifiuti non pericolosi	37 mc	17 mq	Vasca in cemento armato chiusa e impermeabilizzata all'interno dell'edificio sala macchine.	16 10 02
RNP3	Stoccaggio rifiuti non pericolosi	37 mc	17 mq	Vasca in cemento armato chiusa e impermeabilizzata all'interno dell'edificio sala macchine.	16 10 02

NB. Vengono elencati tutti i codici CER dei rifiuti stoccati dal 2007 al 2009



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**4.10 Rumore e vibrazioni**

Le sorgenti principali di rumore installate all'interno della centrale sono:

- n.2 turbogas
- n.1 turbina a vapore
- n.2 caldaie a recupero
- n.3 trasformatori elevatori
- n.1 stazione di pressione del gas
- n.1 torre evaporativa

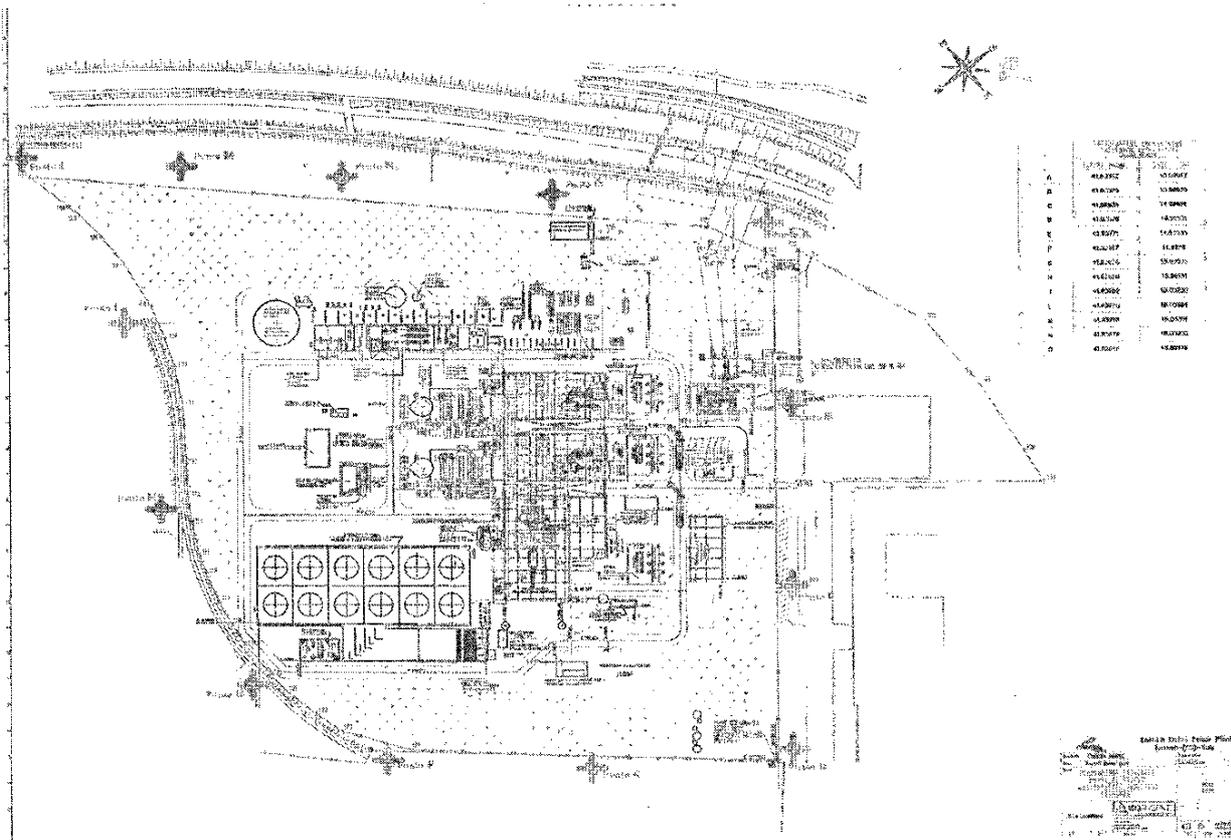
L'indagine fonometrica nell'estate del 2007 ha interessato n.22 punti suddivisi in: 13 punti (lettere da A a O) lungo il confine dell'area e 9 punti (da R1 a R9) in prossimità di ricettori sensibili. Viene specificato che solamente quelli indicati con le lettere R1, R2 e R6 possono essere assimilabili a recettori abitativi come indicato dalla normativa. Le tre postazioni sono in prossimità a quelle denominate con le lettere A, B e I.

Le seguenti planimetrie indicano i punti di indagine.





# Parere Istruttorio Conclusivo Centrale Termoelettrica SORGENIA POWER S.P.A. di TERMOLI (CB)



La sottostante tabella riporta una sintesi dei livelli sonori misurati in tutti i punti individuati con la centrale in funzione e posti a confronto con un'ipotesi di zonizzazione acustica. Si rimanda all'All.B24 per una più puntuale analisi di tutti i rilievi effettuati anche a impianto fermo.

Punti lungo il confine	Leq. dBA Sorgente attiva		Punti in prossimità dei Ricettori	Classe proposta	Leq. dBA Sorgente attiva			
	TR-N	TR-D			TR-N	TR-D	TR-N	TR-D
A	52	55	R1	III	50	60	48	45,5
B	53,5	56	R2	V	60	70	50	52
C	54,5	57,5	R3				47	48
D	58,5	61	R4	V	60	70	47	46,5
E	63,5	65	R5	V	60	70	48	50,5
F	67	67	R6	V	60	70	46,5	49,5
G	69,5	68	R7				46,5	Vento>5m/sec
H	61	62	R8	III	50	60	35,5	Vento>5m/sec
I	55	54	R9	III	50	60	33,5	Vento>5m/sec
L	56	55,5						
M	44,2	46	R2	V	60	70		50,5
N	42,5	44	R3					49
O	54,5	53,5	R4					45,5
			R5					51,5
			R6					47,5



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Dalle verifiche strumentali effettuate nel periodo maggio-giugno 2007 con la centrale a pieno carico il livello di immissione sonora in prossimità dei ricettori non ha superato i 52 dBA di giorno e i 50 dBA durante il periodo notturno.

I livelli differenziali misurati si sono mantenuti inferiori a 2.8 dBA nel periodo notturno e ai 3.1 dBA nel periodo diurno. La non conformità in R7 viene ritenuta trascurabile non essendo, in quell'area, presente alcuna abitazione.

#### ***4.11 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee***

Il terreno sul quale è stata costruita la Centrale di Termoli era destinato ad uso agricolo ed ha un'estensione di circa 65.000 m<sup>2</sup>.

Le indagini di caratterizzazione del terreno e della falda effettuate in occasione dello studio d'impatto ambientale, hanno escluso qualsiasi forma di contaminazione del suolo e della falda.

Il Gestore dichiara che dalla data di inizio cantiere al 26 giugno 2008 non si sono verificati fenomeni di contaminazione del terreno e della falda.

Attualmente, il rischio di contaminazione del terreno e della falda è associato alla presenza all'interno dell'area di Centrale di olio minerale dielettrico, olio di lubrificazione e di prodotti chimici utilizzati per trattare le acque in ingresso. Tuttavia l'analisi delle situazioni che potrebbero determinare una contaminazione del sottosuolo ha dato esito del tutto rassicurante.

Infatti, fatta eccezione per le zone a verde, poste a ragguardevole distanza dalle fonti di pericolo, le aree scoperte sono integralmente asfaltate e dunque non permeabili da liquidi accidentalmente sversati durante la loro movimentazione.

Tutti i serbatoi installati nella Centrale sono dotati di bacini di contenimento.

Le linee di distribuzione dei prodotti chimici sono per la maggior parte aeree, periodicamente controllate e mantenute.

I dispositivi di controllo ed allarme installati a bordo macchina ed i sistemi di contenimento appositamente costruiti al di sotto delle casse olio garantiscono, in occasione di eventuali trafile, tempestivi tempi di intervento escludendo la possibilità che l'olio possa andare a diretto contatto con il terreno.

#### ***4.12 Odori***

Il Gestore asserisce che non ci sono sorgenti note di odori e che non si sono avute segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto.

#### ***4.13 Radiazioni non ionizzanti***

Le emissioni di radiazioni non ionizzanti correlabili con l'esercizio della Centrale sono soltanto quelle derivanti dai campi elettromagnetici a frequenza di rete (50 Hz) connessi con l'elettrodotto a 380 kV, della lunghezza di 14,6 km circa, di collegamento tra la Centrale e la linea esistente, presso la sottostazione Terna di Larino.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Come dimostrato anche dalle campagne di monitoraggio effettuate da una società esterna nel corso del mese di marzo 2007, anche nelle condizioni più sfavorevoli (Centrale a pieno carico), il limite di qualità è raggiunto già ad una distanza di 30 m dall'elettrodotto. Dal momento che dal rilievo del tracciato dell'elettrodotto non risulta la presenza di ricettori sensibili all'interno di una fascia di rispetto di 150 m, si evince come l'elettrodotto sia ampiamente conforme ai limiti stabiliti dalla normativa vigente.

#### **4.14 Gestione delle emergenze**

La Centrale non detiene sostanze pericolose in quantità superiore a quelle previste dalla normativa relativa ai rischi di incidente rilevante D.Lgs. 334/99 e s.m.i..

Per quanto riguarda invece la normativa antincendio, la Centrale è soggetta a certificato di prevenzione incendi (C.P.I.), per le attività di "Centrale Termoelettrica" e per le attività secondarie, riportate nel D.M. 16 febbraio 1982. La Centrale è in possesso del C.P.I., rilasciato in data 31 agosto 2009 avente validità triennale.

Per indagare gli scenari incidentali più gravosi e valutare così potenziali effetti all'esterno della Centrale termoelettrica è stata realizzata un'accurata "Analisi di Sicurezza – Prima ediz. Maggio 2006". Le possibili situazioni di emergenza che si possono originare all'interno della Centrale sono riportate nel Piano di Emergenza all'interno del quale vengono prese in considerazione anche le emergenze indotte dai siti limitrofi alla Centrale e sono:

Infortunio e Soccorso;

- Incendio/esplosione (presso la Centrale);
- Incendio/esplosione (presso le stazioni o il percorso del metanodotto);
- Fughe di gas;
- Fuoriuscita di prodotti/sostanze chimiche pericolosi (oli, prodotti chimici);
- Incidenti chimici esterni di rilievo;
- Emergenze ambientali:
  - Superamento dei limiti di emissioni in atmosfera;
  - Fughe di gas (in Centrale o lungo il metanodotto);
  - Fuoriuscita di prodotti/sostanze chimiche pericolosi;
- Calamità naturali (terremoto, inondazioni);
- Atti vandalici/attentati;
- Tutti gli altri scenari non riportati sopra originati da eventi accidentali non previsti a priori.

Dalla messa in esercizio della Centrale non si sono verificate situazioni di emergenza (informazione tratta dalla Sintesi non tecnica del 26 giugno 2008).

In caso di incidente ambientale, il Gestore comunicherà al Comitato – sezione Emas, all'ISPRA e al verificatore ambientale accreditato la descrizione dell'evento incidentale occorso e la dichiarazione contenente le modalità, i tempi di risoluzione ed i provvedimenti adottati per la mitigazione degli impatti ambientali.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

#### ***4.15 Dismissione dell'impianto***

Le Centrali come quella di Termoli hanno una vita di progetto di 20-30 anni dopo i quali è necessario procedere ad una ristrutturazione radicale dell'impianto.

La necessità di dismettere l'impianto può derivare da superamento tecnologico dei componenti o del processo utilizzato e/o dal conseguente insufficiente ritorno economico della produzione o dall'evoluzione del quadro normativo e programmatico di settore.

Nel caso in esame non sono presenti problemi particolari per lo smontaggio e l'allontanamento dei materiali derivanti da componenti e materiali di origine impiantistica. Tali componenti sono per lo più costituiti da materiali riciclabili se non anche reimpiegabili in impianti analoghi dopo eventuale ricondizionamento.

Inoltre, data la natura dell'impianto e la tipologia del combustibile utilizzato, gas naturale, si può ritenere poco probabile la necessità di bonifiche dei suoli: ciononostante, al termine della vita dell'impianto, sarà eseguita una caratterizzazione del sottosuolo e della falda acquifera tale da evidenziare la necessità di eventuali interventi di risanamento.

Il sito potrà essere restituito alla sua forma iniziale e destinato a nuova attività produttiva o, compatibilmente con le indicazioni di pianificazione territoriale vigenti, anche ad uso agricolo.

I materiali di risulta derivanti dalla demolizione di strutture e opere civili possono essere stimati nelle seguenti quantità:

1. calcestruzzo: 40.000 m<sup>3</sup>;
2. acciaio di orditura: 4.000 t;
3. acciaio per carpenteria: 2.000 t.

Il Gestore stima il tempo di dismissione in circa un anno di attività.

#### ***4.16 Piano di miglioramento ambientale aggiornato a dicembre 2008***

Il Gestore, nella Dichiarazione EMAS 2008, ha riportato lo stato avanzamento al 31 dicembre 2008 del piano di miglioramento ambientale 2008-2010, che individua gli obiettivi che consentono di raggiungere risultati operativi e gestionali migliorativi rispetto a quanto richiesto dalla normativa.

Tale piano riguarda i seguenti aspetti:

- Uso di combustibili – Emissioni in atmosfera;
- Rifiuti;
- Rumore;
- Impatto visivo;
- Riduzione dei prodotti chimici;
- Utilizzo delle risorse idriche;
- Sistemazione paesaggistica e vegetazionale delle aree adiacenti alla Centrale;
- Organizzazione generale del lavoro;
- Rapporto con il territorio.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE**

Il lotto interessato dall'impianto è posto all'interno del territorio di pertinenza del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno e pertanto soggetto ad un autonomo piano regolatore territoriale di valenza sovracomunale.

### **5.1 Inquadramento territoriale**

#### **5.1.1. Pianificazione territoriale ed urbanistica**

##### Piano Regolatore Generale del Consorzio della Valle del Biferno

Il Piano Regolatore Generale del Consorzio della Valle del Biferno è stato approvato con Delibera del Consiglio Generale in data 19/01/1996. Il PRT, redatto in conformità a quanto previsto dal Piano Territoriale Paesistico di Area Vasta (PTPAAV), produce gli stessi effetti giuridici del Piano Territoriale di Coordinamento.

Il piano individua le seguenti zone urbanistiche:

- *zonizzazione produttiva*: in questa fascia sono permesse solo costruzioni aventi caratteristiche specifiche conformi all'insediamento. Nel lotto non sono consentiti fabbricati e locali di abitazione, tranne che per gli alloggi di servizio dei custodi e per il personale tecnico. L'indice di copertura del lotto, espresso come rapporto tra la superficie coperta e totale, è compreso tra 1/5 e 1/3. La superficie non coperta da fabbricati e da impianti deve essere oggetto di sistemazioni a verde e le aziende sono tenute alla manutenzione e alla pulizia delle fasce di rispetto stradale in corrispondenza del lotto di proprietà. All'interno del lotto deve essere riservato uno spazio per il parcheggio delle auto pari ad almeno 15 m. / addetto, oltre a quelli per portatori di handicap;
- *opere puntuali*, all'interno delle quali è ammessa solo la costruzione di edifici attinenti alla specifica destinazione d'uso. I locali per uso abitativo possono essere solo quelli dedicati agli alloggi di servizio e ai posti di pernottamento previsti; nelle aree a verde attrezzato sono consentite sistemazioni a verde ed impianti ed opere per le attività del tempo libero;
- *zone per servizi ed impianti tecnici*: sono consentiti solo impianti e servizi di carattere generale, attinenti all'esercizio ed alla manutenzione delle reti di infrastrutture, impianti e servizi quali cabine elettriche, serbatoi idrici, pozzi, vasche ed altri impianti per reti idriche e di fognatura, impianti di smaltimento di rifiuti solidi e liquidi, magazzini per materiali ed attrezzature. E' consentita la realizzazione di chioschi, edicole, punti di ristoro, con superficie totale non superiore a 40 mq;
- *area per l'interporto*: nella zona destinata all'infrastrutturazione ed alle attrezzature interportuali è consentito l'insediamento di attività e servizi direttamente connessi con la movimentazione intermodale. Nella fascia di rispetto ricompresa tra l'argine del fiume Rinno AIA Centrale di Termoli Biferno e l'area intermodale sono consentite solo opere ed attrezzature per la realizzazione del porto fluviale;
- *aree verdi*: queste aree sono a loro volta suddivise in:
- *aree consortili di rispetto*: queste aree comprendono alcune fasce di terreno destinate alla duplice funzione di sistemazione a verde a scopo ambientale e di passaggio delle opere di urbanizzazione primaria; appartengono a questa categoria anche le aree di rispetto della viabilità extraurbana ai sensi del D.M. 02/04/1968, nonché le aree relative ai raccordi ferroviari. In queste zone sono consentiti solo interventi connessi ad opere infrastrutturali nonché sistemazioni a verde ai fini del miglioramento ambientale;



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

- *vincolo di inedificabilità industriale*: lungo il perimetro dell'agglomerato, ad eccezione delle aree ricadenti nel contorno della zona interportuale, per una profondità di 300 m, è vietata la costruzione di opifici industriali od artigianali, o comunque destinati alla produzione di beni e servizi;
- *infrastrutture viarie*:  
*strade*: all'interno dell'agglomerato industriale sono previste 5 diverse tipologie di strade:
  - *strade tipo A e A'*, della sezione di 65 m, con due fasce di servizi e rispetto di 10 m nel tipo A e 5 m nel tipo A';
  - *strade tipo B*, della sezione di 40 m, con due fasce di servizi e rispetto di 10 m ciascuna;
  - *strade tipo C*, della sezione di 23,5 m, con due fasce di servizi e rispetto di 5,75 m ciascuna;
  - *strade tipo D* di collegamento perimetrale della sezione di 10,5 m;
  - *strade tipo E* di collegamento principale, della sezione di 25 m, con due fasce di servizi e rispetto di 5 m ciascuna;
- *raccordi ferroviari*: per i nuovi tronchi di binario di servizio e per i raccordi con le industrie è prevista una fascia di rispetto di 3 m dall'asse del binario.

Nella realizzazione del progetto si è tenuto conto dei seguenti vincoli territoriali:

- fascia di servizio e rispetto di m 5 da strada tipo E di collegamento, della sezione di m 25;
- fascia di rispetto di m 3 dall'asse del binario ferroviario per i nuovi tronchi di servizio e per i raccordi con le industrie;
- fascia di rispetto di 150 m dalla riva del Fiume Biferno ex Legge Galasso.

*Piano Territoriale Paesistico Ambientale*

Con la Legge Regionale n. 24 del 01/12/1989, la Regione Molise ha provveduto alla formazione del Piano Territoriale Paesistico Ambientale che rappresenta la carta fondamentale della trasformabilità antropica del territorio.

Il Piano Paesistico Ambientale Regionale è esteso all'intero territorio regionale ed è costituito dall'insieme dei Piani Territoriali Paesistico Ambientali di Area Vasta formati, per iniziativa della Regione Molise, in riferimento alle singole parti del territorio regionale. Questi comprendono i terreni dichiarati di notevole interesse pubblico con i *Decreti del Ministero dei Beni Culturali ed Ambientali del 18/04/1985 e del 12/08/1985*.

Il territorio in esame è attualmente governato dal *Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di Area Vasta (PTPAAV) n.1 "Fascia costiera"*, adottato con unanime delibera dalla Giunta Regionale del Molise il 22 luglio del 1991. Il piano detta le regole e gli indirizzi per la pianificazione urbanistica dal punto di vista paesaggistico ed economico – sociale.

Il Piano è lo strumento principale con cui la Regione Molise governa il suo territorio per consentirne uno sviluppo controllato in tutte le sue componenti, da quelle residenziali e produttive a quelle infrastrutturali.

Il piano indica gli obiettivi per gli insediamenti edilizi, urbani e rurali, e per le attività industriali, agrarie e terziarie da esercitarsi sul territorio. Individua, inoltre, le zone di interesse storico, ambientale e paesaggistico e detta gli indirizzi di tutela.

Le modalità di tutela e valorizzazione del territorio previste dal piano (art. 5, comma 2) individuano le seguenti categorie di area:

- A1 – conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi con mantenimento dei soli usi attuali compatibili;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- A2 – conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi con mantenimento dei soli usi attuali compatibili e con parziale trasformazione per l'introduzione di nuovi usi compatibili;
- VA – trasformazione da sottoporre a *verifica di ammissibilità* (vedi oltre) in sede di formazione dello strumento urbanistico;
- TC1 – trasformazione condizionata a requisiti progettuali; da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta, ai sensi della L. 1497/1939;
- TC2 – trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione e di autorizzazione ai sensi della L. 10/07/1977 e successive modifiche ed integrazioni. I piani di settore (di bacino, di difesa del suolo, ecc.) e i PRG comunali e consortili devono recepire gli obiettivi e gli indirizzi del PTPAAV: in essi si applicano e si approfondiscono le indicazioni del piano di rango superiore e si operano scelte su scala di dettaglio.

Il piano PTPAAV ha per oggetto elementi del territorio la cui tutela riveste un interesse pubblico in quanto costituiscono caratteristica peculiare del territorio, non solo dal punto di vista ambientale e paesaggistico.

Gli elementi che contribuiscono a rendere un elemento del territorio meritevole di tutela sono i seguenti:

- elementi di interesse naturalistico (fisico, biologico);
- elementi di interesse archeologico;
- elementi di interesse storico (urbanistico, architettonico);
- elementi areali di interesse produttivo agricolo per caratteri naturali;
- elementi ed ambiti di interesse percettivo;
- elementi di pericolosità geologica.

Qualora l'attività antropica preveda l'eventuale trasformazione fisica o d'uso del territorio non rispettando specifiche prescrizioni conoscitive, progettuali, esecutive e di gestione, l'opera in oggetto deve essere assoggettata a verifica di ammissibilità attraverso uno studio di compatibilità dello stesso rispetto all'ambiente che lo ospiterà. I contenuti dello studio devono rispettare le disposizioni riportate nell'art. 10 della L.R. 24/1989.

In generale il PTPAAV prevede, come precedentemente menzionato, l'assunzione di una o più modalità di tutela e valorizzazione in corrispondenza di una o più categorie di uso antropico. Per le diverse caratteristiche del territorio ed in riferimento ad una molteplicità di usi antropici, il territorio è articolato in aree differenziate in funzione della sensibilità ambientale (distinta in alta, medio e bassa) ed per gli usi possibili connessi con le diverse modalità di intervento. Si individuano:

• **A** – *Aree ad alta sensibilità alla trasformazione*, dove vi è una prevalenza di valori eccezionali ed elevati, per le quali è prevista l'applicazione prevalente delle modalità A1 e A2: fanno parte di tali gruppo, le seguenti aree:

- A2N1 – Fasce litoranee fortemente caratterizzate per elementi naturali;
- A2N2 – Aree con vegetazione naturale di eccezionale valore visivo e paesaggistico;
- A2V – Balze fortemente caratterizzanti gli ambiti visivi per percezione di elementi naturalistici;
- A2S – Nuclei urbani di valore storico – documentario;
- A2C – Aree archeologiche di rilievo.

• **M** – *Aree a media sensibilità alla trasformazione*, dove vi è una prevalenza di valori elevati e medi, per le quali è prevista l'applicazione prevalente delle modalità VA e TC1; tali zone possono essere classificate in:

- MN – Aree fluviali e di foce con particolari configurazioni;
- MV1 – Aree con esclusivi valori percettivi di grado elevato;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

MV2 – Aree con particolari ed elevati valori percettivi potenzialmente instabili e di rilievo;  
MG1 – Aree di eccezionale pericolosità geologica;  
MG2 – Aree in pendio prevalentemente collinari con elevata pericolosità geologica;  
MP1 – Aree di eccezionale valore produttivo prevalentemente fluviali o pianure alluvionali;  
MP2 – Aree ad elevato valore produttivo con caratteristiche percettive significative;  
MS – Aree del sistema insediativo con valore percettivo alto.

- **B-** Aree a bassa sensibilità alla trasformazione, dove vi è una prevalenza di valori bassi, per le quali è prevista l'applicazione delle modalità TC1 e TC2.
- BP – Aree collinari e/o pedemontane con discrete caratteristiche produttive

In base a questa classificazione, l'area in esame è identificata come zona MS, ovvero "Area del sistema insediativo con valore medio percettivo". Nell'immediato intorno del sito di interesse, le altre aree previste dal Piano sono classificate come MV1, MP1, MN, MV2 e MP2.

Oltre alla zonizzazione in base alla trasformabilità del territorio, il Piano riporta anche la suddivisione dello stesso in funzione delle principali categorie di uso antropico (art. 18). Si distinguono zone ad uso culturale/ricreativo, uso insediativo (residenziale, terziario, industriale), uso infrastrutturale territoriale/tecnologico, uso produttivo estrattivo. Le suddette categorie sono state ulteriormente articolate al fine di consentire un'applicazione più mirata ed aderente alla specificità dei luoghi e delle situazioni.

Dal punto di vista urbanistico, la zona è classificata come zona D, ovvero "Insediamenti produttivi industriali", caratterizzata da forte presenza di strutture produttive e terziarie e servizi ed infrastrutture di supporto. Le aree circostanti sono a destinazione agricola, identificabili come zona E "verde agricolo".

Il piano non individua nella zona in oggetto, per un raggio di un chilometro:

- alcun elemento archeologico ed architettonico di rilievo;
- alcun elemento di particolare interesse naturalistico e/o percettivo;
- alcun elemento di pericolosità geologica.

Piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP)

Come dichiarato dal Gestore nella documentazione integrativa dell'11/05/2010, il PTCP della provincia di Campobasso risulta in fase di elaborazione.

Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico

Sulla base del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PSAI) redatto a cura dell'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, le aree interessate dalla realizzazione della Centrale ricadono in zone con pericolosità idraulica moderata (PI2).

La pericolosità è suddivisa in 3 classi come mostrato nella tabella seguente.

Classe di Pericolosità	Tempo di ritorno area inondabile	Tipologia di area
PI3	Inferiore a 30 anni	Alveo attivo, aree golenali e alluvionali inserite nella dinamica fluviale di breve periodo.
PI2	Tra 30 anni e 200 anni	Alveo attivo, aree golenali e alluvioni inserite nella dinamica fluviale di medio periodo.
PI1	Tra 200 anni e 500 anni	Alveo attivo, aree golenali e alluvioni di fondovalle inserite nella dinamica fluviale di lungo periodo.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Il tempo di ritorno stimato dal PSAI per le aree con pericolosità moderata risulta compreso tra 30 e 200 anni.

In fase di progettazione esecutiva dell'intervento in esame, l'area è stata oggetto di uno *Studio per la valutazione del rischio idraulico e definizione del piano di messa in sicurezza*, che ha recepito le prescrizioni in materia di sicurezza idraulica previste dal Decreto Autorizzativo.

Tale studio ha comportato:

- il rilievo delle sezioni idrauliche significative del Biferno (35 sezioni lungo 8,5 km);
- la valutazione modellistica del rischio idraulico nei confronti di eventi di piena tra 30 e 500 anni;
- la definizione degli interventi di messa in sicurezza in rapporto ai diversi scenari.

Gli interventi realizzati localmente sono stati dimensionati su un tempo di ritorno di 200 anni e consistono nel rialzamento delle parti sensibili (quadri elettrici e stoccaggi) fino a quota 11.50 slm.

### **5.1.2. Rete Natura 2000**

Tutta la fascia riparia del Biferno dalla Confluenza del Cigno alla foce (esclusa) ricade nel SIC IT7222237 Fiume Biferno.

L'area dista circa 150 m dalla recinzione perimetrale dello stabilimento.

### **5.1.3. Interferenza con aree a rischio di incidente rilevante**

L'area della centrale risulta prossima a quella di tre aziende a rischio di incidente rilevante (D.Lgs. n. 334/1999):

- F.I.S. – FABBRICA ITALIANA SINTETICI S.p.A.
- FLEXSYS S.p.A.
- MOMENTIVE PERFORMANCE MATERIALS SPECIALTIES S.r.l.

la cui presenza è stata presa in considerazione in fase di redazione dell'Analisi preliminare di sicurezza della Centrale, redatta in fase di VIA, e del successivo aggiornamento definitivo redatto dall'Ing. L. Simoni – Studio Protezione Ambiente Sicurezza, nell'ottobre 2006.

La Pianificazione dell'emergenza esterna degli stabilimenti industriali a rischio di incidente rilevante, è obbligo normativo prevista dall'art.20 del D.Lgs. n. 334 del 17 agosto 1999 ed è predisposta dall'Autorità Preposta, nel caso specifico il Prefetto, sulla scorta delle informazioni fornite dal gestore ai sensi degli articoli 11 e 12 del citato decreto, delle conclusioni dell'istruttoria sui rapporti di sicurezza (RdS) elaborati dai fabbricanti ai sensi dell'art.8 e delle linee guida previste dall'art. 20, comma 4.

Il Piano di Emergenza Esterno (P.E.E.) è elaborato allo scopo di:

- controllare e circoscrivere gli incidenti in modo da minimizzare gli effetti e limitare i danni per l'uomo, per l'ambiente e per i beni;
- mettere in atto le misure necessarie per proteggere l'uomo e l'ambiente dalle conseguenze di incidenti rilevanti;
- informare adeguatamente la popolazione e le autorità locali competenti;
- provvedere sulla base delle disposizioni vigenti al ripristino e al disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante.

Il Dipartimento della Protezione Civile, ai sensi dell'art. 20 comma 4 del D.Lgs. n. 334 del 1999, ha predisposto le Linee Guida per la Pianificazione della Emergenza Esterna degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante presente nell'Area Industriale di Termoli, datate dicembre 2004 ed



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

approvate con D.P.C.M. 25/02/2005, che rappresentano lo strumento operativo per l'elaborazione e l'aggiornamento dei Piani di emergenza esterna (P.E.E).

L'analisi dei rischi condotta dai Gestori degli stabilimenti FIS, FLEXSYS e MOMENTIVE PERFORMANCE MATERIALS SPECIALTIES, è stata esaminata nel corso dell'istruttoria tecnica condotta dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) di cui all'art. 19 del D.Lgs. 334/1999 e conclusa con la validazione dei RdS nel maggio 2008.

Dall'esame delle informazioni fornite dai Gestori degli stabilimenti su citati emerge che la tipologia di evento incidentale in grado di provocare effetti rilevanti all'esterno del perimetro degli stabilimenti è il rilascio tossico di gas/vapori in aria.

Sono delimitate le seguenti zone di rischio:

- Prima Zona "di sicuro impatto" (soglia elevata letalità): esterna all'area della Centrale in esame.
- Seconda Zona "di danno" (soglia lesioni irreversibili): interessa parte della Centrale non incluse le aree Uffici e Sale controllo; caratterizzata da possibili danni, anche gravi ed irreversibili, per le persone che non assumono le corrette misure di autoprotezione e da possibili danni anche letali per persone più vulnerabili come i minori e gli anziani. In tale zona, l'intervento di protezione principale dovrebbe consistere, almeno nel caso di rilascio di sostanze tossiche, nel rifugio al chiuso.
- Terza Zona "di attenzione" (soglia lesioni reversibili): comprende buona parte della centrale in esame, incluse le aree Uffici e Sala controllo; caratterizzata dal possibile verificarsi di danni, generalmente non gravi anche per i soggetti particolarmente vulnerabili oppure da reazioni fisiologiche che possono determinare situazioni di turbamento tali da richiedere provvedimenti anche di ordine pubblico. Tipicamente in questa zona rimane consigliabile il rifugio al chiuso; eventualmente dovranno essere previsti solamente interventi mirati ai punti di concentrazione di oggetti particolarmente vulnerabili e azioni di controllo del traffico.

Le precauzioni impiantistiche individuate in fase di Analisi di Sicurezza (Ottobre 2006) della Centrale in esame sono le seguenti:

- la sala di controllo dell'impianto, è del tipo REI 120 dotata di un sistema ad aria controllata, in sovrappressione rispetto all'esterno, dotata di presa dell'aria sopra all'edificio annesso elettrico (circa 11 m) in modo da evitare l'aspirazione di gas tossici eventualmente rilasciati. Inoltre la presa di aria è dotata di un sistema di rilevazione di gas tossici; il sistema di ventilazione della cabina è posto sotto energia preferenziale; la cabina è sollevata circa 3 m dal terreno in modo da non essere coinvolta in caso di fenomeni di esondazione ed avere un margine di sicurezza in caso di fughe di gas tossico (sono più pesanti dell'aria e quindi tendono a rimanere nelle parte bassa del terreno).
- il sistema di controllo dell'impianto (DCS) è installato in una cabina a tenuta di gas, con sistema di sovrappressione analogo a quello della cabina controllo, in modo che anche rilasci accidentali di sostanze corrosive non possano ledere la sicurezza della nuova installazione; si ricorda però che tutte le logiche di controllo dell'impianto sono del tipo FAIL-SAFE, quindi in caso di disattivazione provocano il blocco dell'impianto.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **5.2 Inquadramento ambientale**

### **5.2.1 Aria**

#### *Condizioni climatiche e meteorologiche*

L'area ricade in una zona con un clima temperato, caratterizzato da bassa piovosità media annuale (393 mm) e temperature minime medie invernali al di sopra di 0°C.

Per quanto riguarda il regime dei venti il Gestore riporta i dati, utilizzati nello studio d'impatto ambientale per il progetto di realizzazione della Centrale, registrati dal Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare relativi alla stazione di rilevamento situata nel Porto di Termoli e riguardanti il periodo gennaio 1994-giugno 1996.

Il quadro generale che emerge è caratterizzato da una prevalenza assoluta di regime di vento proveniente dai quadranti settentrionali secondo un asse generale orientato NW-SE.

La direzione del vento a bassa quota in prossimità dell'area industriale risulta soggetta all'influenza dell'orografia superficiale e presenta in corrispondenza del sito un andamento prevalente maggiormente ruotato in direzione N-S.

#### *Rete di monitoraggio dell'aria*

Il monitoraggio della qualità dell'aria nell'intorno della Centrale di Termoli è attuato (rif. anno 2007) tramite:

- a) N.3 Stazioni di monitoraggio fisse di proprietà di Energia Molise e in gestione a Arpa Molise;
- b) Campagne di misura spot con laboratori mobili affidate a Ditte esterne;
- c) N.1 Campagna annuale di biomonitoraggio con licheni epifiti affidata all'Università di Siena;
- d) N.2 Campagne di monitoraggio annuali con campionatori diffusivi affidate all'Istituto di Inquinamento Atmosferico di Roma del Consiglio Nazionale delle Ricerche.

Il compito di analizzare ed interpretare il complesso di dati proveniente dalle attività di monitoraggio è stato affidato da Energia Molise all'Istituto di Inquinamento Atmosferico del CNR. Le valutazioni tendenziali sono riferite al confronto tra i dati Maggio 2006/Aprile 2007 e i dati dell'anno 2005/2006 antecedente all'entrata in esercizio della Centrale (il primo parallelo della turbina a vapore è stato effettuato il 22/05/2006, mentre la messa a regime è datata 13/09/2006).

#### *a) Stazioni di monitoraggio fisse*

Sono presenti sul territorio 3 stazioni fisse di rilevamento di proprietà di Energia Molise e in gestione a Arpa Molise, situate nei comuni di Portocannone (St. Termoli 3), Campomarino (St. Termoli 4) e Termoli (St. Termoli 5). La rete, gestita in conformità alle disposizioni di legge vigenti, è stata realizzata secondo le prescrizioni del decreto autorizzativo della centrale; l'equipaggiamento delle varie stazioni è riportato nella tabella seguente; tutti gli analizzatori installati rispondono a pieno ai requisiti normativi di riferimento. I dati rilevati in continuo sono stati archiviati e validati per mezzo di un software rispondente al DM. n. 60 del 2002 dalla società fornitrice delle stazioni (Orion S.r.l.).

ARPA Molise effettua la validazione dei dati misurati e periodicamente li invia alla società Energia Molise; i dati della rete di monitoraggio fissa sono consultabili anche sul sito internet istituzionale di ARPA Molise.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Tabella 21: Parametri misurati stazioni fisse

Sito	NO	NO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	O <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	BTX	Meteo	Sonico
Termoli 3	Si	Si	Si	No	Si	Si	No	No	Si	No
Termoli 4	Si	Si	Si	No	Si	Si	No	No	Si	No
Termoli 5	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si	Si

*b) Campagne di misura spot con laboratori mobili affidate a Ditte esterne.*

Ad integrazione delle stazioni fisse di monitoraggio descritte precedentemente, sono stati periodicamente utilizzati anche dei laboratori mobili per campagne di monitoraggio di 15 giorni posizionati, anche in accordo con ARPA Molise, presso gli agglomerati urbani potenzialmente esposti alle ricadute della centrale termoelettrica.

I dati rilevati in continuo sono stati archiviati e validati dalla società fornitrici del servizio, essi sono stati inviati giornalmente oltre che ad Energia Molise anche all'ARPA Molise per consentire a quest'ultima un ulteriore controllo su di essi. Nel periodo maggio 2006-aprile 2007 sono state effettuate 9 campagne di misura su 4 siti.

Tabella 22: Parametri misurati laboratori mobili.

Mezzo	NO	NO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	O <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	BTX	Meteo	Sonico
Arpa	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
Energia	Si	Si	Si	Si	Si	Si	SI	Ss	Si	No
Orion	Si	Si	Si	Si	SI	Si	Si	No	Si	No

*c) N.1 Campagna annuale di biomonitoraggio con licheni epifiti affidata all'Università di Siena.*

La terza campagna di biomonitoraggio con licheni epifiti è stata condotta dal 24 agosto 2008 al 3 dicembre 2008 dai biologi dell'Università di Siena in cooperazione con Arpa Molise, su un numero di 15 stazioni di campionamento (già utilizzate nelle campagne 2005, 2006 e 2007) dislocate nell'area di indagine, opportunamente selezionate tenendo conto dell'area potenzialmente interessata dalla presenza di emissioni e con lo scopo di scoprire l'area industriale, i versanti collinari prospicienti ed i centri abitati limitrofi. Lo studio è stato intrapreso per valutare attraverso la biodiversità dei licheni epifiti eventuali cambiamenti della qualità ambientale avvenuti nell'area. La relazione "Monitoraggio biologico dell'area industriale di Termoli attraverso la biodiversità dei licheni epifiti - Anno 2008" che descrive gli esiti del monitoraggio e che è stata pubblicata in dicembre 2008, in conclusione afferma:

*"Dall'analisi dei dati raccolti nella campagna 2008 non emergono indicazioni di un peggioramento della qualità ambientale dopo l'entrata in funzione della centrale a ciclo combinato di Termoli nell'area di studio. Persiste un'area di alterazione della biodiversità lichenica in corrispondenza del sito industriale localizzata in corrispondenza della stazione 17, con un recupero verso valori più alti dell'IBL (Indice di Biodiversità Lichenica) allontanandosi dal sito lungo i versanti collinari. In particolare, il versante situato in direzione W-NW rispetto alla valle del Biferno presenta condizioni definibile di migliore qualità ambientale dal punto di vista lichenico rispetto al versante collinare che corre parallelo alla valle e al sito industriale sul lato E-SE.*

*L'analisi dei dati di biodiversità lichenica conferma una tendenza a un incremento dei valori dell'indice, già evidenziato nel corso delle precedenti ripetizioni dello studio. L'aumento medio dell'IBL è determinato dalle specie xero-nitrofitiche già diffuse nel territorio e che riflettono*



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

*l'ecologia dell'area di studio. Non è da escludere che l'aumento della frequenza di specie nitrofitiche possa essere in parte determinato da un aumento di deposizioni azotate che, con il loro effetto eutrofizzante, possono, entro certi limiti, favorire la crescita di specie che per loro natura prediligono condizioni di maggiore eutrofizzazione.*

*I dati mostrano come effettivamente siano in corso modificazioni delle comunità licheni che, in termini di aumento della frequenza di specie nella direzione di una maggiore nitrofilia e che questo processo debba rispecchiare un analogo cambiamento delle condizioni ambientali. Nel corso delle tre ripetizioni dell'indagine non risultano riduzioni della biodiversità lichenica tali da far pensare ad un peggioramento delle condizioni ambientali così come percepite da questo bioindicatore”.*

*d) N.2 Campagne di monitoraggio annuali con campionatori diffusivi affidate all'Istituto di Inquinamento Atmosferico di Roma del Consiglio Nazionale delle Ricerche.*

Le campagne con campionatori diffusivi sono state svolte su iniziativa di Energia Molise dal CNR - IIA di Roma e hanno coperto, come avvenuto anche nell'anno antecedente la marcia della centrale, sia il periodo estivo del 2006 (da luglio a settembre) sia il periodo invernale 2006-2007. L'utilizzo dei campionatori diffusivi ha permesso il monitoraggio capillare di tutta l'area di indagine e soprattutto ha permesso di integrare e supportare i risultati delle misure di ossidi di azoto, monitorati in continuo dalle stazioni di monitoraggio fisse e mobili, e dell'ozono, misurato mediante analizzatore UV installato presso la stazione fissa di monitoraggio detta Termoli 5 e sui mezzi mobili utilizzati per le campagne a spot.

*Sintesi dei risultati del monitoraggio dell'aria nel periodo di riferimento maggio 2006/aprile 2007 e confronto con i dati del periodo maggio '05/aprile '06.*

#### *Monossido di carbonio CO*

Il monossido di carbonio durante il periodo di analisi non ha evidenziato, in nessuno dei siti di misura, superamenti del limite di concentrazione media su otto ore, pari a  $10 \text{ mg/m}^3$ . In generale si può affermare che i valori registrati risultano estremamente bassi, con medie orarie quasi sempre al di sotto di  $1 \text{ mg/m}^3$ , ad eccezione di sporadici episodi.

Pertanto, la tendenza risulta indefinibile a causa dei valori estremamente bassi.

#### *PM<sub>10</sub>*

L'andamento delle medie giornaliere evidenzia un picco di concentrazione nei mesi autunnali ed invernali, con una lieve tendenza al superamento del valore limite di  $50 \text{ } \mu\text{g/m}^3$  fissato dal DM 60/02. Questo si ripete occasionalmente anche nei mesi primaverili dove i valori risultano però nel complesso leggermente inferiori.

Tuttavia il numero dei superamenti risulta inferiore alle “35 volte l'anno” imposte dalla attuale normativa.

La media della concentrazione calcolata nel periodo di riferimento risulta per tutti i siti inferiore al limite annuale, e pari all'incirca alla metà di quest'ultimo. In generale, si può affermare che l'inquinamento “di area” per le polveri inalabili (PM<sub>10</sub>), presenta una diffusione pressoché omogenea sul territorio, infatti i valori di concentrazione misurati nei vari siti risultano molto simili tra di loro con un valore medio nel periodo di circa  $23 \text{ } \mu\text{g/m}^3$ .

Nel periodo 26 - 29 Ottobre 2006 si è registrato nella zona un evento di inquinamento persistente da particolato PM<sub>10</sub>: l'andamento delle PM<sub>10</sub> è stato simile in tutta l'area monitorata da Energia Molise (stazioni Termoli3, Termoli4, Termoli5) con valori di picco all'incirca pari a  $70 \text{ } \mu\text{g/m}^3$ , con leggere differenze imputabili a fenomeni locali e al campo di vento. Il fenomeno di inquinamento è terminato bruscamente il giorno 30 ottobre in concomitanza del variare delle condizioni meteorologiche.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Le concentrazioni di PM10 rilevate nei diversi siti di misura non mostrano una evoluzione nel tempo ma nella loro variabilità, influenzata fortemente dalle condizioni meteorologiche, i valori misurati risultano mediamente costanti.

In particolare dall'analisi delle concentrazioni misurate nei due periodi di riferimento non si osserva un aumento delle concentrazioni medie per le stazioni fisse di Termoli 4 e 5, i cui valori risultano leggermente inferiori a quelli ottenuti nel periodo di misura precedente (maggio 2005/aprile 2006), al contrario della stazione Termoli 3 per la quale il periodo maggio 2006/aprile 2007 risulta essere leggermente peggiorativo.

In generale le medie annuali (nel periodo di riferimento) tendono ad assestarsi intorno ad un valore compreso tra i  $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$  e  $28 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , sempre inferiore al limite imposto dalla normativa.

Analogamente il numero di superamenti del valore giornaliero di  $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$  si attesta su valori sufficientemente lontani dal limite massimo annuale di 35.

#### *NOx*

I risultati delle campagne di monitoraggio eseguite nel 2006-2007 con le stazioni di rilevamento fisse hanno evidenziato concentrazioni medie di  $\text{NO}_2$  comprese tra 15 e  $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

L'andamento nel tempo delle concentrazioni mostra un chiaro incremento durante il periodo autunno/inverno; in particolare i mesi di ottobre e novembre hanno fatto registrare i valori di concentrazione più elevati, confermati anche dalle campagne eseguite con la tecnica alternativa dei campionatori diffusivi.

Gli inquinanti risultano non uniformemente distribuiti sul territorio monitorato; la mappa di distribuzione presenta dei picchi in prossimità dei centri abitati di Termoli, Campomarino e Portocannone nonché delle postazioni viarie principali e in particolare dell'autostrada A14.

Considerando una media globale sull'intero periodo di monitoraggio (estivo ed invernale) il valore ottenuto è notevolmente inferiore al valore limite annuale indicato per la protezione della salute umana (D.M. 60 del 02/04/2002) che, aumentato del margine di tolleranza al 2006, risulta pari a  $48 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

In conclusione si può ritenere, sulla base dei rilievi di tutte le campagne eseguite nell'area indagata, che il livello di fondo della qualità dell'aria nell'area relativamente agli ossidi di azoto e al biossido d'azoto si è sempre mantenuto complessivamente in linea con i vigenti standard di qualità.

Le concentrazioni degli ossidi di azoto rilevate dalle stazioni fisse nei diversi siti di misura non mostrano una chiara tendenza nel tempo, rimanendo relativamente costanti.

Le medie annuali del secondo anno di monitoraggio tendono comunque ad assestarsi intorno a valori sempre molto inferiori al limite imposto dalla normativa.

Dal confronto dei valori di concentrazione ottenuti mediante l'utilizzo dei campionatori diffusivi si evidenzia, invece, un leggero peggioramento nel tempo. Bisogna, tuttavia, tener presente che l'analisi tendenziale con metodi passivi risulta più complessa in quanto i parametri in gioco risultano difficilmente controllabili e individuabili su di un territorio esteso.

Si può comunque affermare che per geometrie e valori la concentrazione nel tempo, salvi casi particolari, risulta molto simile nei due periodi d'analisi.

#### *Ozono*

Le mappe di distribuzione delle concentrazioni di inquinante elaborate mediante le campagne con i campionatori diffusivi mostrano, in particolare nel periodo estivo, valori elevati di concentrazione dell'inquinante su tutta l'area esaminata.

Gli episodi di inquinamento acuto sono da identificare attraverso la quantificazione degli eventi di superamento delle soglie di informazione e di allarme, ai sensi del Dlgs 183/04.



## Parere Istruttorio Conclusivo Centrale Termoelettrica SORGENIA POWER S.P.A. di TERMOLI (CB)

Nel periodo non sono stati registrati superamenti sia della soglia di allarme (media oraria pari a  $240 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ) che della soglia di informazione di  $\text{O}_3$  (media oraria pari a  $180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ) mentre si sono rilevati diversi superamenti della soglia imposta come obiettivo a lungo termine (da raggiungersi al 2020) per la protezione della salute umana (massimo giornaliero della media mobile di 8 ore pari a  $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ). La maggior parte dei superamenti si sono verificati tra il mese di maggio e luglio (dove si riscontrano anche i valori più alti di concentrazione) e soprattutto tra le ore 12:00 e le ore 19:00.

Questi periodi critici corrispondono a quelli di radiazione solare intensa e temperature elevate che hanno favorito l'aumento della concentrazione di ozono con più superamenti dei valori di soglia.

Il tutto è ampiamente confermato dalle campagne condotte con i campionatori diffusivi; le concentrazioni misurate nelle due campagne invernali sono infatti sensibilmente inferiori a quelle delle campagne estive con valori medi per le due campagne che sono rispettivamente pari a  $38 \mu\text{g}/\text{m}^3$  e  $44 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , rispetto a valori medi per le due campagne estive che sono rispettivamente pari a  $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per quella condotta nel mese di luglio e  $66 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per quello di agosto.

L'andamento delle concentrazioni di ozono non mostra una tendenza variabile nel tempo. I livelli di ozono nei due periodi di campionamento fino ad oggi analizzati mag '05/apr '06 e mag '06 / apr '07, risultano molto costanti, con valore medio nel periodo leggermente più alto nel primo rispetto al secondo. Una analisi più approfondita sull'evoluzione delle concentrazioni di questo inquinante su scala temporale risulta difficoltosa data la particolare natura dell'inquinante stesso, che essendo di tipo secondario, non emesso direttamente in atmosfera da sorgenti inquinanti lega la sua presenza e la sua evoluzione a fattori meteorologici di scala sovregionale, che risultano quindi difficilmente valutabili dato la tipologia di rilevamento di tipo puntuale e i tempi su cui l'analisi è condotta.

L'analisi andrebbe condotta su un lasso temporale maggiore proprio al fine di poter cogliere nella sua evoluzione nel tempo l'influenza dei vari fattori in gioco.

### Conclusioni

A conclusione dell'analisi si riportano di seguito i dati registrati dalle stazioni di monitoraggio fisse (Termoli 3, Termoli 4, Termoli 5) nell'anno 2007.

Tabella 23: Sintesi dei risultati del monitoraggio da stazioni fisse per il 2007.

		T3	T4	T5
NO <sub>2</sub> media misurata da stazioni fisse	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	9,6	7,4	7,3
NO <sub>2</sub> numero superamenti registrati dalle stazioni fisse	n	0	0	0
CO media misurata da stazioni fisse	$\text{mg}/\text{m}^3$	0,173	0,061	0,058
CO numero superamenti registrati dalle stazioni fisse	n	0	0	0
PM <sub>10</sub> media misurata da stazioni fisse	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	23,8	22,0	17,9
PM <sub>10</sub> numero superamenti registrati dalle stazioni fisse	n	14	3	2
O <sub>3</sub> media misurata da stazione fissa Termoli 5	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	-	-	73,0
O <sub>3</sub> numero superamenti registrati dalla stazione fissa Termoli 5	n	-	-	0

Da quanto descritto, risulta evidente per quanto riguarda il monossido di carbonio e gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub> e NO<sub>2</sub>) che i valori registrati nel periodo, che va da maggio 2006 ad aprile 2007, sono molto bassi, sempre inferiori ai rispettivi valori limite e pertanto non destano preoccupazione.

Si può invece notare che per il particolato PM<sub>10</sub> e l'ozono, nel periodo di analisi si registrano concentrazioni significative di inquinante, anche se quasi sempre i valori misurati sono risultati al di



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

sotto dei limiti normativi; in particolare per quanto riguarda il PM<sub>10</sub> si sono avuti superamenti occasionali del limite giornaliero, spesso in concomitanza con situazioni meteorologiche sfavorevoli nei confronti di tale fenomeno, con una concentrazione media nel periodo abbastanza lontana dal limite di legge; al contrario per l'ozono, pur non avendo avuto alcun superamento della soglia di informazione (in realtà si è registrato un superamento di tale soglia durante una campagna quindicinale con mezzo mobile), si è rilevata una concentrazione media nel periodo estivo molto alta e prossima ai valori soglia di informazione della popolazione stabiliti dalla normativa e comunque sempre sufficientemente lontani dai valori di allarme.

Se si vuole valutare l'evoluzione nel tempo prendendo in considerazione i due periodi di misura (prima e dopo l'entrata in esercizio della centrale) non si riscontrano cambiamenti significativi; in particolare si può affermare che dopo l'entrata a regime della centrale (settembre 2006) le concentrazioni di inquinanti in aria risultano pressoché invariate; le variazioni giornaliere che si sono riscontrate durante il monitoraggio sono da attribuirsi in larga misura alle condizioni meteorologiche del momento mentre sulle medie annuali tale effetto tende a ridursi risultando i valori misurati praticamente costanti. In conclusione si può affermare che dopo l'entrata in marcia della centrale la tendenza della concentrazione degli inquinanti misurati risulta sostanzialmente costante.

*Drift deposition dalle torri di raffreddamento*

Per quanto riguarda il drift deposition dalle torri di raffreddamento, la stima delle ricadute al suolo di goccioline di acqua con riferimento alle effettive condizioni meteorologiche locali è stata effettuata utilizzando il modello ISC3 Long Term, su base annuale. All'esterno dell'impianto la ricaduta risulta poco significativa in corrispondenza della strada adiacente (viabilità interna all'area industriale), la deposizione annuale stimata è di circa 300 kg/m<sup>2</sup> (inferiore a 1 mm/giorno). Si ricorda che la simulazione effettuata è cautelativa poiché trascura l'effetto di evaporazione del drift. Per quanto concerne la ricaduta al suolo di H<sub>2</sub>O sotto forma di vapore con conseguente formazione di nebbie, sono state eseguite diverse simulazioni della situazione post operam.

I nuovi casi di nebbia sono per la maggior parte relativi al mese di agosto e sono localizzati in un punto nelle immediate vicinanze della centrale. Nel punto di maggior ricaduta media annuale si registrano solamente 2 nuovi casi orari di nebbia (durata di un ora ciascuno). Per tale punto è stato determinato l'incremento mensile dell'umidità relativa nell'anno di riferimento (modello di diffusione). Si può notare che la variazione di umidità dell'aria in conseguenza dell'attività della Centrale risulta più evidente nei mesi estivi. L'incremento medio mensile risulta molto limitato e raggiunge il suo valore massimo in agosto passando dall'87% all'87.5%.

**5.2.2 Acqua**

Piano di Tutela delle Acque

Sono in corso le attività per la redazione del Piano di Tutela delle Acque ai sensi del D.L.vo 152/99 e s.m.i.<sup>1</sup>

Piano Regionale di Risanamento Idrico

Con la L.R. n.4 del 2/03/1984, è stato approvato il piano regionale di risanamento idrico ai sensi della legge 10 maggio 1976, n.319 e successive modificazioni ed integrazioni. Dal decreto di compatibilità ambientale Dec/VIA/7584 del 3/09/2002 si evince che il suddetto piano è stato oggetto di aggiornamento tecnico previsto con Delibera Esecutiva n. 6034/1991. Le caratteristiche

<sup>1</sup> Fonte: Sito web della Regione Molise - <http://www.sogesid.it/molise.html>



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

quali-quantitative dei reflui e le modalità di scarico dall'impianto, allora in progetto, risultavano compatibili con gli indirizzi del piano considerato.

### **5.2.3 Suolo e sottosuolo**

Dal decreto di compatibilità ambientale Dec/VIA/7584 del 03/09/2002 si evince, relativamente allo stato della componente suolo sottosuolo, che l'area del Consorzio Industriale della Valle del Biferno è posta su di un'area generalmente pianeggiante, corrispondente alla valle fluviale, con un'altitudine variabile tra 1 e 14 m sul livello del mare, lievemente inclinata sia verso est (andando dal piede collinare al Fiume Biferno) sia verso nord (andando dall'entroterra verso la costa).

Il Fiume Biferno ha inciso i rilievi esistenti e si trova in questo punto incassato tra due fasce collinari parallele, che distano rispettivamente circa 600 metri nordest e 2 km sudovest dal sito in esame. Il più elevato dei rilievi limitrofi è rappresentato dal Monte Coccia (235 m), posto ad una distanza di circa 4 km dal sito. Il territorio in esame è parzialmente coltivato. Le aree incolte sono identificabili nelle aree di rispetto, lungo il Fiume Biferno, occupate dalla vegetazione spontanea tipica e nelle aree industriali.

#### Geologia e idrogeologia

Il sottosuolo del sito in oggetto è caratterizzato dalla presenza di sedimenti di origine alluvionale, di età olocenica e pleistocenica, riferibili alle Alluvioni Attuali, nella parte più prossima al Biferno, ed alle Alluvioni Recenti, nella parte più distale. La successione stratigrafica del sito nei primi 30 - 40 m dal p.c. è ricostruibile attraverso i dati relativi a numerose indagini (prove penetrometriche e sondaggi geognostici) eseguite nel circondario per scopi geotecnici, e sulla scorta delle stratigrafie di alcuni pozzi idrici esistenti nei dintorni.

Il sottosuolo del sito risulta costituito da una successione di terreni sciolti o debolmente cementati, nella quale si alternano irregolarmente (sia in senso verticale che in senso orizzontale) sedimenti a granulometria tendenzialmente fine (sabbie, limi ed argille), frammisti tra di loro in varia misura. Con riferimento all'area di stretta pertinenza progettuale, la complessa successione stratigrafica può essere schematicamente rappresentata da un modello a due strati cui corrispondono le seguenti unità litologiche, essenzialmente distinte sulla base delle granulometrie dominanti, e descritte partendo dalla superficie topografica:

- Unità 1: è uniformemente distribuita in tutta l'area, ed è costituita da limi argillosi e da argille limose di colore ocre, bruno, o nerastro. Talora è presente un'abbondante frazione organica, che talora da luogo a veri e propri livelli torbosi di esiguo spessore. Costituiscono i tipici sedimenti di ambiente palustre. L'unità in oggetto si estende in profondità sino a circa 3 - 4 m dal p.c.
- Unità 2: compare in tutta l'area come orizzonte di transizione tra l'unità precedente e la successiva. E' costituita da sabbie limose e limi sabbiosi, di colore bruno, talora addensati. E' presente tra 3 - 4 m e 6 - 8 m dal p.c.
- Unità 3: è costituita da sabbie debolmente limose di colore brunastro, avana o giallastro, con locali intercalazioni limose e argillose di colore scuro. L'unità si estende tra 6 - 8 m e 9 - 10 m dal p.c.
- Unità 4: è costituita da sabbie con ghiaie di colore bruno o grigio, talora cementate. Al suo interno compaiono lenti argillose e limose di colore bruno scuro o nerastro. L'unità si estende da 9 - 10 m sino ad almeno 20 m dal p.c.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

In termini riassuntivi, quindi, la serie appare nettamente distinguibile tra la porzione superficiale (dal p.c. sino a 6 - 8 m dal p.c.), nella quale sono significative le granulometrie fini limose argillose, e la porzione inferiore (da 6 - 8 m sino ad almeno 20 m dal p.c.), nella quale divengono dominanti le granulometrie più grossolane, sabbiose e ghiaiose.

Al fine di verificare il modello stratigrafico descritto, ottenuto come detto sulla base di indagini eseguite in precedenza nel circondario, è stato eseguito un sondaggio geognostico nel centro del sito in esame. Il sondaggio è stato realizzato a secco con sonda a rotazione, ed ha raggiunto una profondità di 7.5 m dal p.c.; il foro è stato attrezzato a piezometro, con tubi microfessurati del diametro di 160 mm, ed è dotato di idoneo filtro drenante e cementazione superficiale. Il sondaggio ha mostrato la seguente successione stratigrafica:

- da 0.00 a 0.50 m dal p.c.: terreno vegetale scuro, limoso e sabbioso, con inclusi resti vegetali. L'orizzonte è attribuibile all'Unità 1.
- da 0.50 a 2.10 m dal p.c.: limi con sabbie leggermente argillosi, di colore avana. L'orizzonte è riferibile all'Unità 1.
- da 2.10 a 3.80 m dal p.c.: limi argillosi scuri con sfumature avana. L'orizzonte è riferibile all'Unità 1.
- da 3.80 a 6.50 m dal p.c.: sabbie limose finissime giallastre e avana. L'orizzonte è riferibile all'Unità 2.
- da 6.50 a 7.50 m dal p.c.: limi fortemente sabbiosi avana, con sfumature giallastre.

L'orizzonte è interpretabile come elemento di transizione tra l'Unità 2 e l'Unità 3.

Per quanto riguarda la idrogeologia del sito, esso è interessato da un acquifero freatico con caratteristiche di multistrato, che satura l'intera serie sopra descritta. L'acquifero è strettamente connesso all'evoluzione idrometrica del Biferno, nel senso che la sua superficie piezometrica è direttamente controllata dalle variazioni del livello idrometrico del fiume, che alterna un ruolo alimentante ad un ruolo drenante della falda. Le misurazioni effettuate nel piezometro eseguito nel sito hanno dato una profondità della superficie piezometrica di 3.50 m dal p.c.

#### Geotecnica

Le caratteristiche geotecniche del sottosuolo del sito corrispondono alla suddivisione proposta nel paragrafo precedente, tra la porzione più superficiale (Unità 1 ed Unità 2) e quella più profonda (Unità 3 ed Unità 4). Alle singole unità possono essere assegnati i seguenti parametri geotecnici, tenendo accuratamente conto che essi si riferiscono a stime medie eseguite sulle indagini reperite nel circondario. Si rammenta che la definizione di dettaglio delle caratteristiche geotecniche sarà eseguita a seguito delle indagini specifiche (12 sondaggi geognostici, di cui 6 attrezzati a piezometro, con relative prove penetrometriche dinamiche SPT, 10 prove penetrometriche statiche CPTU, prove geotecniche di laboratorio sui campioni di terreno prelevati in fase di indagine e relazione geologica e geologico tecnica a firma di professionista abilitato), previste in sede di progetto esecutivo.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Unità 1**

L'unità è caratterizzata da terreni di copertura, alterati per umificazione, molto compressibili, con caratteristiche geotecniche molto scadenti. E' previsto il loro sbancamento.

**Unità 2**

I terreni sono in falda. Lo stato di addensamento è sciolto. Sono proponibili i seguenti valori parametrici:

peso dell'unità di volume ( $\gamma$ ) = 1.90 t/mc

coesione ( $c'$ ) = 0.00 t/mq

densità relativa  $D_r$  = 0.3

angolo di attrito efficace  $\varphi'$  = 26°

**Unità 3**

I terreni sono in falda. Lo stato di addensamento è medio. Sono proponibili i seguenti valori parametrici:

peso dell'unità di volume ( $\gamma$ ) = 1.95 t/mc

coesione ( $c'$ ) = 0.00 t/mq

densità relativa  $D_r$  = 0.5

angolo di attrito efficace  $\varphi'$  = 32°

**Unità 4**

I terreni sono in falda. Lo stato di addensamento è denso. Sono proponibili i seguenti valori parametrici:

peso dell'unità di volume ( $\gamma$ ) = 2.10 t/mc

coesione ( $c'$ ) = 0.00 t/mq

densità relativa  $D_r$  = > 0.8

angolo di attrito efficace  $\varphi'$  = 38°

Per quanto attiene ai livelli limosi ed argillosi che compaiono come intercalazioni nella Unità 3 e nella Unità 4, sono proponibili i seguenti valori:

peso dell'unità di volume ( $\gamma$ ) = 2.00 t/mc

coesione drenata ( $c'$ ) = 2.00 t/mq

coesione non drenata ( $c_u$ ) = 25 t/mq

angolo di attrito efficace  $\varphi'$  = 22°

indice di consistenza = > 1.0

consistenza: dura.

**Qualità dei suoli**

Nel novembre del 2000, in fase di redazione dello Studio di Impatto Ambientale, è stata eseguita, su incarico del Nucleo Industriale di Termoli (CB), un'indagine di caratterizzazione finalizzata a definire la qualità del terreno presso il sito prima dell'installazione dell'impianto in progetto.

Le indagini hanno compreso la realizzazione di 8 pozzetti esplorativi spinti alla profondità di 1 m da p.c. e di 1 sondaggio geognostico a carotaggio continuo attrezzato con tuba piezometrico spinto fino alla profondità di mt.7.50 dal p.c. per il rinvenimento della falda idrica.

In detti pozzetti sono stati prelevati campioni di terreno indisturbati e nel foro di sondaggio piezometrico oltre ai campioni di terreno indisturbato, sono stati prelevati due campioni d'acqua



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

denominati C1 (acqua prelevata con Bailer) e C2 (acqua prelevata con pompa aspirante). Inoltre, su due mucchi di terreno sono stati prelevati due campioni di terreno. E' stato anche prelevato un campione di acqua di falda in modo istantaneo in condizioni statiche in superficie. Tutti questi prelievi sono stati sottoposti ad analisi chimiche.

L' area allo studio esita nell'ambito del nucleo industriale, nella Contrada denominata Rivolta del Re. Unitamente ai tecnici del Nucleo industriale è stato eseguito un sopralluogo, durante il quale sono stati ubicati i pozzetti geognostici, il sondaggio piezometrico ed i mucchietti di terreno su cui prelevare i campioni.

Le analisi chimiche sui campioni di terreno nonché di acqua prelevati nel corso delle indagini sono state condotte dal laboratorio del Consorzio Industriale della Valle del Biferno. Tramite queste analisi, è stata determinata nei campioni di terreno la concentrazione di:

- metalli pesanti (arsenico, cadmio, cromo totale, mercurio, nichel, piombo, rame);
- composti organici aromatici (benzene, toluene, etilbenzene, stirene, p-xilene);
- idrocarburi policiclici aromatici;
- solventi clorurati;
- fenoli e clorofenoli;
- fitofarmaci;
- idrocarburi totali.

Nei campioni di acque è stata determinata la concentrazione di:

per C1: • composti organici aromatici (benzene, toluene, etilbenzene, stirene, p-xilene);

per C2: • metalli pesanti (arsenico, cadmio, cromo totale, rame);

- composti organici aromatici (benzene, toluene, etilbenzene, stirene, p-xilene);
- fenoli e clorofenoli;

Nel campione di acqua di falda è stata determinata la concentrazione di:

- metalli pesanti (mercurio, nichel, piombo);
- idrocarburi policiclici aromatici;
- solventi clorurati;

Tutti i risultati analitici mostrano concentrazioni dei composti ricercati non ricercati non rilevabili (in quanto inferiori al limite detentivo) o comunque inferiori ai valori limite menzionati dalla Tabella 1, Allegato 1 del DM 471/99.

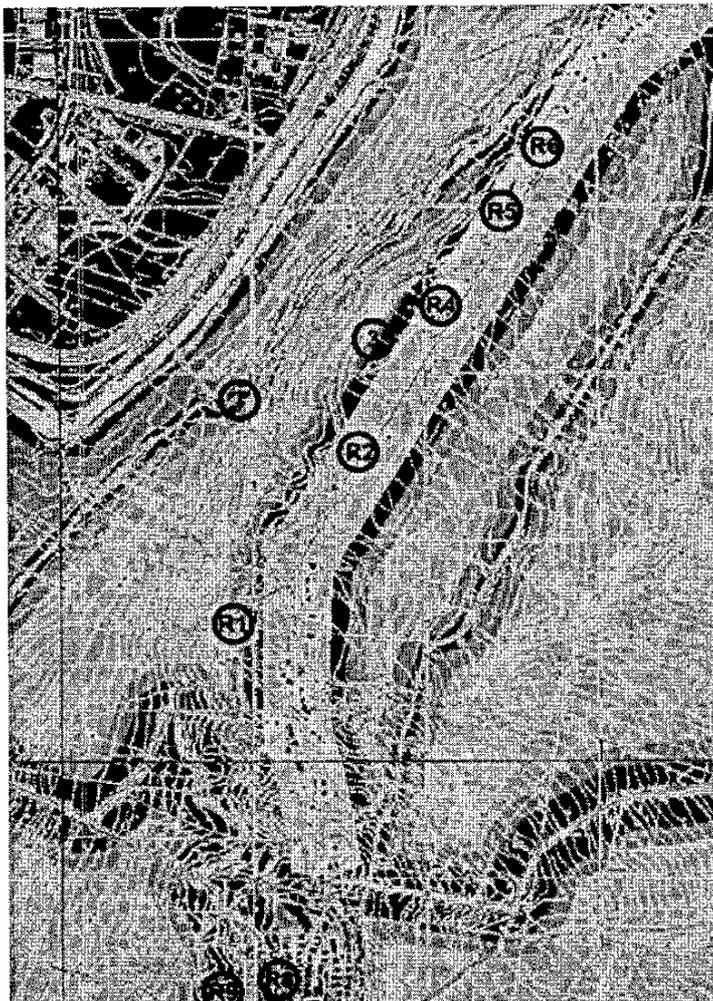
#### **5.2.4 Rumore e vibrazioni**

I Comuni di Termoli, di Campomarino e di Portocannone non hanno ancora provveduto alla zonizzazione acustica del territorio. Il Gestore ha assunto, come valori di immissione, quelli definiti dal D.P.C.M. 01/03/1991.

A seguito di specifica richiesta di integrazione, il Gestore ha formulato un'ipotesi di zonizzazione acustica ed effettuato un confronto tra i limiti di immissione rilevati e quelli previsti nelle tabelle del DPCM 14/11/97.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**



PROPOSTA DI  
**ZONIZZAZIONE ACUSTICA**  
Area Stabilimento SORGENIA

CLASSIFICAZIONE DEL TERRITORIO

	CLASSE VI - Area portuale e industriale
	CLASSE V - Fascia di via secondaria e viabilità
	CLASSE III - Area di abitazione
	CLASSE II - Fascia di area agricola libera
	CLASSE I - Area pianificata
	CLASSE IV - Area di interesse storico-culturale

- R - Ricevitore
- 7 - Punto di controllo



progetto: 2010  
anno: 2010  
scale: Tav. 0

La proposta di zonizzazione acustica parte dall'inserimento:

- in Classe VI dell'Area del consorzio industriale di Termoli;
- in Classe V della strada Portocannone - Campomarino (fascia 100 per lato);
- in Classe IV della viabilità secondaria (fascia di 50 m);
- in Classe III dell'abitato di Portocannone;
- in Classe II delle aree agricole libere.

### 5.2.5 Rifiuti

Piano Regionale Smaltimento dei Rifiuti Solidi L.R. n.6 del 8/3/1984 e successivo adeguamento al D.M. n. 559/1987.

### 5.2.6 Siti archeologici

L'area sembra non essere interessata da siti di interesse archeologico. In ogni caso il Ministero per i Beni Culturali ha imposto, nel decreto VIA, una serie di rigide prescrizioni relativamente le fasi di costruzione dell'impianto.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**5.2.7 Classificazione sismica**

L.R 20 Maggio 2004 n.13 "Riclassificazione sismica del territorio regionale e nuova normativa sismica". Il comune di Termoli appartiene alla zona 3.

**5.2.8 Aree protette**

Il Molise non ha mai recepito la legge quadro 394/91 sulle aree protette. Sul territorio della provincia di Campobasso è stato posto un vincolo di uso su 11 aree tra cui la foce del Biferno verso Campomarino Termoli come oasi di protezione faunistica.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA**

L'impianto oggetto della domanda AIA è quello descritto nel capitolo 3.

Il Gestore, il 28/01/2010 (prot. n. POW/GEN/SG/2010/0002) e registrato al MATTM con prot. n. DVA-2010-0002133 del 2 febbraio 2010, ha trasmesso al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, una nota avente ad oggetto "*Comunicazione modifica d'impianto ai sensi dell'art.10 del D.Lgs. 59 del 18/02/2005 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento"*" con la quale comunicava che, con l'obiettivo di ridurre le emissioni in atmosfera Sorgenia Power sostituirà, nel corso delle attività di manutenzione periodica dell'impianto, gli attuali bruciatori delle turbine a gas denominati DLN 2.0+ con quelli di ultima generazione denominati DLN 2.6. Tali bruciatori consentiranno di ridurre a 30 mg/Nm<sup>3</sup> le emissioni di NOx garantendo allo stesso tempo gli stessi valori di CO e la riduzione del minimo tecnico ambientale dell'impianto così come definito dalla lettera ee), comma 1, art.268 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. I bruciatori sono stati sostituiti nei primi mesi del 2010. Il minimo tecnico, dal 26 aprile 2010, è pari a 75 MW.

Il Gestore ha chiesto, inoltre, di prendere in considerazione le suddette informazioni nell'ambito dell'istruttoria per il rinnovo e gestirle come "modifiche d'impianto" ai sensi della lettera m) comma 1, art.2 del D.Lgs. 59/05.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC**

Questo capitolo è dedicato alla verifica dei criteri IPPC con il confronto fra le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) per la riduzione integrata dell'inquinamento e le soluzioni impiantistiche adottate nella Centrale Termoelettrica di Termoli.

Le MTD prese in considerazione in questa sede sono quelle individuate nelle Linee Guida Nazionali e nei BREF comunitari e sono riportate nella tabella seguente.

[1]	<i>Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006</i>
[2]	<i>Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, GU n.135 del 13 giugno 2005, S.O. 107 (Decreto 31 gennaio 2005)</i>
[3]	<i>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)</i>
[4]	<i>Reference Document on Industrial Cooling Systems (CVS) - Dicembre 2001</i>
[5]	<i>DECRETO MINISTERIALE 1 ottobre 2008 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 (G.U n. 51 del 3 marzo 2009 Suppl. Ordinario n. 29)</i>
[6]	<i>Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector (CWW) - February 2003</i>

### **7.1 Sistema di gestione ambientale**

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sul sistema di gestione ambientale.

<b>Sistemi di gestione ambientale (BREF Large Combustion Plants - 2006; pagg. 154-155)</b>
<b>MTD:</b> Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale
<b>Stato:</b> Applicata La Centrale Sorgenia Power ha adottato un SGA ISO14001 conseguita in data 26/06/2008 (scadenza il 25/06/2011) ed è certificata EMAS conseguita il 20/10/2008 (scadenza il 26/06/2011).

### **7.2 Uso efficiente dell'energia**

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sull'efficienza energetica.

<b>Efficienza termica - Combustibili gassosi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 478)</b>
<b>MTD:</b> Per impianti di combustione a gas, l'applicazione di turbine a gas in ciclo combinato e cogenerazione (CHP) è il mezzo tecnicamente più efficiente di incremento dell'efficienza energetica (utilizzo combustibile) di un sistema di produzione di energia.
<b>Stato:</b> applicata



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Si considerano assetti cogenerativi quelli che rispettano le previsioni della delibera della AEEG 42/02 aggiornata dalla delibera 296/05.

L'impianto adotta la tecnologia del Ciclo termico combinato a gas. Come forma di cogenerazione di calore è prevista la cessione a Ditta Flexsys di vapore di processo (attivato nel 2008).

La quantità di vapore ceduto nel 2008 e nel 2009 è pari rispettivamente a 20.582 t e 12.555 t.

Tali quantità non permettono di funzionare in assetto cogenerativo definito dalla delibera dell'AEEG 42/02.

Ciò nonostante la fornitura di vapore allo stabilimento limitrofo ha permesso di ottimizzare i consumi di energia primaria utilizzata complessivamente dal Consorzio per lo sviluppo industriale della valle del Biferno in quanto ha permesso di non far più funzionare le caldaie di vecchia concezione ubicate presso lo stabilimento.

In ogni caso dal punto di vista tecnico vi è la possibilità di collegare ulteriori utenze termiche tali da far funzionare la centrale in assetto cogenerativo.

**Efficienza termica – Combustibili gassosi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 478)**

**MTD:** *Raggiungimento dei seguenti livelli di rendimento elettrico in condizioni ISO, in assetto non cogenerativo: 54-58%.*

**Stato: Applicata**

Il rendimento medio dell'impianto nel corso del 2007 è stato del 56,7% (energia elettrica prodotta / energia totale immessa in turbina calcolata sul potere calorifico inferiore del gas).

**Efficienza termica – Combustibili gassosi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 478)**

**MTD:** *L'uso di sistemi avanzati di controllo computerizzati al fine di raggiungere una elevata performance della caldaia con il miglioramento delle condizioni di combustione che supporti la riduzione delle emissioni.*

**Stato: Applicata**

Il Gestore, nell'Allegato n. 1 della nota prot. POW/GEN/SG/2010/0002 del 28/01/2010 relativa alla descrizione di dettaglio del sistema dei bruciatori DLN 2.6+ di ultima generazione che si intende installare nel corso delle attività di manutenzione periodica dell'impianto, riferisce che, per quanto riguarda le modifiche al software e hardware di controllo, al fine di permettere l'implementazione del DLN 2.6+ è necessaria la modifica dell'hardware e del software di controllo attualmente installati in funzione delle differenti apparecchiature installate in campo (come ad esempio l'ulteriore valvola del gas) e dei differenti parametri e sequenze di funzionamento del DLN 2.6+ rispetto agli attuali bruciatori DLN 2.0+.

**Efficienza termica – Combustibili gassosi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 478)**

**MTD:** *L'incremento di efficienza può essere ottenuto pre-riscaldando il gas naturale prima che sia inviato alla camera di combustione o ai bruciatori. Il calore può essere ottenuto da sorgenti a bassa temperatura come ad esempio i gas esausti derivanti da raffreddamento o da altri processi rigenerativi.*

**Stato: Applicata**

Il Gestore afferma che, dopo la riduzione, una parte di gas viene inviata alle utenze minori (caldaie per il riscaldamento degli ambienti) mentre l'altra viene utilizzata da due riscaldatori che portano la temperatura del gas (prima di essere inviato alle due turbine a gas) a circa 185°C.

Una minima parte del gas viene utilizzata dalla caldaia ausiliaria per garantire le fasi di avviamento dell'impianto.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

### 7.3 Utilizzo di materie prime

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sull'utilizzo delle materie prime.

**Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 477)**

**MTD:**

*Utilizzo efficiente della risorsa:*

- usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme per le perdite di gas (emissioni fuggitive).

**Stato: Applicata**

Le tubazioni di consegna e trasporto del gas all'interno dello stabilimento sono installate fuori terra e in posizione facilmente accessibile allo scopo di verificare eventuali perdite. 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.

**Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 477)**

**MTD:**

*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 applicata**

Il Gestore la ritiene non vantaggiosa per l'impianto in esame e fa presente che 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 differenza di pressione risulta troppo limitata. Infatti la differenza tra la pressione del gas nel metanodotto (valore medio: 50 bar) e quella all'ingresso delle turbine a gas (34 bar) è pari a circa 17 bar pertanto il beneficio economico e ambientale conseguente è stato giudicato irrilevante a fronte del costo di investimento, della maggiore complessità impiantistica e dell'incremento del livello di rumore conseguente. L'analisi dettagliata della convenienza economica ed ambientale dell'intervento è stata effettuata in fase di VIA. Vedere SIA - INTEGRAZIONI Allegato 7.

**Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 477)**

**MTD:**

*Utilizzo efficiente della risorsa:*

- preriscaldamento del gas attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia

**Stato: Applicata**

Il gas naturale prima di essere inviato in turbina viene preriscaldato alla temperatura di 184 °C, attraverso il recupero del calore contenuto dell'acqua dell'economizzatore di media pressione.

**Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 477)**

**MTD:**

*Preferire l'utilizzo di ammoniaca in soluzione allo scopo di ridurre il rischio di incidenti.*



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Stato: Applicata**

Il progetto prevede l'uso di ammoniaca in soluzione al 19%. Dato che non è previsto l'uso di sistemi SCR (Riduzione Selettiva Catalitica degli ossidi di azoto) le quantità stoccate sono modeste (max. 1 mc).

**Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 395)**

**MTD:**

- *I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento deve essere progettato per contenere tutto o parte del volume (dal 50% al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dei serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere visibile su display e associato agli allarmi in uso. I serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.*
- *Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente ed in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrate, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrate devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).*
- *Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possono essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.*

**Stato: Parzialmente applicata**

Il serbatoio di gasolio è fuori terra ed è dotato di bacino di contenimento, di cui il Gestore non fornisce le dimensioni volumetriche.

Il Gestore non ha fornito informazioni sul posizionamento delle tubazioni (interrate e/o fuori terra) di collegamento ai serbatoi e sui sistemi di sicurezza per esse adottate.

Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possono essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione vengono inviate e trattate nell'impianto di disoleazione.

## **7.4 Aria**

Di seguito si riporta la tabella di sintesi contenente i dati dichiarati dal Gestore, i limiti di legge e le prestazioni associate alle MTD (per gli **impianti nuovi**, così come dichiarato dal Gestore nella scheda D3), così come indicati nel BRef LCP e nelle Linee guida nazionali per i grandi impianti di combustione (LG GIC) DM 1/10/2008. Il limite autorizzato si riferisce a quanto prescritto dal Decreto MAP n. 55/01/2002 del 6 dicembre 2002, coerente a quanto prescritto dal DEC/VIA/7584 del 3 settembre 2002, ed è inteso come valore medio orario.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Gruppi turbogas (TG1 e TG2)**

Inquinante	Valore medio anno 2007	Limite autorizzato	Limiti di Legge (D.Lgs. 152/06) (O <sub>2</sub> =15%)	Prestazioni MTD	MTD considerate	Stato applicativo
SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	TG1: 0,5 TG2: 0,5 (S)	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h	< 10	Rif. Bref LCP, pag. 479: I livelli di emissione di SO <sub>2</sub> derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 10 mg/Nm <sup>3</sup> (15% O <sub>2</sub> ) senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.	Il Gestore afferma che l'impianto utilizza gas naturale quale combustibile sia in fase di avviamento sia in fase di esercizio normale.
NOx (mg/Nm <sup>3</sup> )	TG1: 26,9 TG2: 28,9	50	50* η/35 (η>35%) (*)	20-50	Rif. LG GIC, par. 4.2.6, tab. 18 (impianto ciclo combinato nuovo senza postcombustione): ▪ DLN; SCR	Vengono adottati combustori a premiscelazione di tipo DLN. Le prestazioni sono all'interno del range indicato dalle MTD.
				20-50	Rif. Bref LCP, pag. 482, tab. 7.37 (impianto ciclo combinato nuovo senza postcombustione): • DLN o SCR; • monitoraggio in continuo	
CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	TG1: 5,6 TG2: 4,6	30	100	5-100	Rif. LG GIC, par. 4.2.6, tab. 18 (impianto ciclo combinato nuovo senza postcombustione): • DLN; SCR	Vengono adottati combustori a premiscelazione di tipo DLN. Le prestazioni sono all'interno del range indicato dalle MTD.
				5-100	Rif. Bref LCP, pag. 482, tab. 7.37 (impianto ciclo combinato nuovo senza postcombustione): • DLN o SCR; • monitoraggio in continuo	
polveri (mg/Nm <sup>3</sup> )	TG1: 0,05 TG2: 0,05 (S)	-	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h	< 5	Rif. Bref LCP, pag. 479: I livelli di emissione di polveri derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al disotto di 5 mg/Nm <sup>3</sup> senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.	L'impianto utilizza gas naturale quale combustibile sia in fase di avviamento sia in fase di esercizio normale.

**NOTE:**

(\*) La formula proviene dall'Allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte II, Sezione 4, lett. B, punto 2 che prevede, nel caso specifico di η = 37%, il **limite di 52.8 mg/Nm<sup>3</sup>**. Inoltre, l'Allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte II, Sezione 4, lett. B, punto 2.2 prevede che "in fase di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale l'autorità competente può applicare alle turbine a gas di potenza termica nominale maggiore o uguale a 300 MW un valore



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

limite di emissione medio giornaliero per gli ossidi di azoto pari a  $30 \text{ mg/Nm}^3$ , in funzione delle prestazioni effettivamente conseguibili dall'impianto".

**Efficienza termica – Combustibili gassosi (BREF Large Combustion Plants - 2006; pag. 482)**

**MTD RELATIVE ALLE EMISSIONI DI NO<sub>x</sub> E CO:**

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).

**Stato: Applicata**

Gli standard locali di qualità dell'aria non richiedono livelli di emissione inferiori a quelli di Tab. 7.37 a pag. 482 del BRef LCP - 2006; l'impianto non è situato in area urbana densamente popolata; lo stato attuale di qualità dell'aria relativo agli ossidi di azoto risulta ampiamente conforme con gli standard di qualità dell'aria vigenti come evidenziato nella relazione in ALL. D6.

## 7.5 Ciclo di Raffreddamento

**Riutilizzo del calore**

**MTD (BREF CVS pag. 121):**

Privilegiare il massimo riutilizzo del calore e la massima efficienza energetica.

**Stato: Applicata**

La tecnologia impiantistica proposta è quella che consente la massima efficienza energetica. E' previsto il recupero di calore di processo nei limiti del fabbisogno delle aziende circostanti.

**Requisiti di processo**

**MTD (BREF CVS pag. 122, tabella 4.1):**

Approccio primario alla soluzione MTD in funzione della temperatura di raffreddamento:  
Per  $T < 25^\circ\text{C}$  → raffreddamento ad acqua;  
Per  $T$  tra  $25$  e  $60^\circ\text{C}$  → non evidente (sito specifico).

**Stato: Applicata**

La temperatura di raffreddamento è compresa tra  $25$  e  $35^\circ\text{C}$ . La scelta del raffreddamento ad acqua risulta compatibile, se messa a confronto con altre tecnologie in funzione delle caratteristiche del sito.

**Caratteristiche del sito**

**MTD (BREF CVS pag. 123, tabella 4.2):**

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 umido, con ricircolo.

**Incremento dell'efficienza energetica**

**MTD (BREF CVS pag. 126, tabella 4.3):**

Criteri MTD per l'incremento dell'efficienza applicabili agli impianti ad umido:

- Utilizzo di torri a circolazione naturale ove l'impatto paesaggistico non è problematico;
- Utilizzo di sistemi parzializzabili;
- Modulazione del flusso d'aria;
- Pulizia delle superfici con trattamenti appropriati;
- Utilizzo di pompe e ventilatori a basso consumo energetico.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Stato: Applicata**

- a) Tecnologia non utilizzata a causa del rilevante impatto visivo e dello spazio richiesto;
- b) Le torri di raffreddamento sono costituite da celle parzializzabili in funzione del fabbisogno;
- c) Il flusso d'aria delle torri è parzializzabile sul numero di torri in funzione e sulla modulazione delle serrande della sezione dry;
- d) Previsto trattamento e monitoraggio;
- e) Previste pale dei ventilatori con profilo aeronautico, sistemi di trasmissione con ingranaggi con rendimento elevato; pompe ad elevata efficienza.

**Riduzione del consumo di acqua**

**MTD (BREF CVS pag. 127, tabella 4.4):**

*Criteri MTD per la riduzione dei consumi idrici applicabili agli impianti ad umido (selezione dei criteri applicabili a torri evaporative non convettive)*

- a) Evitare l'utilizzo di acqua di falda;
- b) Applicare ricircolo;
- c) Adottare sistemi ibridi in caso di problematiche relative al pennacchio, accettando una riduzione dell'efficienza;
- d) Ottimizzare i cicli di concentrazione.

**Stato: Applicata**

- a) Non è impiegata acqua di falda;
- b) E' previsto il ricircolo;
- c) E' stata introdotto un'ottimizzazione gestionale per la riduzione del pennacchio tramite batterie di riscaldamento con modesta perdita di rendimento (circa 0.15%);
- d) E' stato ottimizzato il numero di cicli di concentrazione in modo da massimizzare il ricircolo compatibilmente con l'accettabilità delle acque di scarico. Il numero di cicli di concentrazione nel corso del 2007 è risultato pari a 7.

**Riduzione dello scarico di sostanze nocive in acqua**

**MTD (BREF CVS pag. 129):**

- a) Identificare condizioni di processo;
- b) Identificare caratteristiche delle acque;
- c) Selezionare le appropriate caratteristiche dei materiali degli scambiatori e delle altre parti del sistema;
- d) Identificare i requisiti prestazionali del sistema;
- e) Selezionare il sistema di trattamento chimico che presenta i minori impatti per l'ambiente;
- f) Applicare il sistema di selezione del biocida;
- g) Ottimizzare il dosaggio tramite il monitoraggio delle condizioni del sistema.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Stato: Applicata**

- a) b) L'identificazione delle condizioni di processo e delle caratteristiche delle acque sono state effettuate in fase di progetto.
- c) Al fine di minimizzare i fenomeni di corrosione, le parti a contatto con l'acqua di raffreddamento (fascio tubero condensatore e gli scambiatori a piastre del ciclo chiuso) sono stati realizzati in acciaio A316L. Il circuito acqua di torre è realizzato in vetroresina, materiale che impedisce la realizzazione di correnti parassite e quindi fenomeni di corrosione.
- e) f) g) In fase di progettazione sono stati valutati i parametri chiave del processo (meccanici, operativi, chimici), inseriti in un modello matematico/statistico per definire il migliore trattamento in termini di minimizzazione dei consumi di sostanze chimiche, di acqua e prevenzione da sporco, corrosione e biofouling. Il biocida è stato scelto ottimizzando efficacia con impatto ambientale. E' previsto il monitoraggio e controllo in continuo dei trattamenti e delle performance operative (corrosione, sporco, crescita biologica).

**MTD (BREF CVS pag. 133-134, tabella 4.7):**

*MTD per la riduzione dello scarico di sostanze nocive in acqua attraverso l'ottimizzazione del trattamento (selezione dei criteri applicabili a torri evaporative non convettive):*

- a) Ridurre la necessità di trattamenti attraverso il monitoraggio e il controllo;
- b) Evitare l'uso di composti a base di cromo, mercurio, composti organometallici, mercaptobenzotiazolo;
- c) Evitare trattamenti shock con sostanze biocide diverse da: cloro/bromo/ozono/acqua ossigenata.
- d) Operare con pH tra 7 e 9 per ridurre il consumo di ipoclorito;
- e) Adottare bio filtrazione "side stream";
- f) Ridurre l'emissione di biocidi facilmente idrolizzabili, chiudendo il blowdown dopo il dosaggio.

**Stato: Applicata**

- a) Il dosaggio degli additivi è effettuato sulla base dei risultati delle analisi della qualità delle acque;
- b) Non sono utilizzate le sostanze indicate;
- c) Il trattamento è eseguito con ipoclorito (agente efficace: cloro);
- d) Si opera con pH compresi tra 6.7-7.3;
- e) Si è adottata filtrazione grossolana;
- f) L'utilizzo di dosaggi a shock di solo ipoclorito di sodio ha permesso di avere cloruri ben al di sotto dei limiti di legge.

**Riduzione delle emissioni in aria**

**MTD (BREF CVS pag. 135, tabella 4.8):**

*MTD per la riduzione delle emissioni in aria (selezione dei criteri applicabili a torri evaporative non convettive):*

- a) Evitare la ricaduta del pennacchio (plume) a terra agendo sull'altezza delle torri e sulla velocità dell'aria;
- b) Applicare tecniche di riduzione del pennacchio tramite ibridizzazione o postriscaldamento;
- c) Evitare l'uso di amianto o di legno trattato con sostanze tossiche;
- d) Posizionare le torri evaporative in posizione tale da evitare l'aspirazione dell'effluente da impianti di condizionamento dell'aria;
- e) Adottare "drift eliminators" tali da limitare il drift a meno di 0.001 % del flusso totale ricircolato.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

**Stato: Applicata**

- a) L'altezza delle torri e la velocità dell'aria in uscita garantiscono un innalzamento del pennacchio tale da evitare la ricaduta al suolo nelle ordinarie condizioni operative; è prevista inoltre la minimizzazione del pennacchio tramite batterie di post riscaldamento;
- b) Nel corso del 2007 sono state messe in servizio le batterie di post riscaldamento;
- c) Non sono utilizzati legno e amianto;
- d) Le torri sono situate ad elevata distanza da impianti di condizionamento;
- e) le torri sono munite di "drift eliminators" del tipo a più strati e con forme particolarmente corrugate. La percentuale di drift risulta dell'ordine del 0.0013 % del flusso totale ricircolato (valore calcolato nell'anno 2006).

**Riduzione delle emissioni di rumore**

**MTD (BREF CVS pag. 136, tabella 4.9):**

*MTD per la riduzione del rumore (selezione dei criteri applicabili a torri evaporative non convettive):*

- 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**

- a) Sono previste ventole di estrazione di largo diametro a bassa emissione acustica e velocità ridotta; ulteriore accorgimento è dato dall'utilizzo di profili aerodinamici a bassa emissione acustica;
- b) , c) Il sistema ventole / diffusori è ottimizzato e collaudato per rispettare gli stringenti limiti di emissione acustica al confine e presso i recettori.

**Riduzione del rischio perdite liquido**

**MTD (BREF CVS pag. 137, tabella 4.10):**

*MTD per la riduzione delle perdite di liquido (selezione dei criteri applicabili a torri evaporative non convettive):*

*Prevedere temperatura del metallo lato acqua di raffreddamento < 60°C per ridurre la corrosione.*

**Stato: Applicata**

La temperatura è < 60°C.

**Riduzione del rischio biologico**

**MTD (BREF CVS pag. 138, tabella 4.11):**

- a) *Ridurre l'irraggiamento luminoso all'interno delle torri;*
- b) *Evitare zone stagnanti e ottimizzare i trattamenti;*
- c) *Adottare pulizia combinata chimica e meccanica;*
- d) *Monitorare periodicamente la presenza di patogeni;*

**Stato: Applicata**

- a) Non attuato;
- b) Non esistono zone stagnanti. Effettuata modifica punto di dosaggio di sostanze chimiche per migliorare la miscelazione dello stesso.
- c) Il monitoraggio della legionella viene effettuato con cadenza semestrale sia nell'acqua di ricircolo che nell'acqua di reintegro. In caso di fermo impianto prolungato viene effettuata una pulizia approfondita e una disinfezione.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

## 7.6 Acqua

### Acque di processo

*MTD (BREF LCP pag. 473): Utilizzo di sistemi di neutralizzazione e sedimentazione<sup>2</sup> per le acque di lavaggio del sistema di rigenerazione delle resine per la produzione di acqua demineralizzata e dei "condensate polishers".*

*Beneficio ambientale: Riduzione acqua scaricata.*

#### **Stato: Applicata**

Le acque reflue indicate sono trattate in una vasca di neutralizzazione e sedimentazione. Il Gestore dichiara che non sono presenti sistemi di "condensate polisher" viste le caratteristiche dell'acqua in ingresso.

*MTD (BREF LCP pag. 473):*

*Per il lavaggio delle caldaie, 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 la sostituzione con metodi di pulizia a secco.*

*Beneficio ambientale: Riduzione acqua scaricata*

#### **Stato: Non applicata**

Il Gestore dichiara che tale MTD non è ritenuta vantaggiosa per l'impianto in esame. Infatti, le acque di lavaggio della caldaia sono avviate al pretrattamento di neutralizzazione ma non sono gestite in ciclo chiuso. Il recupero di tale risorsa risulterebbe irrilevante rispetto ai consumi complessivi di centrale (<0.1 %).

### 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: Non applicata**

Il Gestore dichiara che tale MTD non è ritenuta vantaggiosa per l'impianto in esame. Infatti, la modesta quantità delle acque di dilavamento in relazione ai consumi di centrale (ca. 0,25%) non rende prioritario il recupero di tale risorsa. Le acque di dilavamento provenienti da aree potenzialmente contaminate sono smaltite in fognatura previo trattamento di sedimentazione e disoleazione.

*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**

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*

<sup>2</sup> Effetto cross media: produzione di fango che necessita di disidratazione prima di essere smaltito.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

*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**

Le acque meteoriche non contaminate vengono convogliate direttamente al canale consortile. Le acque meteoriche provenienti da aree potenzialmente contaminate sono smaltite in fognatura previo trattamento di sedimentazione e disoleazione e non vengono utilizzate come acque di processo.

*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; BOD<sub>5</sub> 2-20 mg/ e COD 30-125 mg/l.*

**Stato: Informazione assente**

Le acque contaminate da oli sono trattate in appositi impianti di disoleazione, di cui non si conoscono le caratteristiche tecniche. Non sono fornite le prestazioni.

**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**

La centrale dispone di un impianto per il trattamento biologico delle acque sanitarie, ma non si dispone dei livelli di emissione del BOD a valle del trattamento biologico.

## 7.7 Rifiuti

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulla gestione dei rifiuti.

**Corretta gestione dei 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.*

**Stato: Applicata**

La gestione e lo smaltimento dei rifiuti prodotti avviene secondo specifiche procedure emanate all'interno del Sistema di Gestione Integrato Qualità-Ambiente (A-GES-P-2) e nel rispetto della normativa vigente; inoltre sono rigorosamente controllati e monitorati il trasporto e lo smaltimento finale, che vengono eseguiti da aziende specializzate e autorizzate.

*MTD: Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.*

**Stato: Applicata**

Ogni rifiuto è identificato mediante un codice che fa parte di un elenco più comunemente noto come Catalogo Europeo dei Rifiuti (CER). In base alla normativa vigente, i rifiuti sono classificati, secondo l'origine, in: rifiuti urbani e rifiuti speciali e, secondo le caratteristiche di pericolosità indicate nell'allegato D del D. Lgs. n.152/06, in pericolosi e non pericolosi.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

### **7.8 Rumore**

Per la componente rumore associato agli impianti di combustione a gas naturale, il BRef "Large Combustions Plants -2006" non riporta BAT specifiche. Nel paragrafo 3.11 di tale BRef vengono però indicate le misure generalmente utilizzate per il controllo delle emissioni di rumore nei grandi impianti di combustione (indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato). Nel successivo paragrafo 7.1.11 dello stesso documento vengono inoltre riportate le tecniche generalmente utilizzate negli impianti di combustione a gas naturale per abbattere il rumore prodotto dai macchinari e/o dalle vibrazioni di questi ultimi. Tra le tecniche indicate vi sono ad esempio: il posizionamento delle turbine a gas e dei generatori in ambienti chiusi, l'aerazione degli ambienti chiusi con ventole a basso rumore, il posizionamento delle pompe di alimentazione dei bollitori in ambienti chiusi ecc.

Nella Centrale di Termoli (CB) le sorgenti di rumore sono state censite e caratterizzate.

### **7.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee**

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulla riduzione dei rischi da contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee.

<b>Riduzione contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee</b>
---

<i>MTD: Non vi sono sistemi specifici di MTD riferite agli impianti di combustione ma lo stoccaggio di combustibile liquido e dei prodotti chimici utilizzati per il condizionamento e trattamento delle acque e degli eventuali rifiuti potrebbe causare un inquinamento del suolo e sottosuolo.</i>
---

<i>Stato: Applicata</i>
-------------------------

Tutti i serbatoi installati nella Centrale sono dotati di bacini di contenimento.

I rifiuti sono raccolti e temporaneamente depositati in aree attrezzate con caratteristiche specifiche (pavimentazione, copertura, ecc.) alla tipologia di rifiuto che deve stoccare.

### **7.10 Prevenzione degli incidenti**

La Centrale è dotata di un piano di emergenza ed evacuazione della centrale, in cui sono previste le azioni da porre in atto per affrontare diverse tipologie di situazioni, tra le quali:

- incendio/esplosione presso la centrale;
- incendio / esplosioni sul metanodotto;
- fughe di gas, senza incendio o esplosione;
- fuoriuscita di prodotti/sostanze chimiche pericolose;
- incidenti chimici esterni di rilievo;
- gestione delle emergenze ambientali.

Sono state valutate le condizioni di emergenza connesse a tale tipo di incidenti. Risultano definiti i criteri comportamentali, le responsabilità ed il personale specificamente incaricato per le azioni da svolgere. Secondo la normativa di settore l'impianto termoelettrico è un impianto ritenuto a rischio d'incendio si dispone quindi dei necessari documenti di valutazione del rischio e del Certificato di Prevenzione Incendi.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

***7.11 Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività***

Vista la natura dell'impianto e la tipologia del combustibile utilizzato, gas naturale, il Gestore ritiene poco probabile la necessità di bonifiche dei suoli: ciononostante, al termine della vita dell'impianto, sarà eseguita una caratterizzazione del sottosuolo e della falda acquifera tale da evidenziare la necessità di eventuali interventi di risanamento.

Il sito potrà essere restituito alla sua forma iniziale e destinato a nuova attività produttiva o, compatibilmente con le indicazioni di pianificazione territoriale vigenti, anche ad uso agricolo.

I materiali di risulta derivanti dalla demolizione di strutture e opere civili possono essere stimati nelle seguenti quantità: calcestruzzo 40.000 m<sup>3</sup>, acciaio di orditura 4.000 t, acciaio per carpenteria 2.000 t.

Il Gestore stima il tempo di dismissione in circa un anno di attività.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **8. CONSIDERAZIONI FINALI**

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

- a) delle **dichiarazioni fatte dal gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni: *B (dati e notizie sull'impianto attuale)* ed *E (Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piani di monitoraggio)*;
- b) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- c) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;

motiva le proprie scelte prescrittive considerando che:

- L'impianto in esame è conforme ai criteri IPPC;
- L'impianto adotta sostanzialmente le MTD di riferimento previste nei BREF ad esso applicabili;

Pertanto il **GI della commissione IPPC, come descritto in premessa, propone all'Autorità Competente** di procedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni del piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

## **9. PRESCRIZIONI**

Il GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005, se saranno rispettate le prescrizioni e i VLE per gli inquinanti di seguito riportati.

Si precisa che i VLE e le prescrizioni proposti in questo parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D. Lgs 59/05. Restano ovviamente valide le norme settoriali pertinenti, tra le quali quelle del D.Lgs 152/06.

### **9.1 Capacità Produttiva**

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA, pari a 1344 MWt; tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'AC, ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'AC.

### **9.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime**

Il Gestore è autorizzato ad utilizzare solamente i combustibili e le materie prime, nella quantità massima prevista nella colonna "consumo alla capacità produttiva" della tabella 1 del paragrafo 4.3 del presente parere; quantità dichiarate dal Gestore in sede di domanda ed istruttoria AIA.

L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA è possibile previa comunicazione scritta all'AC nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico-fisiche delle nuove materie prime utilizzate.

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 ecc.);



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

- ♦ 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).
- ♦ Dovranno essere condotte verifiche sullo stato di tenuta dei serbatoi secondo le modalità previste nel PMC.

### **9.3 Emissioni in aria**

#### **9.3.1 Emissioni convogliate**

Nelle tabelle seguenti sono sintetizzati dati e informazioni relativi ai punti di emissione F1, F2 e F3 dell'impianto dichiarati dal Gestore, nonché i limiti emissivi AIA prescritti.

In particolare, nelle tabelle seguenti, per ciascun punto di emissione sono riportati:

- ♦ la descrizione dell'emissione;
- ♦ le caratteristiche costruttive del camino (altezza e area della sezione);
- ♦ le caratteristiche di esercizio (portata dei fumi alla capacità produttiva);
- ♦ gli inquinanti e le relative concentrazioni emesse alla capacità produttiva;
- ♦ le concentrazioni limite prescritte nel DLgs 152/2006;
- ♦ le concentrazioni raggiungibili applicando le MTD, ove previste<sup>3</sup>;
- ♦ i limiti AIA prescritti

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

- F4 e F5 - emissioni dai 2 riscaldatori della stazione di riduzione gas, della potenza nominale di 2.020 kW, alimentati a gas naturale - tali emissioni non sono sottoposte ad autorizzazione in quanto comprese nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14 del D.Lgs. 152/2006;
- F6 e F7 - emissioni dalle 2 caldaie per la produzione di acqua calda per tutti i locali della centrale, della potenza nominale max di 200 kW, alimentate a gas naturale - tali emissioni non sono sottoposte ad autorizzazione in quanto comprese nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14 del D.Lgs. 152/2006;
- F8 - emissioni dal gruppo elettrogeno di emergenza, alimentato a gasolio - tale emissione non è sottoposta ad autorizzazione in quanto compresa nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14 del D.Lgs. 152/2006;
- F9 - emissioni dalla motopompa diesel a servizio del sistema antincendio - tale emissione non è sottoposta ad autorizzazione in quanto compresa nell'elenco di cui all'art. 269, co. 14 del D.Lgs. 152/2006.

<sup>3</sup> Il riferimento alle MTD non è stato indicato per la caldaia ausiliaria, in quanto si tratta di un impianto di combustione con potenza termica inferiore ai 50 MW.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Sigla cammino	Coordinate geografiche	Descrizione	Caratteristiche del cammino		% O <sub>2</sub> in fumi anidri	Inquinant i emessi	Conc. inquinanti massima capacità produttiva (mg/Nm <sup>3</sup> )	Conc. limite da DLgs 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Prestazioni MTD (mg/Nm <sup>3</sup> ) (1)	Conc. limite autorizzata (mg/Nm <sup>3</sup> ) (2)	Limiti AIA					
			Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )												
F1	500.106 km E 4642.795 km N	Turbina a gas n. 1	55	28,26	15	NOx	27	52,8 (punto 2, lettera B sezione 4, parte II dell'Allegato II alla parte V)	20-50	50	30 mg/Nm <sup>3</sup> media giornaliera <sup>(3)</sup> per i primi sei mesi dal rilascio dell'AIA					
											CO	5,5	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	5-100	30	30 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria a partire dal settimo mese dal rilascio dell'AIA
											SO <sub>2</sub>	0,5	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	10	-	-
											polveri	0,05	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	-	-



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Sigla camino	Coordinate geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	% O <sub>2</sub> in fumi anidri	Inquinanti emessi	Conc. inquinanti massima capacitativa (mg/Nm <sup>3</sup> )	Conc. limite da DLgs 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Prestazioni MTD (mg/Nm <sup>3</sup> ) (1)	Conc. limite autorizzata (mg/Nm <sup>3</sup> ) (2)	Limiti AIA
			Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )								
F2	500.082 km E 4642.813 km N	Turbina a gas n. 2	55	28,26	1.612.005	15	NOx	27	52,8 (punto 2, lettera B sezione 4, parte II dell'Allegato II alla parte V)	20 - 50	50	30 mg/Nm <sup>3</sup> media giornaliera <sup>(3)</sup> per i primi sei mesi dal rilascio dell'AIA  30 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria a partire dal settimo mese dal rilascio dell'AIA
							CO	5,5	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	5 - 100	30	30 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria
							SO <sub>2</sub>	0,5	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	10	-	-
							polveri	0,05	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	-	-

(1) Il valore è inteso come media giornaliera

(2) Il valore è inteso come media oraria

(3) Il valore è inteso come media giornaliera, con un picco di media oraria pari a 37,5 mg/Nm<sup>3</sup>.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

Sigla camino	Coordinate Geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	% O <sub>2</sub>	Inquinanti emessi	Conc. inquinanti massima capacità produttiva (mg/Nm <sup>3</sup> )	Conc. limite da DLgs 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Conc. limite autorizzata (mg/Nm <sup>3</sup> ) (1)	Limiti AIA
			Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )							
F3	500.108 km E 4642.748 km N	Caldaia ausiliaria	15	0,39	5.700	3	NOx	84	350 (punto 1.3, parte III dell'Allegato I alla parte V)	150	150 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria
							CO	75		100	100 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria
							SO <sub>2</sub>	-	35 (punto 1.3, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-	-
							polveri	-	5 (punto 1.3, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-	-

(1) il valore è inteso come media oraria



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

I valori limite di emissione in atmosfera riportati nella precedente tabella si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, escluse le fasi di avviamento, di spegnimento e guasto.

In relazione ai due gruppi turbogas il Gestore dovrà effettuare le misurazioni in continuo delle emissioni di NO<sub>x</sub> (espressi come N<sub>2</sub>) e CO, nonché del tenore volumetrico di ossigeno, della temperatura, e della portata volumetrica dell'effluente gassoso. Le apparecchiature devono essere esercitate, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dall'Allegato VI alla parte V del D.Lgs. 152/06.

I metodi di misurazione di riferimento per calibrare i sistemi di misura automatici sono effettuati conformemente alla norma UNI EN 14181. I sistemi di misurazione continua sono soggetti a controllo mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, secondo quanto stabilito dalla norma EN 14181.

I valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non superano le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- monossido di carbonio 10%
- ossidi di azoto come NO<sub>2</sub> 20 %

I valori medi orari convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, dopo detrazione del valore dell'intervallo di fiducia trovato sperimentalmente.

Per i metodi di campionamento, analisi e valutazione delle emissioni, si rimanda a quanto indicato nel piano di monitoraggio e controllo.

L'impianto deve essere predisposto per consentire alle Autorità competenti il controllo periodico delle emissioni nonché per i controlli previsti dalla normativa vigente.

Inoltre si prescrive che:

- 1) per le misurazioni delle emissioni, durante le fasi di avvio/spegnimento, siano installati adeguati strumenti di misura in continuo delle quantità di NO<sub>x</sub> e CO. Il range di misura dovrà essere appropriato alle caratteristiche emissive sperimentate durante le fasi di avvio/spegnimento;
- 2) le quantità emesse per evento di avvio/spegnimento siano registrate e costituiranno elemento del reporting. I quantitativi emessi di NO<sub>x</sub> e CO dovranno essere riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spegnimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua ed andranno quindi, in quest'ultimo caso, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno);
- 3) a distanza di 3 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore trasmetta all'Autorità Competente il minimo tecnico e il tempo di avviamento e spegnimento minimo e massimo per ogni singolo Gruppo;
- 4) il Gestore predisponga un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni in massa nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- 5) sia misurato annualmente il contenuto di idrocarburi incombusti nelle emissioni per i primi due anni. In seguito ai risultati ottenuti nei primi due anni, nel PMC si prevederanno le tempistiche per gli anni successivi o la sospensione del controllo.

**9.3.2 Emissioni non convogliate**

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.

**9.4 Emissioni in acqua**

La Centrale di Termoli convoglia le acque reflue ai due seguenti punti di scarico:

- SF1: rete fognaria del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno;
- SF2: canale di bonifica n. 3 (corpo idrico superficiale artificiale), con recapito finale nel fiume Biferno.

Scarico SF1

Per le acque reflue convogliate al depuratore consortile del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno, il Gestore deve rispettare il Regolamento consortile e i limiti ivi riportati

Scarico SF2

Le acque meteoriche non contaminate (seconda pioggia) inviate al canale consortile (scarico SF2) devono rispettare la tabella 3 dell'allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006 (scarico in acque superficiali).

Si prescrive di produrre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, il risultato degli studi di fattibilità degli interventi in fase di studio, illustrati in occasione della riunione con il GI, volti ad ottenere una riduzione dell'acqua prelevata dal consorzio industriale, dell'acqua scaricata al depuratore consortile (scarico SF1) e del consumo di alcuni prodotti chimici.

**9.5 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee**

Si prescrive che:

- a) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria Centrale, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs 152/06. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Ente di Controllo.
- b) il Gestore deve garantire i seguenti principali accorgimenti per contenere potenziali fenomeni di contaminazione delle acque da sversamenti oleosi o sversamenti di materie prime:



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- b.1) le aree attorno a impianti/dispositivi/attrezzature contenenti e/o a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, dovranno essere ciascuna dotate di pozzetto di raccolta con sistema di pompaggio per l'invio delle acque oleose o degli spandimenti di olio all'impianto di trattamento;
- b.2) tutte le attrezzature con sistemi di lubrificazione ad olio, anche se localizzati in aree chiuse e protette dalla pioggia, devono essere dotati di bacini di contenimento dimensionati opportunamente in funzione dei potenziali sversamenti;
- b.3) tutti gli stoccaggi di materie prime devono essere dotati di bacini di contenimento opportunamente dimensionati per la raccolta di eventuali sversamenti.
- c) per quanto riguarda le acque sotterranee, il Gestore deve individuare l'ubicazione di idonei punti rappresentativi nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda con piezometri. La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Autorità Competente prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima. Le ulteriori modalità per l'esecuzione della procedura sono indicate nell'allegato Piano di Monitoraggio e di Controllo (PMC).
- d) Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria suscettibili di arrecare pregiudizio al suolo, sottosuolo e acque sotterranee.

## **9.6 Emissioni sonore**

Per l'impianto in esame è stata condotta dal Gestore un'indagine fonometrica nell'estate dell'anno 2007 che ha interessato 22 punti. L'indagine ha dimostrato che l'impianto, a pieno carico, in prossimità dei ricettori (R) non ha superato 52 db di giorno e 50 db di notte (paragrafo 4.8).

Non essendo stato adottato il Piano di Zonizzazione Acustica nei Comuni di Termoli, Campomarino e Portocannone, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del D.P.C.M. 01/03/1991, in funzione della classe di appartenenza ivi riportata, nonché quelli previsti nel DEC/VIA/7584 del 3 settembre 2002.

Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante campagne di misura, effettuate con l'impianto alla massima potenza e durante le fasi di avviamento e di arresto, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni e frequenze riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente per il controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente per il controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dalla Centrale.

Nell'eventualità che i Comuni interessati dai rumori provenienti dalla Centrale si dotassero di Piano di Zonizzazione Acustica, il Gestore, al posto dei soli limiti di accettabilità sopra imposti, sarà tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui al DPCM 14/11/97 in funzione della classe acustica di appartenenza:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI LIMITE DI EMISSIONE Leq in dB(A)		VALORI LIMITE ASSOLUTI DI IMMISSIONE Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	45	35	50	40
II - aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III - aree di tipo misto	55	45	60	50
IV - aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V - aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante campagne di misura, effettuate con l'impianto alla massima potenza e durante le fasi di avvio e di arresto, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni e frequenze riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente per il controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente per il controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

Dovranno altresì essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti differenziali di immissione limitatamente ai nuovi impianti che costituiscono modifica ai sensi della Circolare Ministro dell'Ambiente del 06/09/04.

Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al D.P.C.M. 14/11/1997 entro la data di scadenza dell'A.I.A.:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI DI QUALITA' Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	47	37
II - aree prevalentemente residenziali	52	42
III - aree di tipo misto	57	47
IV - aree di intensa attività umana	62	52
V - aree prevalentemente industriali	67	57
VI - aree esclusivamente industriali	70	70

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dalla Centrale.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

È prescritto, inoltre, un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.

### **9.7 Rifiuti**

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

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

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

#### **Deposito temporaneo**

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

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- ciascun area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- le aree di stoccaggio devono essere dotate di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici ovvero i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
- le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture, essere dotati di opportuni dispositivi antiriboccamento e contenimento ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.



**Parere Istruttorio Conclusivo**  
**Centrale Termoelettrica**  
**SORGENIA POWER S.P.A.**  
**di TERMOLI (CB)**

- i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antirabocciamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente.
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;
- il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

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

<b>RIFIUTI NON PERICOLOSI</b> <b>Area RNP - Superficie = 178 mq</b>	<b>Destinazione</b>	<b>Codice CER</b>	<b>Capacità produttiva (t)</b>
Fanghi delle fosse settiche	Smaltimento	200304	8,59
Imballaggi in plastica	Smalt/Recup	150102	10,64
Imballaggi in materiali misti	Smalt/Recup	150106	
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Smaltimento	150203	0,76
Soluzioni acquose di scarto (RNP2 e RNP3)	Smaltimento	161002	180,33
Imballaggi in legno	Recupero	150103	11,4
Ferro e acciaio	Recupero	170405	4,56
Imballaggi in carta e cartone	Recupero	150101	0,62
Toner per stampanti	Recupero	080318	0,01
Rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione	Recupero	170904	127,9
Plastica	Smaltimento	170203	1,41
Carbone attivo esaurito	Smaltimento	190904	3,46
Terre e rocce	Smaltimento	170504	124,2
Fanghi delle fosse settiche	Smaltimento	200304	8,59
Resine a scambio ionico	Smaltimento	190905	1,62
Cemento e materiale da demolizione di parti in cemento armato	Smaltimento	170101	3,46
<b>Totale</b>			<b>241,92</b>
<b>RIFIUTI PERICOLOSI</b> <b>Area RP - Superficie=12mq</b>			
Emulsioni non clorate	Recupero	130105	1,46
Scarti olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorate	Recupero	130205	5,49
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Smaltimento	150110	0,82



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

Assorbenti, materiali filtranti stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Smaltimento	150202	1,38
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Smaltimento	170603	3,47
Batterie e accumulatori	Recupero	160601	0,55
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Smaltimento	200121	2,15
<b>Totale</b>			<b>15,32</b>

### **9.8 Manutenzione ordinaria e straordinaria**

Si prescrive che:

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

### **9.9 Malfunzionamenti**

Si prescrive che:

- ♦ in caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verificino 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.

### **9.10 Eventi incidentali**

Si prescrive che:

- ♦ 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;



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

- ♦ 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.

### **9.11 Dismissioni e ripristino dei luoghi**

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. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate, in coerenza con quanto stabilito dal progetto definitivo di bonifica dei suoli.

## **10. PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI**

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

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.

## **11. DURATA RINNOVO E RIESAME**

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

<b>DURATA AIA</b>	<b>CASO DI RIFERIMENTO</b>	<b>RIFERIMENTO AL D.Lgs. 59/05</b>
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 ha registrato il proprio impianto ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001, l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 8 anni.



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del DLgs 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 DLgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

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

## **12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale Ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA 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 ed ARPA territorialmente competente, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione degli effetti ambientali generatisi.

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

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

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

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.

## **13. PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI**

Si raccomanda al gestore di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e al regolamento (CE) n. 761/2001.

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



**Parere Istruttorio Conclusivo  
Centrale Termoelettrica  
SORGENIA POWER S.P.A.  
di TERMOLI (CB)**

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

#### **14. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI**

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro per le Sviluppo Economico (MiSE) e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze (MEF), d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

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

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

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

#### **15. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

In virtù dell'art. 5, comma 14 del D.Lgs. n° 59/05 viene sostituita la seguente autorizzazione:

<b>Estremi atto autorizzativo</b>	<b>Ente competente</b>	<b>Data rilascio</b>	<b>Data scadenza</b>	<b>Norme di riferimento</b>	<b>Oggetto</b>
Decreto MAP n°55/01/2002	Ministero Attività Produttive	06/12/2002		Legge 9 aprile 2002, n°55	Autorizzazione Unica dell'impianto

#### **16. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO**

Dalla consultazione del sito <http://aia.minambiente.it> non risultano pervenute osservazioni da parte del pubblico.



## **PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

**GESTORE  
LOCALITÀ**

**SORGENIA POWER S.p.A.  
TERMOLI (CB)**

**REFERENTI ISPRA**

**Deanna De Taddeo  
Dott.ssa Francesca Giarolli  
Dott.ssa Céline Ndong**

**DATA DI EMISSIONE**

**20 gennaio 2011**

**NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**38**



**INDICE**

PREMESSA.....	4
1 FINALITA' DEL PIANO .....	4
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO .....	4
2.1 Obbligo di esecuzione del piano.....	5
2.2 Divieto di miscelazione .....	5
2.3 Funzionamento dei sistemi .....	5
3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	5
3.1 Consumi di materie prime .....	7
3.2 Consumi idrici .....	7
3.3 Produzione e consumi energetici.....	8
4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	8
4.1 Emissioni convogliate.....	9
4.1.1 Emissioni dai camini e prescrizioni relative.....	11
4.1.2 Monitoraggio dei transitori.....	13
4.1.3 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore .....	13
4.2 Emissioni non convogliate.....	14
4.2.1 Emissioni fuggitive.....	14
4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate .....	14
4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi 15 .....	16
5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	16
5.1 Identificazione degli scarichi idrici .....	16
5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici .....	18
6. MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE .....	18
6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio.....	18
6.2 Monitoraggio delle acque sotterranee.....	19
6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee.....	26
7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI .....	27
7.1 Metodo di misura del rumore .....	28
8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	29
9 ATTIVITA' DI QA/QC.....	29
9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).....	30
9.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi .....	30
9.3 Analisi delle acque in laboratorio .....	31
9.4 Campionamenti delle acque.....	31
9.5 Strumentazione di processo utilizzata ai fini della verifica di conformità .....	32
9.6 Controllo di apparecchiature .....	32
10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....	32
10.1 Definizioni .....	33
10.2 Formule di calcolo .....	33
10.3 Validazione dei dati .....	34
10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio .....	34
10.5 Eventuali non conformità .....	34



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

---

10.6	Obbligo di comunicazione annuale .....	34
10.6.1	Dati generali: .....	34
10.6.2	Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:.....	34
10.6.3	Consumi per l'intero impianto:.....	35
10.6.4	Emissioni per ogni gruppo - ARIA:.....	35
10.6.5	Immissioni - ARIA: .....	35
10.6.6	Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:.....	35
10.6.7	Immissioni - ACQUA:.....	35
10.6.8	Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:.....	35
10.6.9	Emissioni - RUMORE:.....	35
10.6.10	Eventuali problemi gestione del piano: .....	36
10.7	Gestione e presentazione dei dati .....	36
11	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO .....	37
11.1	Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione).....	38



# 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'Ente di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

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

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

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

### **1 FINALITA' DEL PIANO**

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

### **2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO**

#### **2.1 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.



## 2.2 *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.

## 2.3 *Funzionamento dei sistemi*

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

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

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

## 3 *APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME*

### 3.1 *Consumi di materie prime*

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: Consumi di sostanze e combustibili**

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	Turbine a gas	Contatori	Quantità totale	Sm <sup>3</sup>	Giornaliera	Registrazione su file
Gas naturale	Generatore di Vapore Ausiliario	Contatori	Quantità totale	Sm <sup>3</sup>	Giornaliera	Registrazione su file

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



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

Gasolio	Gruppo elettrogeno di emergenza e motopompa antincendio	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Olio	Macchine varie	Stima dei consumi a partire dal peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Registro fiscale per gli oli minerali UDT
Altre materie prime	Varie	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione a meno delle scorte	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, su richiesta, per il gas naturale e per il gasolio copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi utilizzati nonché, per entrambi i combustibili, annualmente, il relativo consumo annuo.

#### **Caratteristiche dei combustibili principali**

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

Per il gasolio deve essere prodotta, con cadenza annuale, 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.

**Tabella 2: Parametri caratteristici del gasolio**

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



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

### 3.2 Consumi idrici

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere registrato il consumo della stessa, contabilizzato mediante appositi contatori, distinguendo tra quella per uso domestico e quella per uso industriale. In particolare, il consumo di acqua per uso industriale (processo e raffreddamento) può essere misurato da un unico contatore per i primi 6 mesi dal rilascio dell'AIA, mentre, successivamente, dovrà essere contabilizzato separatamente il consumo dell'acqua di processo e dell'acqua di raffreddamento, compilando la seguente tabella.

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
Acquedotto ad uso industriale	Contatore in continuo	Processo	Quantità prelevata [m <sup>3</sup> ]	Mensile	Registrazione su file
Acquedotto ad uso industriale	Contatore in continuo	Raffreddamento	Quantità prelevata [m <sup>3</sup> ]	Mensile	Registrazione su file
Acquedotto ad uso potabile	Contatore in continuo	Igienico sanitario	Quantità prelevata [m <sup>3</sup> ]	Mensile	Registrazione su file

### 3.3 Produzione e consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo (autoprodotta e importata) di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella.

**Tabella 4: Produzione e consumi di energia elettrica**

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

Tutti i dati raccolti relativamente all'approvvigionamento e gestione materie prime dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

### 4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 4.1 Emissioni convogliate

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

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

**Tabella 5: Punti di emissione convogliata**

Punto di emissione	Descrizione	Capacità elettrica nominale (MW <sub>e</sub> )	km E	km N	Altezza (m)	Sezione uscita (m <sup>2</sup> )
Camino F1	GVR1 alimentato da TG1	Da comunicare da parte del Gestore	500.106	4642.795	55	28,26
Camino F2	GVR2 alimentato da TG2	Da comunicare da parte del Gestore	500.082	4642.813	55	28,26
Camino F3	Caldaia ausiliaria	Da comunicare da parte del Gestore	500.108	4642.748	15	0,39

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 F1 e F2 le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m<sup>2</sup> 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 F1, F2 e F3 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 e prescrizioni relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva tabella.

**Tabella 6: Parametri da misurare per le emissioni convogliate in atmosfera**

<b>Gruppi TG1+GVR1 e TG2+GVR2</b>				
<b>Punto di emissione</b>	<b>Parametro</b>	<b>Limite/ prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
F1 e F2	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Temperatura, pressione, tenore di ossigeno, portata dei fumi e tenore di vapore acqueo	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>2</sup>
		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. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale <sup>2</sup>
		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. Misura di NO <sub>x</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento



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

	SO <sub>2</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio per i primi due anni dal rilascio dell'AIA e successivamente ridefinizione della frequenza con l'Ente di Controllo sulla base dei risultati ottenuti	Registrazione su file
	CO <sub>2</sub>	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
	Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio per i primi due anni dal rilascio dell'AIA e successivamente ridefinizione della frequenza con l'Ente di Controllo sulla base dei risultati ottenuti	Registrazione su file
	COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio per i primi due anni dal rilascio dell'AIA e successivamente ridefinizione della frequenza con l'Ente di Controllo sulla base dei risultati ottenuti	Registrazione su file
	Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio per i primi due anni dal rilascio dell'AIA e successivamente ridefinizione della frequenza con l'Ente di Controllo sulla base dei risultati ottenuti	Registrazione su file



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

<b>Caldiaia ausiliaria</b>				
F3	Utilizzo gas naturale e tempo di utilizzo	Parametro operativo	Misura del flusso e della durata dell'evento ad ogni accensione	Registrazione su file di ogni accensione e, per ogni evento, quantità di combustibile consumato e tempo d'impiego
	Temperatura, pressione, tenore di ossigeno, portata dei fumi e tenore di vapore acqueo	Parametri operativi	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

I camini F1 e F2 devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per la misura delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO e, contestualmente, per la misurazione in continuo dei parametri di processo quali tenore d'ossigeno, temperatura, ecc.

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i turbogas e al 3% per la caldaia ausiliaria. La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

Relativamente alle emissioni che concernono le polveri, il Gestore dovrà valutare le frazioni di PM<sub>10</sub> e di PM<sub>2,5</sub>.

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 dei due gruppi di produzione. Tale piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari dei macroinquinanti indicati nella Tabella 6, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tutte le informazioni dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.



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

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

**Tabella 7: Monitoraggio dei transitori**

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

La stima delle emissioni per ciascun gruppo di produzione deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME, ove disponibile, 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 (freddo, tiepido e caldo), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

### 4.1.3 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

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

**Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi**

<b>Gruppi di emergenza e motopompa antincendio</b>		
<b>Parametro</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Utilizzo di gasolio	Misura/stima mensile dei quantitativi	Registrazione mensile su file della quantità di combustibile impiegato
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file
<b>Caldaie ausiliarie preriscaldamento gas</b>		
<b>Parametro</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Utilizzo di gas naturale	Misura continua del flusso	Registrazione su file
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gas naturale e misura del tempo di utilizzo	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di NO <sub>x</sub> e CO	Misura/stima semestrale	Registrazione su file

### 4.2 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.



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

**Tabella 9: Verifiche sfiati serbatoi**

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
		Verifica sfiati

#### 4.2.1 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.

#### 4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

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

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

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

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in Tabella 10 o con i metodi di riferimento.

**Tabella 10: Metodi di analisi in continuo**

Punto di emissione	Inquinante/ parametro fisico	Metodo
Camino F1 e F2	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 17
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 17
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039



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

	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 17.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spengimento turbine a gas la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO<sub>x</sub> e CO deve essere a doppia scala di misura (con fondo scala rispettivamente pari a 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita del produttore della turbina) o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

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

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

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

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

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub>. Allegato 1 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203".

**Norma UNI EN 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14791:2006** per SO<sub>2</sub>.

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> in flussi gassosi convogliati.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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

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

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

Norma UNI EN 13284-1 per le polveri a basse concentrazioni ( $<50 \text{ mg/Nm}^3$ ).

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

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

### 5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

#### 5.1 Identificazione degli scarichi idrici

La Centrale di Termoli è autorizzata a convogliare le acque reflue ai due seguenti punti di scarico:

- SF1: rete fognaria del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno, nel quale sono convogliati lo spurgo del circuito di raffreddamento e l'acqua proveniente dal Final Basin;
- SF2: rete di raccolta delle acque bianche con recapito finale nel fiume Biferno tramite canale di bonifica n. 3 (corpo idrico superficiale artificiale), nel quale sono convogliate le acque piovane non contaminate provenienti esclusivamente dai piazzali e dai pluviali.

Le coordinate geografiche dei due punti di scarico (coordinate UTM WGS84 – fuso 33) sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 11: Coordinate geografiche degli scarichi idrici**

Scarico	Est	Nord
SF1	499.919 km	4642.724 km
SF2	500.138 km	4642.659 km

#### 5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici

Sullo scarico SF1 dovranno essere effettuati, tenuto conto dei monitoraggi previsti dal Gestore, i controlli con le frequenze indicate nella seguente tabella. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

**Tabella 12: Controlli sullo scarico SF1**

Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
pH	Misura conoscitiva	Misura continua	Registrazione su file
Conducibilità	Misura conoscitiva	Misura continua	Registrazione su file



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

Temperatura	Misura conoscitiva	Misura ogni 4 giorni con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COD	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
BOD <sub>5</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
SST	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Alluminio	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Ferro	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Solfati	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Azoto ammoniacale	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Azoto nitroso	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Azoto nitrico	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura mensile con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Tutti gli altri parametri della tabella 3, allegato V, parte III, D. Lgs. 152/06 e s.m.i.	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

Sullo scarico SF2 dovranno essere effettuati, tenuto conto dei monitoraggi previsti dal Gestore, controlli semestrali, durante la fase di utilizzo, di tutti i parametri della tabella 3 dell'allegato V alla



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

parte terza del D.Lgs. 152/2006. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

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

### 6. MONITORAGGIO DI 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 13: Monitoraggio e controllo del serbatoio e delle linee di distribuzione del gasolio**

Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eseguire 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 deve individuare l'ubicazione di almeno tre punti rappresentativi nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda, con piezometri, secondo quanto riportato nella tabella seguente che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Ente di controllo prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività delle



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file.

**Tabella 14: Prescrizioni per acque sotterranee**

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, conducibilità, durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, solfati, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	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		
IPA		

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.

### 6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati per il monitoraggio delle acque di scarico e sotterranee.

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

**Tabella 15: Metodi di misura degli inquinanti nelle 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.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a $1/10^{\circ}\text{C}$ 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 $0,45 \mu\text{m}$ di diametro dei pori previa essiccazione a $103-105^{\circ}\text{C}$ .
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD <sub>5</sub>	APAT-IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a $20^{\circ}\text{C}$ per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD <sub>5</sub>
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 $600 \text{ nm}$
Azoto totale <sup>(1)</sup>	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 $\text{NH}_3$ 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 perossidossolfato, 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



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

	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)
	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 + 3080 EPA 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



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

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)
	APAT -IRSA 3010 + 3150 BI	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)
	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica



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

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)
	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



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

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 <sup>(2)</sup>	APAT-IRSA 5150 UNI 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 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS <sup>(3)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
$\Sigma$ pesticidi organo fosforici <sup>(5)</sup>	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
$\Sigma$ 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 <sub>2</sub> (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietyl-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fosfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fluoruri	APAT-IRSA 4100B EPA 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 cloramminaT
	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.



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

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 <sup>(6)</sup>	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 <sup>(7)</sup>	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
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno culturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC <sub>50</sub> nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Sommatória 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, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione deve essere almeno semestrale ed i relativi risultati devono essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

### 7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

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.
- 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							



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

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							
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.

**7.1 Metodo di misura del rumore**

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme 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.

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



**8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI**

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo in accordo a quanto previsto 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 m<sup>3</sup> e 20 m<sup>3</sup>), 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, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.

**Tabella 16: Monitoraggio depositi dei rifiuti**

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m <sup>3</sup> )	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file
<b>Totale</b>						----

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.

## 9 ATTIVITA' DI QA/QC

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

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

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

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

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

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

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Ente di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Ente di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà oggetto di manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

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

**Tabella 17: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione**

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%



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

Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le misure indicate nel "Protocollo di intesa Regione Molise – Provincia Campobasso –Ditta Energia Molise S.p.A., per le modalità di segnalazione, ai competenti organi di vigilanza, delle eventuali situazioni di superamento dei limiti di emissione e gli interventi da attuarsi sull'impianto in tali circostanze" approvato con Deliberazione di Giunta Regionale n. 542 del 3 maggio 2006.

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

### **9.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi**

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

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

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

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

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

### **9.3 Analisi delle acque in laboratorio**

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

<b>ANALITI INORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

**METALLI**



# ISPRA

## Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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

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

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

#### 9.4 Campionamenti delle acque

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

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

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

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

#### 9.5 Strumentazione di processo utilizzata ai fini della verifica di conformità

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

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



# ISPRA

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

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

### **9.6 Controllo di apparecchiature**

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

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

## **10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

### **10.1 Definizioni**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

- Se il numero finale è 6, 7, 8 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.

### **10.2 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:

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

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm<sup>3</sup>;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in Nm<sup>3</sup>/mese;

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

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

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

$Kg_{\text{anno}}$  = chilogrammi emessi anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro;

$F_{\text{misurato}}$  = 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.

### **10.3 Validazione dei dati**

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



# ISPRA

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

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.

### **10.4 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.

### **10.5 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 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.

### **10.6 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.

#### **10.6.1 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  $MW_h$ , su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo ( $MW_e$ ).

#### **10.6.2 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.

**10.6.3 Consumi per l'intero impianto:**

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

**10.6.4 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.

**10.6.5 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.

**10.6.6 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.

**10.6.7 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.

**10.6.8 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.

**10.6.9 Emissioni – RUMORE:**

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



**10.6.10 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.

**10.7 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.



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

**11 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO**

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Consumi</b>					
Combustibili	Giornaliero Ad accensione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
<b>Aria</b>					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Acqua</b>					
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
<b>Suolo, sottosuolo e acque sotterranee</b>					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rumore</b>					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Misure periodiche	Ogni 10 giorni Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



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

**11.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)**

<b>TIPOLOGIA DI INTERVENTO</b>	<b>FREQUENZA</b>	<b>COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA</b>
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