



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



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

U.prot DVA-DEC-2010-0000359 del 31/05/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato IGCC sito nel comune di Priolo Gargallo (SR)

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

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

VISTA la direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, così come modificata dalle direttive 2003/35/CE e 2003/87/CE e conseguentemente ricodificata dalla direttiva 2008/01/CE;

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

VISTO il decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i. relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;

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

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate



dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

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

VISTO il decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio del 29 gennaio 2007, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico e con il Ministro della salute recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

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

VISTI i decreti di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali DEC/VIA/2122 del 2 maggio 1995 e DEC/VIA/2226, del 15 settembre 1995, relativi al progetto di impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica a ciclo combinato;

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

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

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

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



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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1° ottobre 2008, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di grandi impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

VISTA l'istanza presentata in data 28 settembre 2006 dalla società ISAB Energy S.r.l. (nel seguito indicata come il Gestore) al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato ubicato nel Comune di Priolo Gargallo;

VISTA la nota DSA-2006-0033020 del 19 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale, ora Direzione Generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota del 30 gennaio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 5 febbraio 2007, al n. DSA-2007-0003413, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0008679 del 22 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "la Repubblica" in data 16 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000009 dell'11 gennaio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;



VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0011240 del 22 aprile 2008 formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota IPPC-2008-00000422 del 15 aprile 2008;

VISTE le richieste di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentate dal Gestore con note del 15 maggio 2008, Prot. IE/2008/U/000153 e del 19 giugno 2008, Prot. IE/2008/U/000173 e le proroghe concesse dalla Direzione Generale con note DSA-2008-0013739 del 21 maggio 2008 e DSA-2008-0018825 dell'8 luglio 2008;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota Prot. IE/2008/U/000187 e dell'8 luglio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 luglio 2008, al n. DSA-2008-0020125;

VISTA la nota DSA-2008-0027495 del 1° ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota del 30 ottobre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'11 novembre 2008, al prot. n. DSA-2008-0032402, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-000679 del 27 marzo 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota Prot. IE/2009/U/000244 e del 26 maggio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 4 giugno 2009, al n. DSA-2009-00013852;

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

VISTA la nota prot. n. 9418 del 7 novembre 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 13 novembre 2007, al n. DSA-2007-00029360, con cui il Comitato Tecnico Regionale per la Sicilia ha



trasmissione il rapporto conclusivo del 15 marzo 2007 della verifica ispettiva disposta ai sensi dell'art. 25 del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i.;

VISTA la nota prot. n. 2443 del 28 marzo 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 8 aprile 2008, al n. DSA-2008-0009717, con cui il Comitato Tecnico Regionale per la Sicilia ha trasmesso le conclusioni dell'istruttoria del Rapporto di sicurezza (aggiornamenti 2005/2006) svolta ai sensi dell'art. 21 del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i.;

VISTA la nota prot. n. 0005485 del 30 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 31 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008675, con cui il Ministero dell'Interno ha comunicato che l'espressione del proprio parere ai fini del rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio degli impianti soggetti alla disciplina di cui al citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 è sostituita dall'acquisizione delle conclusioni delle istruttorie svolte ai sensi del medesimo decreto;

VISTO il Certificato n. 760-2003-AE-ROM-Sincert, rilasciato alla Società ISAB Eney S.r.l. - Impianto di gassificazione a ciclo combinato di Priolo Gargallo, per la prima volta in data 24 dicembre 2003, rinnovato in data 31 marzo 2006, che attesta la conformità alla norma ISO 14001:2004;

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

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

VISTA la nota CIPPC-00-2010-00000232 del 17 febbraio 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato della società ISAB Energy S.R.L. ubicato nel Comune di Priolo Gargallo (SR), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota Prot. IE/2010/U/000058 del 23 febbraio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 1 marzo 2010, al n. DVA-2010-0005973, con la quale il Gestore ha trasmesso le



wp

proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-00000232 del 17 febbraio 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 25 febbraio 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-2010-00007654 del 18 marzo 2010;

VISTA la nota Prot. IE/2010/U/000067 e dell'8 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 15 marzo 2010, al n. DVA-2010-0007287, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-00000232 del 17 febbraio 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000487 del 15 marzo 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 25 febbraio 2010;

VISTA la nota del 22 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008002, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0000487 del 15 marzo 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 23 marzo 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-2010-0008218 del 25 marzo 2010;

VISTA la nota del 23 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008008, con la quale la Provincia di Siracusa ha espresso parere favorevole al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto di gassificazione IGCC della Società ISAB Enery S.r.l. sito nel comune di Priolo Gargallo *"con la seguente ulteriore prescrizione che i risultati delle misurazioni dei sistemi di monitoraggio in continuo degli effluente gassosi e degli altri parametri significativi delle condizioni di impianto dovranno essere inviati all'esistente sistema informatico di acquisizione dati SME della provincia regionale di Siracusa, concordando con la stessa le modalità di collegamento"*;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio CIPPC-00-2010-0000487 del 15 marzo 2010, così come rettificato, per mero errore materiale, in sede di conferenza dei servizi del 23 marzo 2010, fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della



direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Mineral oil and gas Refineries" (Febbraio 2003), "Large Combustion Plants" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Luglio 2007), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

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

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

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

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

DECRETA

la società ISAB Eney S.r.l., identificata dal codice fiscale 01069830899, con sede legale in Strada Provinciale ex SS 114, km 144. 96010 Priolo Gargallo (SR) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato ubicato nel Comune di Priolo Gargallo (SR), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 15 marzo 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0000487, rettificato, per mero errore materiale, in sede di conferenza dei servizi del 23 marzo 2010, comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 28 settembre 2006 dalla società ISAB Energy S.r.l. ed integrata l'8 luglio 2008 e il 26 maggio 2009 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.



wp

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. I risultati delle misurazioni dei sistemi di monitoraggio in continuo degli effluente gassosi e degli altri parametri significativi delle condizioni di impianto dovranno essere inviati all'esistente sistema informatico di acquisizione dati SME della provincia regionale di Siracusa, concordando con la stessa le modalità di collegamento;
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, lo studio di cui al punto 5 del paragrafo 9.2 "Emissioni in atmosfera" del parere istruttorio, finalizzato alla riduzione delle emissioni delle polveri dal camino del forno hot oil;
5. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il piano di riduzione del carico inquinante conferito all'impianto IAS, di cui alla lettera b) del punto 14 del paragrafo 9.3 "Emissioni in acqua", del parere istruttorio;
6. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi da 4 e 5, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2007, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.



Handwritten signature

Art. 2

PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI

1. A norma dell'art. 7, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i., delle quali il titolare dell'impianto garantisce il rispetto, costituiscono parte integrante del presente provvedimento.

Art. 3

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 trasmettere tempestivamente al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare comunicazione dell'avvenuto rinnovo del certificato ISO 14001 a tutt'oggi in fase di aggiornamento e a comunicare qualsiasi successiva variazione intervenga nell'ambito della medesima certificazione ISO 14001.

Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.
Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.

WP



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. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2 l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 5, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, commi 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, ne informi tempestivamente l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale il quale, effettuati i dovuti controlli con oneri a carico del Gestore, ne riferirà all'Autorità Competente, proponendo eventuali azioni da intraprendere.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e alla ASL territorialmente competente.



Handwritten signature

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di 6 anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 9, comma 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 9, comma 4 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicazione di ogni variazione di utilizzo di materie prime, di modalità di gestione, di modalità di controllo, prima della loro attuazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Art. 6

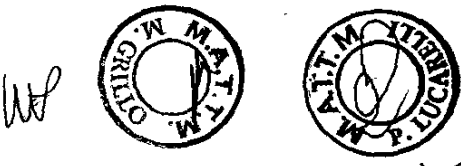
TARIFFE

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. 7

AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14, del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce ai fini dell'esercizio dell'impianto, tutte le autorizzazioni, pareri, visti, nulla osta in materia ambientale, fatte salve le disposizioni che riguardano le emissioni di gas serra.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.



3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 8

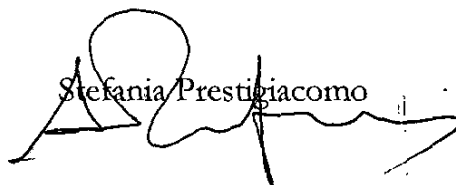
DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Copia del presente provvedimento è trasmessa al Gestore, nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali, al Ministero dell'interno, alla Regione Siciliana, alla Provincia di Siracusa, al Comune di Priolo Gargallo, al Comune di Melilli e all'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la competente Direzione per la Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* in apposito *portale web* a ciò dedicato; Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale.
6. A norma dell'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.



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

Stefania Prestigiacomò



W



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



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

E.prot DVA - 2010 - 0007670 del 18/03/2010

C 119C-20-2010-0000 487
del 15/03/2010

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

Pratica N:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da Isab Energy S.r.l. - Impianto IGCC Priolo-Gargallo (SR)

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



Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali

Dario Ticali



Autorizzazione Integrata Ambientale

Parere Istruttorio Conclusivo

**IGCC di
Priolo Gargallo (SR)**

ISAB ENERGY S.r.l.

Gruppo Istruttore: **Marcello Iocca (referente)**
Cinzia Albertazzi
Antonio Voza



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

INDICE

1	Definizioni	3
2	Parte Introduttiva	4
2.1	Riferimenti Normativi	4
2.2	Atti presupposti.....	5
2.3	Documenti esaminati e attività svolte.....	6
3	Attività Autorizzata e da Autorizzare	7
3.1	Assetto impiantistico attuale	7
3.2	Assetto impiantistico futuro.....	8
3.3	Quadro autorizzativo attuale	10
3.4	Principali documenti di riferimento	11
4	Inquadramento Territoriale e Ambientale	11
4.1	Contesto territoriale dell'area	11
4.2	Contesto ambientale dell'area.....	11
5	Assetto produttivo attuale	14
5.1	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili.....	14
5.2	Prodotti.....	16
5.3	Consumi idrici	16
5.4	Consumi energetici	16
5.5	Emissioni in atmosfera	17
5.5.1	Camino	17
5.5.2	Torce	18
5.5.3	Emissioni fuggitive	18
5.5.4	Emissioni in fase di manutenzione e transitorio	19
5.6	Scarichi Idrici ed Emissioni in Acqua	19
5.7	Rumore e vibrazioni.....	21
5.8	Inquinamento Olfattivo	22
5.9	Rifiuti.....	22
5.10	Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee.....	24
5.11	Altre forme di inquinamento.....	25
5.12	Eventi incidentali.....	25
5.13	Altre criticità.....	26
6	Assetto produttivo futuro	26
6.1	Impianto da autorizzare e proposte del gestore.....	26
6.2	Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili.....	26
6.3	Gestione corretta dei rifiuti.....	35
6.4	Utilizzo efficiente dell'energia.....	35
6.5	Prevenzione degli incidenti.....	35
6.6	Adeguatezza ripristino del sito alla cessazione dell'attività	35
7	Autorizzazioni sostituite	35
8	Considerazioni finali	35
9	Limiti e prescrizioni	38
9.1	Combustibili.....	38
9.2	Emissioni in atmosfera	38
9.3	Emissioni in acqua	41
9.4	Emissioni sonore	44
9.5	Rifiuti.....	44



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

9.6	Altre prescrizioni.....	46
9.7	Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali.....	46
10	Durata, Rinnovo e Riesame.....	47
11	Salvaguardie Finanziarie e Sanzioni.....	47

1 Definizioni

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per gli impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del D. Lgs. 59 / 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Sicilia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del D. Lgs. n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del D. Lgs. 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 D. Lgs. 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione Istruttoria nominata ai sensi dell'art. 9, comma 5, del D. Lgs.n. 59 del 2005.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a ISAB ENERGY s.r.l. indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per codesta istruttoria.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del D. Lgs. n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

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

Valori Limite di Emissione (VLE)

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

2 Parte Introduttiva

2.1 Riferimenti Normativi

- Visto il D. Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento e s.m.i.";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al D. Lgs. 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 D. Lgs. 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla G.U. N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- 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 D. Lgs. 5 febbraio 1997, n. 22, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo D. Lgs. 5 febbraio 1997, n. 22;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".

2.2 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2008-00009 del 11/01/08, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto IGCC ISAB Energy srl di Priolo Gargallo (SR) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Roberto Mezzanotte
 - Aldo Iacomelli
 - Ernesto Landi
 - Antonio Maria Rinaldi
- visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2009-0000679 del 27/03/09, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto IGCC ISAB Energy srl di Priolo Gargallo (SR) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Marcello Iocca (referente)
 - Cinzia Albertazzi
 - Antonio Voza
- 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 D. Lgs. n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Vincenzo Sansone (Regione Siciliana)
 - Domenico Morello (Provincia di Siracusa)
 - Salvatore Ullo (Comune di Priolo)



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC hanno preso parte, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari dell'ISPRA:
- Roberto Borghesi
 - Antonino Letizia
 - Francesca Minniti
 - Fiorenzo Fumanti
- visto Il parere favorevole di esclusione dalla procedura di VIA relativo alla realizzazione della terza linea dell'impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti da realizzare nella raffineria di Priolo Gargallo emanato con provvedimento VIA/DSA/2008/0038145 del 23.12.2008;
- preso atto che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico;
- visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- il verbale di riunione del GI del 1 luglio 2008;
 - il verbale di riunione del GI e Gestore del 27 aprile 2009;
 - il verbale di sopralluogo del GI effettuato in data 10 giugno 2009;
 - il verbale di riunione del GI del 28 ottobre 2009.

2.3 Documenti esaminati e attività svolte

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 28/09/2006, dalla società ISAB ENERGY srl per l'impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR), Strada Provinciale ex SS 114, km 144 96010;
- vista la nota per la richiesta di integrazioni alla documentazione inoltrata al gestore con con nota prot. del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DSA-2008-018825 del 08/07/2008;
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite al protocollo della Commissione IPPC con prot. CIPPC-00-2009-001920 del 4 giugno 2009;
- esaminati L'ulteriore documentazione fornita dal gestore a seguito dell'esito della riunione del GI del 28/10/2009 ed acquisiti agli atti della commissione IPPC con protocollo CIPPC-00-2009-002430 del 17 novembre 2009;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- esaminati i documenti comunitari adottati dall'Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il D. Lgs. n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
 - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE); Luglio 2007
 - Reference Document on Energy Efficiency Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries
 - Reference Document on General Principles of Monitoring; Luglio 2003.
- esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Scheda tecnica " 056-ISAB Energy srl -sc2 del 14 febbraio 2008;
 - Relazione Tecnica "0056-ISAB Energy srl -ri-1 del luglio 2009;
 - Piano di Monitoraggio e Controllo "056-ISAB Energy srl -pmc2" del 18/01/2010

Il Gruppo Istruttore emana il seguente parere istruttorio conclusivo



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

3 Attività Autorizzata e da Autorizzare

Ragione sociale:	ISAB ENERGY srl Impianto IGCC
Sede legale:	Strada Provinciale ex SS 114, km 144 96010 – Priolo Gargallo (SR)
Sede operativa:	Strada Provinciale ex SS 114, km 144 96010 – Priolo Gargallo (SR)
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC:	Categoria 1.1 - Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50MW
Classificazione NACE:	Produzione di energia elettrica codice 40.11 Produzione e distribuzione di calore codice 40.30
Classificazione NOSE-P:	Processi di combustione > 300 MW (intero gruppo) codice 101.01
Numero addetti:	164
Gestore:	Pietro Tittoni
Rappresentante legale:	Pietro Tittoni – Via De Marini, 1 – 16100 Genova
Referente IPPC:	Giuseppe Consentino - Strada Provinciale ex SS 114, km 144 96010 – Priolo Gargallo (SR)
Impianto a rischio di incidente rilevante:	SI, notifica e rapporto di sicurezza.
Sistema di gestione ambientale:	ISO 14001 rilasciato alla società ISAB Energy Services (Gestore degli impianti) n. 757-2003-AE-ROM-SINCERT

Il certificato ISO 14001 rilasciato alla società ISAB Energy (intestataria dell'AIA) è il N. 760-2003-AE-ROM-SINCERT. Il suddetto certificato è stato emesso per la prima volta in data 24/12/2003 ed è stato mantenuto fino ad oggi.

Il certificato ISO 14001 rilasciato alla società ISAB Energy Services (Gestore degli impianti) è il N. 757-2003-AE-ROM-SINCERT. Il suddetto certificato è stato emesso per la prima volta in data 24/12/2003, è stato mantenuto fino ad oggi. L'ultima visita dell'Ente di certificazione DNV è avvenuta il 17/02/09.

3.1 Assetto impiantistico attuale

Il complesso IGCC realizza la gassificazione per ossidazione parziale della carica, costituita da residui pesanti (asfalti), fornita da un'unità di produzione (Solvent Deasphalting - SDA), di proprietà di ISAB S.r.l..

La gassificazione dell'asfalto avviene in due reattori, in presenza di ossigeno e di vapore ad alta pressione. Il vapore partecipa alla reazione reagendo con gli idrocarburi per formare CO e H₂. La tecnologia utilizzata è licenziata dalla Texaco, oggi GE Energy.

La capacità di progetto dell'impianto è di 132 t/h di asfalto, o 120 t/h di olio combustibile ad alto tenore di zolfo (ATZ). E' possibile inoltre impiegare cariche alternative costituite da:

- Residuo Vacuum Visbreaker;
- Residuo Atmosferico;
- Residuo di Virgin Vacuum

Il prodotto primario della reazione di gassificazione è il *syngas*, gas costituito da CO (ossido di carbonio) e H₂ (idrogeno). Il *syngas*, purificato dalle ceneri e dal carbone, lavato dall'H₂S (idrogeno solforato) e COS (solfuro di carbonile), viene inviato all'impianto termoelettrico a ciclo combinato.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Una frazione (circa 85 % della totalità), prima di essere inviato alle turbine a gas, viene saturato con acqua ad una concentrazione intorno al 37 % vol (*gas combustibile umido, "wet syngas"*), raggiungendo un potere calorifico di circa 2000 kcal/kg, allo scopo di limitare la formazione di NOx (ossidi di azoto).

La restante parte di *syngas (gas combustibile secco, "dry syngas")* viene inviata alla sezione di postcombustione della caldaia a recupero per un ulteriore recupero del calore disponibile attraverso la produzione di vapore che permette la produzione di ulteriore energia elettrica espandendosi in una turbina a vapore ad estrazione e condensazione.

Completa il sistema di produzione di energia elettrica la turbina dell'expander EX 101 dell'Unità 3300 posta a monte della centrale di produzione per ridurre la pressione del wet syngas; il salto di pressione disponibile viene utilizzato per generare energia elettrica tramite un generatore asincrono.

L'unità a ciclo combinato è costituita da due treni ciascuno costituito da una turbina a gas, una caldaia a recupero e una turbina a vapore per un totale (i due treni) di circa 570 MWe di potenza elettrica così ottenuta:

- 332 MWe dalle due turbine a gas;
- 228 MWe dalle due turbine a vapore;
- 10 MWe dall'expander.

Complessivamente il complesso IGCC è costituito da unità di processo e unità di sistemi ausiliari. Tra questi ultimi, per la significatività delle emissioni, si segnala l'Unità 3010, progettata per fornire olio caldo (Hot Oil) a 343°C di riscaldamento alle utenze. Il forno può bruciare sia combustibile liquido (olio combustibile BTZ) sia combustibile gassoso (gas naturale, fuel gas, o GPL). L'Unità 3010 consuma circa 9,8 t/h di BTZ e 1 t/h di fuel gas per riscaldare 1278 t/h di olio diatermico che viene inviato alle Unità 3100/3200 e all'Unità 3000.

Il Gestore con lettera protocollo DSA/2008/0038145 del 23.12.2008 ha ottenuto parere favorevole di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA per un progetto di modifica impiantistica che prevede l'inserimento di un terzo gassificatore e di un package membrane e setacci molecolari all'interno del perimetro del Complesso IGCC. Tale modifica consente di produrre l'idrogeno necessario alla Raffineria Isab Impianti Sud per desolfurare i carburanti.

La capacità produttiva intesa come potenza termica nominale è pari a 1.186 MWt (tale valore non tiene conto della gassificazione). Considerando anche il processo di gassificazione la potenza nominale complessiva ammonta a 1.325 MWt.

I dati relativi alla capacità produttiva stimati in base ai consumi di combustibili sono:

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva	Anno di riferimento
Energia elettrica	4.435 GWh/anno	4.107,6 GWh/anno	2005
Energia elettrica	4.720 GWh/anno	4.451,6 GWh/anno	2004
Energia elettrica	4.059 GWh/anno	3.999,9 GWh/anno	2003

Come prodotti dalle unità di processo, il complesso IGCC ha prodotto i seguenti quantitativi di zolfo e vanadio.

	2003	2004	2005
ZOLFO LIQUIDO (t)	35.509	42.336	38.954
CONCENTRATO DI VANADIO (t)	1.751	2.126	1.918

3.2 Assetto impiantistico futuro

L'assetto impiantistico futuro comprende le modifiche impiantistiche che ISAB Energy intende realizzare e che come sopra accennato, hanno ottenuto con determina dirigenziale protocollo DSA-VIA-ISR 00 [2007.0014] del 23/12/2008, l'esclusione dall'assoggettamento a VIA in relazione al progetto di modifica dell'impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti per la produzione di idrogeno.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Il progetto di ampliamento consentirà di incrementare la produzione di idrogeno da destinare alla Raffineria Isab Impianti Sud per la produzione di benzine e nei gasoli con tenori in zolfo fino a 10 ppm. Il progetto prevede:

- l'installazione di un terzo gassificatore nell'Unità 3100, che opera in parallelo ai due esistenti, con una capacità massima di carica pari a 18 t/h di asfalto, per assicurare un incremento di carica complessiva di syngas di 7,5 t/h;
- nuova **Unità 3800, Impianto per la produzione di idrogeno**, con capacità produttiva di 20.000 Nm³/h di idrogeno puro al 99,5% in volume.

Il processo di produzione idrogeno si compone principalmente di:

- **scrubber di lavaggio del syngas**, una quota parte del syngas in uscita dall'Unità 3500 (rimozione gas acido) viene lavato con acqua demineralizzata per eliminare eventuali particelle solidi;
- **un sistema di filtrazione a membrana**, due banchi collegati in parallelo, ove l'idrogeno e altre molecole di dimensioni ridotte presenti nel gas tendono a permeare le membrane in funzione della pressione differenziale;
- **Unità Pressure Swing Adsorption (PSA)** che fornire idrogeno con un alto grado di purezza

Il cronoprogramma del Gestore indica la data di aprile 2010 per l'entrata in esercizio del nuovo impianto idrogeno a membrane (Unità 3800).

Successivamente, con nota del 15.06.2009 il Gestore comunica che per motivazioni tecnico-economiche ha deciso di realizzare, in una prima fase, esclusivamente gli interventi per la realizzazione dell'impianto idrogeno (a membrane, Unità 3800) e non il terzo gassificatore. Tale modifica è stata approvata dalla CTVIA con il Parere tecnico n. 408 del 17.12.2009 (trasmesso dalla DVA del MATTM con nota Prot. DVA-2010-0003894 del 12.02.2010).

Tale modifica impiantistica comporta piccole variazioni anche in termini di consumi di materie prime.

La carica oraria di asfalto introdotta nell'unità 3100 (gassificazione) aumenta da 132 t/h a 139,5 t/h, al fine di produrre circa 7,5 t/h di syngas in più rispetto alla produzione attuale, necessarie alla produzione di idrogeno. Conseguentemente aumentano anche i consumi di ossigeno (fornito da terzi) e vapore (autoprodotta).

La quantità di acqua mare prelevata per raffreddamento aumenterà di circa 220 m³/h con un incremento pari a 2,6%; la produzione di idrogeno comporta un maggiore consumo di acqua demineralizzata (4 m³/h corrispondenti ad un incremento pari all'1,3%), ottenuta dalla dissalazione e demineralizzazione dell'acqua mare.

A seguito dell'entrata in funzione del terzo gassificatore, la potenza termica disponibile con il processo di gassificazione sarà pari a 1.476,1 MWt, la quantità di energia termica inviata al ciclo combinato rimarrà invariata. Come conseguenza, la produzione di energia elettrica del Complesso IGCC resterà invariata.

Il volume di acque industriali scaricate dal Complesso IGCC è stimato in circa 12 m³/h aggiuntivi, portata dichiarata dal gestore compatibile con le potenzialità dell'impianto IAS cui le acque sono convogliate.

I nuovi impianti determinano anche un modesto aumento della produzione di rifiuti, ed in particolare delle seguenti tipologie:

- fanghi dalla manutenzione dell'impianto delle apparecchiature e delle linee;
- olio proveniente essenzialmente dalle nuove pompe di carica;
- refrattario sostituito proveniente dal terzo gassificatore;
- soluzioni acquose di scarto;
- catalizzatori esausti.

A seguito della realizzazione del terzo gassificatore, tutte le emissioni convogliate del Complesso IGCC continuano ad essere emesse dall'esistente camino a tre canne.

Il quantitativo di fumi emesso in atmosfera rimane sostanzialmente inalterato, in quanto il syngas aggiuntivo prodotto viene utilizzato per la produzione di idrogeno, mentre la potenzialità del ciclo combinato rimane anch'essa sostanzialmente inalterata: cambia la composizione del syngas in alimentazione ai turbogas, che risulta meno ricco in idrogeno di circa il 4-5% e più ricco in monossido di carbonio.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

3.3 Quadro autorizzativo attuale

Aria

Decreto Autorizzativo n. 2046 della Regione Siciliana del 9/12/1995. Il decreto in particolare autorizza il convogliamento dei punti di emissione relativi al forno hot oil e alle due unità turbogas in un unico camino, disponendone al contempo i nuovi limiti di emissione. Tale atto è intestato alla Raffineria Isab, ora di proprietà di ISAB srl. prima della cessione della parte IGCC alla Isab Energy Sp.A. avvenuta con comunicazione del 28/02/1996 da parte delle due società al Ministero dell'Ambiente. In data 6 marzo 1996 il Ministero dell'Ambiente acquisisce tale cambio di società e trasferisce gli atti autorizzativi, tra cui la DA n. 2046/95 a Isab Energy Srl per ciò che riguarda l'IGCC, a questa infatti viene attribuito il compito di costruire, gestire ed esercire l'impianto IGCC.

I valori limite autorizzati di cui sopra per l'impianto IGCC sono:

Parametro	Concentrazioni	Portate
Portata fumi	-	3.017.380 Nm ³ /h
SO ₂	74 mg/Nm ³	222 kg/h
NO _x	52 mg/Nm ³	158 kg/h
Polveri	10 mg/Nm ³	31 kg/h

Acqua

Relativamente il comparto acque le autorizzazioni considerate sono:

- Il Comune di Melilli, in data 12/02/2009 (Prot. N. 120 – cointestato a Isab Energy srl ed Isab srl e Prot. N. 114- intestato a Isab Energy srl) ha rinnovato l'autorizzazione allo scarico a mare tramite il canale Alpina all'impianto IGCC di Isab Energy S.r.l.
- Il Comune di Melilli autorizza con provvedimento Prot. N. 20789 del 31 ottobre 2002 il rinnovo dell'autorizzazione dello scarico a mare tramite il canale Alpina, ai sensi degli artt. 45 e 46 del D.lgs. 152 del 11/05/1999, alle società Erg Raffinerie Mediterranee s.r.l. e Isab Energy s.r.l., alle condizioni espresse nel parere della Commissione Provinciale Territorio e Ambiente di Siracusa, espresso con verbale n. 4/2002 del 22/10/2002, nel quale la Commissione esprime parere favorevole al rinnovo dell'autorizzazione allo scarico a mare tramite il canale Alpina dei reflui industriali della Erg Petroli S.p.A. pari a 70.000 mc/giorno e dei reflui industriali della Isab Energy s.r.l. pari a 168.000 mc/giorno, per una portata complessiva di 238.000 mc/giorno, nel rispetto dei limiti della tabella 3 dell'allegato 5 del D.lgs. 152/99. La Commissione inoltre ritiene che l'autorizzazione venga rilasciata cointestata alle due società stante che lo scarico a mare è unico per i reflui industriali di entrambe. La stessa Commissione ha poi, con provvedimento n. 2/2008 del 19 febbraio 2008, espresso parere favorevole al rinnovo dell'autorizzazione allo scarico a mare tramite il Canale Alpina, prescrivendo il rispetto dei limiti della Tab. 3 allegato 5 del dlgs. 152/99 e la cointestazione della predetta autorizzazione a Erg Nuove Centrali S.p.A. – Erg Raffinerie Mediterranee S.p.A. – Isab Energy S.r.l.
- Autorizzazione rilasciata da Industria Acqua Siracusana SpA del 18/10/2000 per il contratto di utenza dei servizi di fognatura e depurazione tra Isab Energy e I.A.S..

Pareri di VIA

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in data 23/12/2008 ha rilasciato il giudizio di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA per la realizzazione della terza linea dell'impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti da realizzare nella raffineria di Priolo Gargallo – proponente Isab Energy S.r.l.

Successivamente, con nota del 15.06.2009 il Gestore comunica che per motivazioni tecnico-economiche ha deciso di realizzare, in una prima fase, esclusivamente gli interventi riferiti all'impianto idrogeno (a membrane,



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Unità 3800) e non il terzo gassificatore. Tale modifica è stata approvata dalla CT VIA con il Parere tecnico n. 408 del 17.12.2009 (trasmesso dalla medesima Direzione con nota Prot. DVA-2010-0003894 del 12.02.2010.

Precedentemente, il progetto dell'impianto di gassificazione in questione aveva ottenuto il giudizio di compatibilità ambientale con DEC/VIA N. 2122/1995 e Dec/VIA 2226/1995.

3.4 Principali documenti di riferimento

[1]	Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
[2]	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)
[3]	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)
[4]	Reference Document on Energy Efficiency Techniques for mineral oil and gas refineries (REF) – Febbraio 2003
[5]	Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili- Raffinerie di petrolio e di gas (MTD raffinerie) - Ottobre 2005
[6]	Reference Document on General Principles of Monitoring – Luglio 2003 .
[7]	Reference Document on Industrial Cooling Systems – Dicembre 2001

4 Inquadramento Territoriale e Ambientale

4.1 Contesto territoriale dell'area

L'insediamento industriale occupa una superficie complessiva di proprietà di 94 ettari (di cui circa 13,5 coperti) ed è sito nel territorio amministrativo del comune di Priolo Gargallo, provincia di Siracusa. Lo scarico a mare del Canale Alpina ricade nel Comune di Melilli e la presa di acqua mare nel Comune di Siracusa.

L'impianto IGCC è funzionalmente connesso con la vicina Raffineria ISAB Impianti Sud, gestita da Isab srl e con la centrale termoelettrica NUCE SUD, ubicata all'interno della suddetta raffineria e gestita da ISAB S.p.A.. L'impianto è situato nella parte meridionale del Polo Industriale Augusta-Priolo e ricade nel Area di Sviluppo Industriale della Sicilia Orientale del territorio della Provincia di Siracusa.

La posizione del complesso è strategica per la vicinanza ai nodi infrastrutturali (S.P. 35; S.S. 114; asse ferroviario Siracusa-Catania; le stazioni di Targia e Priolo-Melilli).

Il PRG ASI zona sud della Sicilia orientale (1992), strumento di programmazione urbanistica intercomunale, classifica il complesso Agglomerato G1- zona destinata alla grande industria, per la quale è prevista una fascia di rispetto a verde industriale (150-300 m) con vincolo di protezione ambientale. Nell'intorno del complesso troviamo altro tessuto industriale, zone urbanizzate ad alta densità, aree agricole a coltivazione di olivo, legnose e mandorli, aree a pascolo, fascia di rispetto stradale (S.P.35) e fascia di rispetto ferroviario (Siracusa-Catania).

4.2 Contesto ambientale dell'area

Suolo

Il territorio di Priolo con il suo centro abitato, la zona agricola e quella industriale è ospitato nella pianura dell'Agro Priolese ad est dei monti Climiti. L'indagine geologica in situ evidenzia una stratigrafia che si presenta costituita da un'alternanza di strati di spessori variabili di calcareniti, sabbie, argille limose e limi argillosi, ed



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

uno strato finale di terreno di riporto/agricolo. Decenni di attività industriale, alcuni dei quali svolti nella totale assenza di norme a tutela dell'ambiente, hanno comportato evidenti conseguenze sul territorio che hanno portato alla dichiarazione di Area ad elevato rischio di crisi ambientale, cui ha fatto seguito l'adozione del Piano di Risanamento Ambientale, emanato con il D.P.R. 17 gennaio 1995.

Il complesso IGCC ricade all'interno del Sito di Interesse Nazionale "Sito Priolo" individuato ai sensi della legge n. 426/98 e pertanto sottoposto a caratterizzazione e bonifica dei suoli e delle acque sotterranee di cui al D.M. 471/99.

Per le acque di falda il Piano di Tutela delle Acque (2007) attribuisce uno stato di qualità ambientale scadente dei corpi idrici sotterranei della Piana Augusta-Priolo.

Il Piano di Risanamento Ambientale dell'Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale (Augusta-Priolo-Melilli-Siracusa), rileva un tenore elevato di cloruri soprattutto nelle aree costiere ed in alcuni punti di rilevamento della zona sud del polo con valori superiori ai 3500 ppm (1995). A questo si aggiunge lo sfruttamento non razionalizzato con emungimenti prolungati di elevata portata, particolarmente in prossimità della costa, che causano il progressivo abbassamento del livello piezometrico ed alterano l'equilibrio idrodinamico delle falde, inducendo fenomeni di ingressione delle acque marine con conseguente aumento della clorinità.

Non mancano anche fenomeni localizzati di inquinamento delle falde dovuti alla permeabilità dei terreni superficiali, in corrispondenza di alcune aree abitate e dei terreni destinati ad uso agricolo o ad allevamenti zootecnici.

Dal Piano di Caratterizzazione presentato al Ministero dell'Ambiente risulta essere stata riscontrata contaminazione nelle acque di falda (Cloroformio in PM4 e Al, Fe e Pb in SIE/PM67 nella c.d. area Impianto Idrogeno e Mn e V in PM14 e Al e V in BH5 nella c.d. area Impianto insaccamento Vanadio) e da idrocarburi policiclici aromatici e Ferro.

Nella attuale classificazione sismica della Regione Siciliana (Deliberazione n. 408 del 19 dicembre 2003). il comune di Priolo Gargallo ricade tra quelli classificati in zona 2 Speciale. In tali comuni sono previste, per le strutture strategiche e rilevanti di cui al comma 2 art.3 ord.3274/2003, le verifiche e le limitazioni tecniche previste per la zona 1. Tra le strutture rilevanti il cui collasso puo' comportare gravi conseguenze in termini di danni ambientali sono compresi anche gli impianti a rischio di incidente rilevante (allegato B della Del. 408/2003)

Acque

Il reticolo idrografico, appartenente all'area territoriale compresa tra il Bacino del Fiume San Leonardo e il Bacino del fiume Anapo, è costituito da brevi corsi d'acqua a regime torrentizio che drenano in buona parte verso le falde sotterranee per la natura permeabile dei terreni. Questo genera una ricca falda superficiale libera che scorre nel sottosuolo a bassa profondità, sfruttata da numerosi pozzi ad uso potabile ed agricolo. Il complesso industriale è interessato dal torrente Canniolo e dal Canale Vallone della Neve.

Dal Piano di Risanamento Ambientale non si evince una particolare compromissione dello stato di qualità delle acque superficiali, che presentano perlopiù fenomeni di inquinamento di natura organica.

Aria

Il Piano Regionale per il Risanamento della Qualità dell'Aria (D.A. 9/8/07), elaborato sulla base delle criticità (D.M.60/2002) evinte da questionari agli enti locali 2005, individua Siracusa, Priolo, Melilli, Augusta, Florida, Solarino come **Aree a Rischio R2 in zona A**.

I dati utilizzati per la compilazione dei succitati questionari evidenziano criticità per:

- NO₂- NO_x, con superamento del VL delle concentrazioni annue per la protezione della salute umana ed per la protezione della vegetazione;
- PM₁₀, con superamento del VL + MDT per la protezione della salute umana sia della media giornaliera che di quella annua;
- SO₂ (mancano valori di riferimento sui limiti di superamento registrati dalle centraline);
- C₆H₆, con superamento del VL annuale per la protezione della salute umana;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- O₃, con superamento del valore bersaglio sia per la protezione della salute umana che per la protezione della vegetazione.

La rete di monitoraggio del Consorzio Industriale Protezione Ambiente (CIPA) ha rilevato:

- livelli di SO₂ nei limiti di legge con sporadici superamenti nelle stazioni di Ogliastro e Melilli che risentono delle emissioni del polo industriale di Priolo e di quello di Augusta;
- livelli di NO₂ al di sotto dei limiti normativi;
- livelli di PM₁₀ con superamento del limite delle 24 ore superiore alle 35 volte/anno (D.M.60/02) e della concentrazione media annua nelle stazioni di San Focà ed Augusta.
- livelli di concentrazione di PTS con medie inferiori entro i valori guida del D.P.R.203/88;
- livelli di idrocarburi non metanici (NMHC) con numero significativo di superamenti nelle stazioni di Belvedere e Villasmundo nella stagione estiva;
- livelli di O₃ con superamento del limite di attenzione e di allarme ancora nelle stazioni di Belvedere e Villasmundo nella stagione estiva.

In particolare si evidenzia che per quanto riguarda l'Ozono, nella "Valutazione preliminare e zonizzazione preliminare" (Regione Siciliana, DA 169/Gab del 18/09/2009), l'impianto risulta localizzato in Zona A ("Zona di risanamento siracusana"), caratterizzata da situazioni di criticità per l'inquinante ozono registrate negli ultimi anni, con valori superiori ai valori bersaglio per la protezione della salute.

Analogamente per quanto riguarda arsenico, cadmio, mercurio, nichel e IPA, la "Valutazione preliminare e zonizzazione preliminare" colloca il comune di Priolo Gargallo in area A3.

Rumore

Il Piano di zonizzazione acustica del Comune di Priolo approvato nel 1998, sulla base delle disposizioni del D.P.C.M. 1/03/91, classifica il complesso come Area esclusivamente industriale (Classe VI- Leq dB(A) 70 diurni; 70 notturni) ricadente in Area di Sviluppo Industriale.

Il comune di Melilli risulta attualmente sprovvisto di PZA, pertanto, ai sensi del D.P.C.M. 1/03/1991 e della L.447/95, l'area del Complesso è classificabile come Area esclusivamente industriale con limiti di accettabilità:

Limite diurno LA eq= dB(A) 70;

Limite notturno LA eq= dB(A) 70.

Il clima acustico è altresì influenzato dalla presenza di altre attività industriali, di infrastrutture stradali a scorrimento veloce (S.S. 114; S.P. Priolo-Magnisi) e traffico urbano, della linea ferroviaria Catania-Siracusa. I ricettori sensibili individuati, sono rappresentati dalle abitazioni del centro urbano di Priolo Gargallo, posto a circa 1 Km a sud del sito.

Aree di protezione e vincolo

L'area in esame è interessata da vincoli sia di natura ambientale che culturale, nonostante la presenza del consolidato tessuto industriale che preclude la fruizione paesaggistica del territorio e del litorale. Nella fascia dei 500 m dal confine del complesso industriale si evidenzia la presenza di una Cava di Pietra e di testimonianze dell'originario sistema insediativo e delle architetture produttive (Masseria Roccadia, Masseria Girotta, Masseria Bagnoli, Casino Bondifè), tutelate ai sensi della L.1089/39.

La fascia costiera compresa nei 300 m dalla linea di battigia e la fascia di 150m dal torrente Vallone della Neve, sono interessate dal vincolo paesaggistico della Legge Galasso (L.431/85).

Di elevato valore naturalistico (SIC, ZPS) sono le valli dei Fiumi Anapo, Ciane e Cassibile e le Saline di Priolo posta a ridosso degli stabilimenti industriali. Queste ultime in particolare rappresentano una zona umida nell'area bassa degli Iblei che ospita oggi quasi 200 specie di uccelli.



5 Assetto produttivo attuale

5.1 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

La principale materia prima utilizzata nell'impianto IGCC è l'asfalto proveniente dalla raffineria ERG; i consumi di asfalto nel 2004 sono stati di 1.013.954 t.

In alternativa vengono utilizzate come materia prima altri residui pesanti sempre provenienti dalla raffineria e i seguenti combustibili:

- Wet syngas e dry syngas, prodotti nell'impianto stesso.
- Fuel oil BTZ, proveniente dalla raffineria e alimentato nel forno dell'Unità 3010 (Hot oil). Il fuel oil è stoccato all'interno di 2 serbatoi fuori terra TK101A/B dell'Unità 5300 della capacità di 2.888 m³ ciascuno. I consumi nel 2004 sono stati di 34.792 t.
- Metano, utilizzato nelle sezioni di gassificazione, recupero zolfo e trattamento gas di coda, nel forno hot oil e nel sistema di scarico in torcia. Nel 2004 sono stati consumati 28.268.207 Sm³ di metano.
- Gasolio, utilizzato per l'avviamento dei due turbogas del ciclo combinato e stoccato in due serbatoi fuori terra della capacità di 3850 m³ ciascuno. I consumi nel 2004 sono stati di 34.842 t.
- GPL, utilizzato in varie sezioni in alternativa ai precedenti combustibili; in totale nel 2004 sono stati utilizzate 55 t di GPL.
- Ossigeno alta pressione, consumo annuo 775.761.625 Nm³
- Ossigeno bassa pressione, 7.511.700 Nm³

All'interno del complesso IGCC sono utilizzate altre sostanze chimiche allo stato liquido e gassoso come materie ausiliarie di processo. Tali sostanze sono stoccate all'interno di serbatoi provvisti di bacino di contenimento per raccogliere eventuali rilasci di sostanza corrosiva. Le principali materie sono elencate nella tabella seguente.

Sostanza	Quantità consumate nel 2004
Soda caustica	5.612 t
Acido solforico	126.556 kg
Metildietanolamina	124.540 kg + 30050 kg ucarsol,
Ammoniaca	3.081.120 kg
Ipoclorito di sodio	740.860 kg
Esafluoruro di zolfo (SF6)	Dato non disponibile
Inibitori di corrosione	8.300 kg
Olio di ciclo leggero (LCO)	23.238 t
Polielettrolita	2.120 kg
Azoto	21.901.710 Nm ³

Altre sostanze utilizzate sono le seguenti:

- Max Amine 677B e 57C per un totale nel 2004 rispettivamente di 4.450 kg e di 3.180 kg.
- Nalco 131S antischiuma dissalazione acqua mare per un totale nel 2004 di 13.372 kg.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- Anticrostante per un totale nel 2004 di 21.490 kg.
- Deossigenanti per un totale nel 2004 di 4.760 kg.
- Antischiuma per un totale nel 2004 di 5.300 kg.
- Antiscale (pretrattamento acque di scarico) per un totale nel 2004 di 15.470 kg.
- Solfato ferroso (recupero metalli pesanti) per un totale nel 2004 di 4.800 kg.
- Olio diatermico per un totale nel 2004 di 19.813 kg.
- Additivi Belgard e bisolfito di sodio per un totale nel 2004 rispettivamente di 62.250 kg e di 28.495 kg.
- Additivi per un totale nel 2004 rispettivamente di 19.970 kg e di 10.080 kg.
- Resine anioniche e cationiche n.
- Propano per un totale di 1200 t nel 2004.
- Alcalinizzante per un totale di 8570 kg nel 2004.
- Base fosfati per un totale di 10.770 kg nel 2004.
- Carboni attivi per un totale di 7.900 kg nel 2004.
- Catalizzatori catalizzatore (SCR).
- Oli e grassi in varie fasi di impianto.
- Antracite e sabbie per un totale di 15.783 kg nel 2004.
- Gas freon per un totale di 120kg nel 2004.

I serbatoi fuori terra per lo stoccaggio di sostanze chimiche e combustibili allo stato liquido sono indicate nella seguente tabella.

Serbatoio	Unità	Contenuto	Volume (m ³)
TK105	4000	Ammoniaca	108
TK106	4000	Ammoniaca	108
TK119		Ammoniaca	108
TK101	3010	Hot oil	580
TK102	3010	Hot oil	580
D107	3100	Idrocarburi liquidi	124
D101	4710	Acido solforico 98%	57,3
TK101A/B	3200	Soot water	6000
TK101 A/B	5000	Acque oleose	8.651
TK101 A/B	5300	Fuel oil	2.888
TK201 A/B	5300	Gasolio	3.850
TK101 A/B	5400	Soda caustica 45%	40
TK103	4800	Soda caustica 10%	287
TK101	4800	Acqua pretrattata (effluent tank)	2406
TK107	4800	Back wash Water Tank (BWS)	331

Per la movimentazione dei prodotti l'impianto dispone di un sistema di linee e di oleodotti che collegano tutti i flussi di processo ed ausiliari tra le unità di gassificazione e cogenerazione del Complesso IGCC e la Raffineria ERG. Le principali linee di collegamento trasportano:

- Virgin nafta, utilizzata come solvente di estrazione nell'Unità 3200;
- Gasolio desolfurato, per l'avviamento delle turbogas (Unità 4000);
- Olio di flussaggio, per le utenze della gassificazione;
- Slop, per ricevere in Raffineria i prodotti da rilavorare;
- Vapore a media pressione;
- Hot Oil di alimentazione del forno dell'Unità 3010;
- carica alternativa in gassificazione (carica alternativa non commerciale, Residuo Vacuum Visbreaker, Residuo Atmosferico, Residuo di Virgin Vacuum).



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

5.2 Prodotti

Zolfo liquido

Lo zolfo liquido è stoccato nell'Unità 3900 all'interno di 2 serbatoi riscaldati da 1300 m³ ciascuno

Residuo metallico

L'Unità 3400 (Recupero Metalli Pesanti) genera come sottoprodotto un residuo in cui le ceneri e i metalli contenuti nella carica all'impianto sono precipitati e separati attraverso un filtro pressa in forma di pasta di metalli ("torta"). La torta ha una composizione variabile, a seconda del tipo di carica:

Parametro	u.m.	Carica con asfalto
pH	-	8,5
umidità residua	%	10÷50
		wet basis-dry basis ⁽¹⁾
solfuri (come S-)	%	0,05 - 0,10
cianuri totali (CN-)	%	0,33 - 0,66
carbone inorganico totale	%	1,70 - 3,40
ferro	%	1,70 - 3,40
nickel	%	4,60 - 9,20
vanadio	%	14,40 - 28,80
residuo	%	27,22 - 54,44

⁽¹⁾ la torta umida è ipotizzata al 50% di umidità

La torta rappresenta una materia prima secondaria di particolare interesse per le industrie metallurgiche per la presenza di Vanadio. La quantità annua prodotta nel 2004 è stata pari a 2.126 t/a.

5.3 Consumi idrici

Il consumo dell'acqua del complesso IGCC è pari a circa 7800 t/h di acqua di mare e 12 t/h di acqua dolce. L'acqua di mare in parte viene utilizzata per alimentare il dissalatore e una parte come acqua di raffreddamento.

Il sistema di raffreddamento funziona in circuito chiuso, quindi necessita solo di reintegri per compensare le perdite e gli spurghi necessari per mantenere costante la salinità.

Le acque dolci dopo gli opportuni trattamenti sono destinate al consumo umano.

I consumi annui sono:

Approvvigionamento	Utilizzo	Volume annuale totale (m ³)
Pozzo 8	Igienico-sanitario	115.000
Mare	Industriale e raffreddamento	65.135.614

5.4 Consumi energetici

La capacità produttiva intesa come potenza termica nominale è pari a 1.186 MWt (tale valore non tiene conto della gassificazione). Considerando anche il processo di gassificazione la potenza nominale complessiva ammonta a 1.325 MWt.

La potenza elettrica dell'impianto è di circa 570 MWe, così ottenuta:



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- 332 MWe dalle due turbine a gas;
- 228 MWe dalle due turbine a vapore;
- 10 MWe dall'expander

L'energia elettrica prodotta è completamente ceduta al GSE, una piccola quota è utilizzata per gli autoconsumi della centrale stessa.

L'energia termica necessaria per i processi industriali che avvengono all'interno dell'IGCC è in parte assicurata dal vapore prodotto dall'Unità 4000. Una parte del vapore prodotto viene anche esportato alla vicina raffineria.

Produzione di energia(2004)

	Energia termica		Energia elettrica	
	Energia termica prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
TOTALE	5.875.897,3	483.520,2	4.549.234,3	4.451.626,9

Circa il 51% dell'energia contenuta dal combustibile è convertito in energia elettrica immessa in rete al lordo del consumo degli ausiliari. L'efficienza elettrica del 51% ricade all'interno dell'intervallo 50%-54% associato all'uso delle BAT richiesto per gli impianti di sola produzione di energia elettrica già esistenti.

Inoltre l'impianto recupera una considerevole quota di energia sotto forma di vapore utilizzato per esigenze di processo nel sito. Tale caratteristica rende l'impianto anche classificabile come cogenerativo ai sensi della normativa italiana.

In virtù della buona tipologia dell'impianto di cogenerazione e della pressoché nulla variabilità giornaliera e stagionale dei carichi elettrici e termici, si è riscontrata nel corso del 2004 un'efficienza d'utilizzazione del combustibile syngas, ricavata dalla somma dell'energia elettrica e termica prodotta, pari a circa il 60%.

5.5 Emissioni in atmosfera

5.5.1 Camino

Le unità dalle quali si generano effluenti gassosi scaricati in atmosfera sono:

- Unità 4000, Ciclo Combinato n. 1 (uscita caldaia a recupero);
- Unità 4000, Ciclo Combinato n. 2 (uscita caldaia a recupero);
- Servizi ausiliari (forno di riscaldamento dell'Hot Oil F101 e inceneritore dei Gas di Coda F103).

L'assetto impiantistico dello Stabilimento IGCC di Isab energy prevede il convogliamento alla canna del forno dell'impianto hot oil, non soltanto dei fumi derivanti dalla combustione di fuel oil nel forno stesso ma anche di quelli derivanti dal trattamento del tail gas nell'Unità 3700 e dallo stripping/burning delle linee zolfo (Unità Claus), che viene eseguito periodicamente ogni due mesi e per una durata massima di 15 giorni.

Gli effluenti gassosi, generati in queste tre aree, vengono convogliati in atmosfera attraverso un camino a tre canne di altezza 130 m:

- canna CCU1 (portata di circa 1.300.000 m³/h) che convoglia i fumi del gruppo 1 in ciclo combinato;
- canna CCU2 (portata di circa 1.300.000 m³/h) che convoglia i fumi del gruppo 2 in ciclo combinato;
- canna forno Hot Oil (portata di circa 123.000 m³/h) che convoglia i fumi del forno Hot Oil, i fumi derivanti dal trattamento del tail gas nell'Unità 3700 e dallo stripping/burning delle 3 linee zolfo esistenti (Claus).

I principali inquinanti emessi in atmosfera sono SO₂, NO_x e PTS, attualmente autorizzati come singola emissione con i seguenti limiti (tenore in O₂ del 15%):

- SO₂ 74 mg/Nm³;
- NO_x 52 mg/Nm³;
- Polveri 10 mg/Nm³;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Le unità a ciclo combinato 1 e 2, alimentate con syngas, sono dotate di un sistema fisso di riduzione catalitica degli NOx (SCR) che utilizza ammoniacale come riducente. Il gestore dichiara un'efficienza di abbattimento degli NOx da parte del sistema SCR in condizioni ottimali di funzionamento pari a circa l'90%.

Il forno Hot Oil, dotato di bruciatori low NOx, viene alimentato con olio BTZ e/o gas naturale.

Riguardo le emissioni in atmosfera dovute allo slip di NH3 proveniente dal sistema di abbattimento SCR, il gestore dichiara che ad oggi non è disponibile la misurazione in continuo dell'ammoniaca. Tale parametro è verificato con controlli semestrali.

Riguardo gli altri inquinanti, tra cui il Hg e l'As, questi sono analizzati (sia su polveri che su condensa) attraverso i controlli semestrali delle emissioni in atmosfera sia nella canna dell'hot oil che nelle canne del CCU1 e del CCU2.

5.5.2 Torce

Gli eventuali scarichi delle valvole di sicurezza che possono contenere vapori e gas sono convogliati a 2 sistemi di abbattimento (blowdown) ciascuno collegato a torcia dove vengono bruciati rispettivamente:

- effluenti acidi (torcia acida ST101);
- altri effluenti (torcia principale ST102).

Le due torce sono progettate per il funzionamento esente da fumo (smokeless) con uso di vapore MP ed è prevista l'iniezione di azoto nei casi di bassa pressione per evitare la formazione di vuoto.

I gas in ingresso ai due sistemi sono gas acido e syngas, insieme ad aria, azoto e fuel gas (regolatore del P.C.)

La torcia principale è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata massima di gas pari a 412 t/h, entrante ad una temperatura di 244°C, mentre la torcia acida è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata pari a 54 t/h di gas acidi, entranti ad una temperatura di 172°C (tale torcia è inoltre progettata per bruciare gas dal blowdown principale, durante l'esercizio normale, sino ad una portata di 5 t/h).

Il quantitativo di gas bruciato a torcia viene rilevato mediante due strumenti (misuratore a ultrasuoni gas torcia - Tag 4200 - 0 - FT002 e misuratore gas torcia acida - Tag 4200 - 0 - FT009) che garantiscono una incertezza globale del flusso misurato dell'1,15% circa. Il flusso di gas inviato alla torcia è assoggettato a campionamenti periodici (su base mensile) e quindi analisi (gascromatografia) presso il Laboratorio interno accreditato ISO 17025.

Gli eventi di sficolamento in torcia comunicati dal Gestore agli Enti locali dall' 01/01/2008 ad oggi sono stati 10. La media annuale si aggira intorno alle 5 comunicazioni di eventi imprevisti legati in genere a blocco di apparecchiature classificate genericamente come "fuori servizio impianto".

Nel corso dell'anno 2008 le due torce hanno bruciato complessivamente 36.463 t di effluenti gassosi, così distribuiti:

- torcia principale: 22.555 t;
- torcia acida: 13.681 t;
- gas di supporto (per entrambe le torce): 227 t.

5.5.3 Emissioni fuggitive

Tra ottobre 2004 e novembre 2005 ISAB Energy ha effettuato la campagna di monitoraggio delle componenti di processo per la stima delle emissioni fuggitive di VOC. Nell'ambito di tale monitoraggio, sono state censite 5133 sorgenti.

La stima emissiva di VOC è stata ottenuta attraverso l'implementazione del protocollo EPA 453/95, utilizzando il modello delle "equazioni di correlazione" Refinery, introducendo il set di "costanti delle equazioni di correlazione", dipendenti dal component type e dallo stream phase.

Dalle campagne di monitoraggio effettuate è emerso che solo 13 sorgenti, pari allo 0,25 % del totale sono state rilevate oltre soglia 10.000 ppmv e nel complesso lo 0,79 % è stato rilevato oltre soglia 1.000 ppmv.



I risultati del monitoraggio sono considerati soddisfacenti, poiché rispetto alle soglie emissive (10.000, 5.000 e 1.000 ppmv) la percentuale delle sorgenti con valori oltre la soglia è circa l'1 %. La quantità di emissioni fuggitive di VOC stimata per le unità considerate è risultata pari a 1.785 kg/anno. Tale parametro (% sorgenti fuori soglia) è considerato dalla procedura EPA 453, quale valore di riferimento per stabilire se i risultati del monitoraggio sono soddisfacenti.

Sulla base dei suddetti risultati, la società ISAB Energy ha deciso di ripetere il monitoraggio delle emissioni fuggitive con cadenza triennale a valle del quale implementare e rendere operativa la procedura LDAR. Tuttavia, il monitoraggio LDAR non è stato ripetuto nel 2008 in quanto previsto in data successiva all'evento incidentale avvenuto nell'ottobre dello stesso anno.

5.5.4 Emissioni in fase di manutenzione e transitorio

Durante le fasi di preparazione ed avviamento delle unità vengono prodotte emissioni gassose e liquide. Inoltre, durante la fase di avviamento possono spesso verificarsi perdite da flange dopo che è stata raggiunta la normale temperatura di esercizio, dopo cioè che le linee e le apparecchiature hanno raggiunto la loro massima espansione.

Le attività di manutenzione che comportano la fermata di parte delle unità o di tutta l'unità possono portare alla produzione di emissioni liquide o gassose. In generale le emissioni prodotte in questa fase possono essere costituite da:

- acqua demineralizzata impiegata per il lavaggio di parti di impianto. Quest'acqua viene convogliata al sistema OSW;
- acqua inquinata che deriva dallo svuotamento di parti di impianto. Quest'acqua viene inviata all'Unità 3400 per essere trattata;
- *soot water* che è necessario scaricare per effettuare la manutenzione di piccole parti di impianto, viene prima miscelata con *utility water* e poi scaricata come *grey water* in fogna;
- fluido di purga utilizzato per spazzare valvole di controllo della *soot water* o di oli pesanti durante la manutenzione;
- condensato che è presente nell'unità e che deve essere scaricato per poter effettuare la manutenzione;
- *grey water* che deriva dallo svuotamento dei recipienti che la contengono (Unità 3400) dopo una fermata. Questa non può essere scaricata direttamente in fogna oleosa e pertanto viene immessa nella corrente di processo, miscelata con acqua servizi ed quindi inviata a fogna oleosa OSW;
- fango che deriva dallo svuotamento dei sedimentatori dell'Unità 3400 per manutenzione e che viene fatto processare nei filtri e deposto in un container;
- acqua inquinata che deriva dallo svuotamento dell'Unità 4800 per manutenzione e che viene inviato all'impianto IAS dopo essere stato convogliato all'Unità 5000;
- acqua inquinata derivante dallo svuotamento di singole apparecchiature, quali scambiatori e pompe durante il funzionamento degli impianti.

Quest'acqua viene immessa nei circuiti di processo tramite acqua servizi e poi viene scaricata in fogna OSW; fanno eccezione alcuni scambiatori il cui contenuto ricco di morchie oleose va scaricato lentamente in fogna dopo averlo diluito con acqua servizi;

- effluente acido derivante dal lavaggio acido del filtro F101 dell'Unità 3400 che viene spedito tramite recipiente mobile al bacino di neutralizzazione dell'Unità 4800 e quindi scaricato a IAS;
- effluenti gassosi prodotti durante le attività di manutenzione (es.: l'H₂S che si libera durante il lavaggio acido del filtro F101 dell'Unità 3400) e che vengono convogliati alla torcia.

5.6 Scarichi Idrici ed Emissioni in Acqua

Gli scarichi idrici dell'impianto IGCC sono costituito da:

- acque di processo e acque piovane potenzialmente inquinate da oli;
- acque di scarico civili;
- acque chiare, acqua di mare utilizzata per il raffreddamento e per l'impianto di dissalazione e acque piovane non inquinate.

Le unità di produzione e pretrattamento delle acque di processo sono le seguenti:

- UNITA' 3200: recupero della *soot water* della frazione idrocarburica attraverso estrazione con nafta. Il refluo risultante è la *grey water*;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- UNITA' 3400: recupero dei metalli dalla *grey water* attraverso flocculazione, precipitazione e filtrazione;
- UNITA' 4800: precipitazione dei metalli residui dall'acqua pretrattata nella precedente, seguita da filtrazione e strippaggio dell'ammoniaca;
- UNITA' 4810: strippaggio di H₂S, NH₃, CO₂ dalle acque acide (*sour water*) e delle condense di processo;

Queste acque vengono raccolte dalla fognatura denominata acque grigie e convogliate nella vasca S113.

Con fogne separate confluiscono nella vasca S113 anche le acque oleose (*stripped water* dalle Unità 4810 e 4800, drenaggi, acque di lavaggio, acque piovane da aree pavimentate di unità di processo, acque oleose dai bacini di contenimento dei serbatoi e dall'area di caricamento dello zolfo liquido) in uscita dal separatore a due canali tipo API e le acque nere.

Le acque denominate chiare (blow down dalle torri di raffreddamento, acque meteoriche generalmente pulite, acqua mare concentrata proveniente dal dissalatore e acque provenienti dall'Unità 4710 di neutralizzazione degli scarichi di rigenerazione dei letti misti) vengono raccolte nella vasca S108 di calcestruzzo da 6.000 m³. La vasca ha un primo settore (pre-vasca) che separa l'olio accidentalmente presente nell'acqua.

Scarichi finali S1 e S2

Lo scarico S1 convoglia le acque chiare dalla vasca S108 al mare tramite il Canale Alpina. Per il 2004 la quantità dichiarata risulta di circa 52 milioni di m³/anno pari ad una portata media oraria di 6000 m³/h.

L'autorizzazione rilasciata dal comune di Melilli prescrive:

La società ISAB Energy S.r.l., sopra meglio generalizzata, allo scarico parziale "IE-1", nello scarico a mare tramite il canale Alpina, delle "Acque Chiare", pari a 7.000 mc/h (168.000 mc/giorno); lo scarico parziale deve rispettare i limiti della tabella 3 dell'allegato 5 del Decreto Legislativo 152/99.

Il Canale Alpina è un canale in cemento armato che inizia in corrispondenza del recinto fiscale lato ovest dell'impianto di Raffineria Isab Impianti Sud di Isab S.r.l. mediante un invaso munito di griglia per trattenere eventuali corpi estranei presenti (in tale punto avviene l'immissione delle acque meteoriche esterne alla raffineria e lo stramazzo delle acque di raffreddamento della medesima).

Da qui in poi il Canale scorre interrato, attraversando la Raffineria da ovest a est, e, passando sotto la ex SS114 e la ferrovia, per immettersi in mare nella Baia di S. Panagia, nel comune di Melilli. Prima del sottopasso è presente l'innesto dello scarico dell'impianto IGCC.

Erg Petroli SpA ed Isab Energy srl in data 22/10/2002 erano contestualmente autorizzate allo scarico a mare tramite il Canale Alpina dei reflui industriali per una portata complessiva di 168.000 m³/g e con il rispetto dei limiti della tabella 3 dell'allegato 5 del D.Lgs. 152/99.

In ottemperanza alle disposizioni del Decreto VIA 2122/95 la temperatura dello scarico S1 (scarico al Canale Alpina) viene monitorata giornalmente: la temperatura media rilevata nel 2007 è risultata pari a 28,9 °C.

I dati storici forniti dal Gestore sulla base delle dichiarazioni INES relativi agli scarichi idrici in mare confluiti tramite il Canale Alpina indicano per gli anni 2007 e 2008 che i flussi di massa più significativi hanno riguardato nichel e rame.

Lo scarico S2 convoglia le acque dalla vasca S113 (acque oleose, acque grigie ed acque nere) al Depuratore Consortile gestito da "Industria Acqua Siracusana S.p.A" (IAS). La portata complessiva è di 170 m³/ora, corrispondente al 5% della portata complessiva trattata da IAS.

Nel 2004 il Complesso IGCC ha inviato ad IAS 1,3 milioni di metri cubi di acqua contenenti 11,7 t di composti organici. I limiti di accettabilità delle acque reflue sono regolati con apposito accordo stipulato tra ISAB Energy e la IAS.

I dati storici forniti dal Gestore sulla base delle dichiarazioni INES relativi agli scarichi idrici confluiti all'impianto IAS indicano per gli anni 2007 e 2008 che i flussi di massa più significativi hanno riguardato il COT o COD/3, l'azoto totale, cianuri, IPA e fenoli.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

La portata complessiva degli scarichi ad IAS è di 170 m³/ora, corrispondente al 5% della portata complessiva trattata da IAS.

Il depuratore consortile, in esercizio dal 1982, tratta in media 2.300 m³/h di refluo industriale e civile, a fronte di una capacità complessiva da progetto di 4.200 m³/h. Le acque reflue industriali vengono convogliate in impianto mediante un collettore in vetroresina, lungo circa 24 km, proveniente sia da nord che da sud. Nel tratto nord sono collegate tutte le grandi aziende dell'area ed i comuni di Priolo e Melilli, nel tratto sud la frazione di Belvedere di Siracusa.

Il depuratore deve fare fronte alle esigenze depurative di un polo di notevole complessità per dimensione e per caratteristiche delle singole realtà produttive. Le aziende effettuano alcuni pretrattamenti prima dell'immissione del refluo nel collettore consortile o nella propria tubazione che porta direttamente all'impianto di depurazione. Quasi tutte le utenze industriali sono dotate di capacità di accumulo in modo da avere una maggiore elasticità di gestione in situazioni di emergenza.

L'impianto per la depurazione è stato progettato per operare in condizioni diverse, sia di variazioni di portata sia di carico inquinante, ed utilizza un sistema di abbattimento a "fanghi attivi" di tipo aerobico. Il depuratore si configura come un vero impianto industriale dove ciascuna sezione contribuisce in modo diverso ma nello stesso tempo efficace alla depurazione ed è articolato nelle seguenti fasi principali:

- grigliatura e sollevamento
- correzione pH
- chiarificazione primaria
- equalizzazione ed omogeneizzazione
- ossidazione
- sedimentazione secondaria
- pompaggio fanghi
- accumulo e scarico a mare.

Lo scarico a mare è effettuato tramite una condotta sottomarina lunga 1.750 m e collocata a 35 m di profondità che scarica al largo dei fondali della Penisola Magnisi.

Monitoraggio: il complesso IGCC è provvisto di un sistema di monitoraggio degli scarichi al Canale Alpina (acque chiare) e delle acque di scarico conferite all'impianto IAS che prevede prelievo di un campione medio giornaliero con campionatore automatico per l'analisi degli inquinanti di maggiore interesse (COD, temperatura, pH, tensioattivi). Giornalmente vengono eseguite le analisi dal laboratorio interno, due volte l'anno viene eseguita l'analisi di tutti i parametri previsti dal D.Lgs. 152/99.

5.7 Rumore e vibrazioni

Il Comune di Priolo Gargallo, secondo quanto previsto dall'articolo 6 della legge quadro 447/95, ha classificato il territorio su cui è situato l'impianto nella classe VI - area esclusivamente industriale.

Per verificare il clima acustico dell'area del Complesso IGCC, nel luglio 2004 sono stati eseguiti dei rilievi fonometrici presso 53 stazioni di misura, ubicate lungo il perimetro del Complesso stesso. Dai risultati del monitoraggio è emersa la conformità rispetto ai limiti stabiliti dalla zonizzazione acustica comunale di Priolo, nonché il rispetto del valore limite della classe VI già al confine dello stesso complesso IGCC.

Relativamente alle vibrazioni, il gestore riporta l'analisi della componente vibrazioni generate dall'accensione delle torce in modalità *smokeless* (ovvero durante l'avviamento dell'impianto), condizione maggiormente gravosa rispetto alle condizioni normali di marcia degli impianti.

I risultati ottenuti presso i punti di monitoraggio lungo il confine del Complesso IGCC sono risultati essere inferiori ai riferimenti normativi stabiliti dal D.Lgs. 81/08.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

5.8 Inquinamento Olfattivo

Il gestore dichiara che non sono state identificate fonti note di odori, né vi sono segnalazioni passate di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto.

5.9 Rifiuti

All'interno del complesso sono presenti due aree per il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti costituiti da:

- rottami ferrosi e non ferrosi, cavi elettrici, batterie usate (DTF)
- altri rifiuti speciali (pericolosi e non - DTR).

Entrambe le aree sono recintate, pavimentate e dotate di un sistema di raccolta delle acque piovane. Il catalizzatore SRC esausto viene smaltito e sostituito ogni 3-4 anni.

L'area per i rifiuti speciali ha una capacità di stoccaggio di 1000 m³ ed una superficie di 2117 m². L'area per i rottami ferrosi interessa una zona con capacità di stoccaggio pari a 30 m³ ed una superficie di 378 m².

La raccolta dei rifiuti dai luoghi di produzione avviene seguendo un'apposita procedura interna e le analisi chimiche sono svolte in laboratori accreditati e secondo metodiche ufficiali.

Di seguito si riporta, in riferimento al 2006, le tipologie di rifiuti le modalità di gestione dichiarate nella domanda: All'interno del complesso sono presenti due aree per il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti costituiti da:

CODICE CER ^[1]	DESCRIZIONE	STATO	STOCCAGGIO		
			AREA	MODO	DESTINO
050106*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti ed apparecchiature	Solido	R1 Manutenzione apparecchiature	Contenitori	D9-D10-D15
060602*	Rifiuti contenenti solfuri pericolosi	Solido	R1 Manutenzione apparecchiature	Contenitori adeguati	D15
100114*	Ceneri pesanti, scorie e polveri da coinerimento	Solido	R1 Manutenzione apparecchiature	Contenitori	D9
100199	Rifiuti non specificati altrimenti	Solido	R1 Manutenzione apparecchiature	Contenitori	D1
130205*	Scarti di olio minerale per motori	Liquido	Manutenz. R1	Contenitori	R13
130307*	Oli minerali isolanti e termoconduttori	Liquido	Manutenz. R1	Contenitori	R13
150101	Imballaggi di carta e cartone	Solido	Raccolta differenziata R1	Contenitori	D13
150102	Imballaggi di plastica	Solido	Raccolta differenziata R1	Contenitori	D13
150103	Imballaggi in legno	Solido	Raccolta differenziata R1	Sfusi	D13
150104	Imballaggi metallici	Solido	Manutenzione R2	Sfusi	D1
150106	Imballaggi in materiali misti	Solido	Attività di magazzino R1	Contenitori	D10
150107	Imballaggi in vetro	Solido	Attività di magazzino	Contenitori	D1



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

CODICE CER ^[1]	DESCRIZIONE	STATO	STOCCAGGIO		
			AREA	MODO	DESTINO
			R1		
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	Solido	Manutenzione R1-R2	Contenitori	D9-D10
150202*	assorbenti, mat. filtranti, stracci ecc.	Solido	Manutenz R1	Contenitori	D9-D10
150203	assorbenti, mat. filtranti, stracci, indum. protett.	Solido	R1 Manutenz.	Contenitori	D10
160213*	Apparecchiature fuori uso, contenenti sostanze pericolose	Solido	Manutenz. R1	Contenitori	D15-R4-R13
160214	Apparecchiature fuori uso	Solido	Manutenz. R2	Contenitori	R13
160303*	Rifiuti inorganici contenenti sostanze pericolose	Solido	Manutenz. R1	Contenitori	D9
160306	Rifiuti organici diversi dalla voce 160303*	Liquido	Manutenz. R1	Contenitori	D15
160505	Gas in contenitori a pressione	Solido	Manutenz. R1-R2	Contenitori	R13
160508*	Sostanze chimiche organiche di scarto contenenti sostanze pericolose	Liquido	R1 Manutenzione	Contenitori	D15
160601*	Batterie al piombo	Solido	R2 Manutenzione	Contenitori	R13
160709*	Rifiuti contenenti altre sostanze pericolose	Solido	R1 Manutenzione	Contenitori	D9
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati	Solido	R1 Manutenzione	Contenitori	D9
161001*	Soluzione acquosa di scarto, contenente sostanze pericolose	Liquido	R1 Manutenzione	Contenitori	D10
161002	Soluzione acquosa di scarto, non contenente sostanze pericolose	Liquido	R1 Manutenzione	Contenitori	D9-D10
161106	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazione metallurgiche	Solido	R1 Manutenzione	Contenitori	D1
170101	Cemento	Solido	R1 Costruzione e demolizione	Contenitori	D1-D9
170903*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione, contenti PCB	Solido	R1 Costruzione demolizione, pulizia	Contenitori	D9
200101	Carta e cartone	Solido	R1 Raccolta differenziata	Contenitori	R13
200121*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Solido	R1 Manutenzione	Contenitori	D15
200136	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso	Solido	R2 Manutenzione	Contenitori	R13
200139	Plastica	Solido	R1 Raccolta differenziata	Contenitori	R13



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

CODICE CER ^[1]	DESCRIZIONE	STATO	STOCCAGGIO		
			AREA	MODO	DESTINO
200140	Metallo	Solido	R1 Raccolta differenziata	Contenitori	R13
200201	Rifiuti biodegradabili	Solido	R1 Manutenzione verde	Sfusi/Cont.	R3

[1] I rifiuti contrassegnati con * sono rifiuti pericolosi.

5.10 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

L'impianto essendo inserito all'interno del perimetro del sito di interesse nazionale di Priolo ha predisposto ed effettuato diversi piani d'indagine di suolo, sottosuolo ed acque sotterranee. Dall'esame dei risultati delle analisi chimiche eseguite sui campioni di acqua sotterranea, è emersa la presenza di concentrazioni superiori alle CSC previste dal D.Lgs. 152/06 in alcuni campioni prelevati, relativamente ai seguenti parametri: metalli (alluminio, arsenico, boro, cromo totale, ferro, manganese, nichel, piombo e vanadio), IPA (benzo[a]pirene, benzo[g,h,i]terilene e IPA totali), composti alifatici clorurati cancerogeni (cloroformio e tetracloroetilene) e composti alifatici clorurati non cancerogeni (1,2-Dicloropropano).

Nel maggio 2007 ha presentato progetto di messa in sicurezza operativa delle acque di falda. Tutto il procedimento è seguito dalla conferenza di servizi del MATTM specifica per le bonifiche dei siti inquinati.

Nella Conferenza di servizi istruttoria del 31.07.08 il Ministero dell'Ambiente ha deciso di richiedere all'Azienda di trasmettere il progetto di bonifica dei suoli, elaborato sulla base della caratterizzazione così come integrata dalle prescrizioni impartite dalla C.d.S. e il progetto di bonifica delle acque di falda, basato sul marginamento fisico immersato nel primo strato impermeabile significativo. La successiva Conferenza dei servizi decisoria non è stata ancora istruita.

In merito alla caratterizzazione delle aree stralcio destinate alla realizzazione di nuovi impianti nonché alla restituzione agli usi legittimi delle aree medesime, il ministero non riteneva condivisibile (nella Conferenza di servizi istruttoria del 31.07.08) la restituzione agli usi legittimi delle aree stralcio, atteso che dalla documentazione in esame risulta essere stata riscontrata contaminazione nelle acque di falda sottostanti le aree medesime (Cloroformio in PM4 e Al, Fe e Pb in SIE/PM67 nella c.d. area Impianto Idrogeno e Mn e V in PM14 e Al e V in BH5 nella c.d. area Impianto insaccamento Vanadio) ed imponeva che ai fini della presa d'atto dei risultati della caratterizzazione effettuate nell'area del c.d. Impianto insaccamento Vanadio doveva essere acquisita la validazione da parte di ARPA dei risultati delle attività di caratterizzazione nonché della non campionabilità del top soil in corrispondenza dell'area B I.

Con nota prot. n. 2083/SR del 18/03/2009, l'ARPA DAP di Siracusa ha trasmesso la validazione delle indagini integrative maggio 2007 relativamente all'area destinata al Nuovo Impianto Idrogeno.

Con nota prot. n. 9295/SR del 10/09/2009, l'ARPA DAP di Siracusa ha trasmesso la validazione delle indagini ambientali relativamente alla maglia 50x50 m, per la sola matrice suolo e con nota protocollo 711/SR del 28.01.2010 per la matrice acqua.

Per prevenire la contaminazione del suolo il Gestore ha predisposto un piano programmato di controllo/riparazione dello stato di salute della metallurgia dei serbatoi fuori terra. Dove è possibile il rilascio di sostanze chimiche o asfalti/oli pesanti sono presenti bacini di contenimento in cemento. Tutti i serbatoi e le linee di trasporto sono ubicate fuori terra, incluso il serbatoio dell'hot oil. La rete di fogna oleosa è interrata. Tutte le linee di processo sono pavimentate con guaina isolante. La domanda non riporta in modo esauriente le modalità di prevenzione della contaminazione del suolo.

Tutte le aree di processo sono pavimentate e intorno agli equipaggiamenti dove è ipotizzabile il rilascio di sostanze chimiche e/o asfalti/oli pesanti sono presenti muretti di contenimento in cemento.

Il complesso è dotato di sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare. Sono previste procedure e tecniche interne per identificare e controllare la presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento di acque reflue, anche mediante la messa in atto di campionamenti dei reflui.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

5.11 Altre forme di inquinamento

Sono state identificate altre fonti di inquinamento, in particolare sono riportate le valutazioni delle esposizioni a radiazioni elettromagnetiche non ionizzanti e a vibrazioni negli ambienti di lavoro. Tali valutazioni sono tuttavia riferite alla tutela del lavoratore da tali fonti derivanti dall'esercizio dell'impianto. Non sono state effettuate valutazioni in ambiente esterno sia per i risultati ottenuti nelle misure già menzionate, che rientravano nei limiti di legge, sia perché i recettori più vicini al complesso sono rappresentati da vecchie masserie abbandonate o edifici adibiti a servizi.

5.12 Eventi incidentali

I punti critici del Complesso IGCC, per i quali sono previste le maggiori probabilità di accadimento degli eventi incidentali, si possono così elencare:

- per il possibile rilascio di Syngas:
 - Decantatore D101 (Unità 3200),
 - Reattore di gassificazione R101 (Unità 3100);
- per il possibile rilascio di Gas Acido:
 - Serbatoio D102 flash acqua e separazione gas acidi (Unità 3200),
 - Sistema stripping gas acidi e ammoniacca T102/D-102 (Unità 4810);
- per il possibile rilascio di Idrocarburi:
 - Pompe P101 A/B del circuito Hot Oil (Unità 3010),
 - Forno Hot Oil F101 (Unità 3010),
 - Pompe trattamento nafta (Unità 3200);
- per il possibile rilascio di Propano:
 - Evaporatore Propano D104/E101 (Unità 4400).

Oltre al rischio di incidenti che potrebbero verificarsi all'interno del Complesso IGCC il Gestore ha preso in considerazione il rischio dovuto ad incidenti che potrebbero avvenire in impianti ubicati in prossimità del Complesso. Ove si trovano:

- area inutilizzata (a distanza superiore ai 200 m è ubicata la torcia della Raffineria Isab Impianti Sud),
- Raffineria Isab Impianti Sud (a distanza di 200 m è ubicato il Serbatoio Stoccaggio Grezzo S104),
- impianto Air Liquide Impianti Gassificazione (ALIG).

Sulla base delle informazioni desunte dagli altri gestori delle attività limitrofe, non si rilevano eventi incidentali che potrebbero avere un impatto rilevante verso il complesso IGCC/SDA. Il rischio maggiore connesso con l'impianto ALIG appare essere la possibilità di avere un rilascio di ossigeno e di conseguenza una atmosfera sovraossigenata. Riguardo ad un rilascio di ossigeno dallo stabilimento ALIG che vada ad arricchire l'atmosfera nelle zone del complesso IGCC (zone limitrofe allo stabilimento), è stato predisposto un sistema di rilevazione di ossigeno lungo la recinzione del Complesso IGCC che è adiacente allo stabilimento che in caso di rilascio di O₂ dagli impianti ALIG preveda un allarme in Sala Controllo.

Si segnala che in data 13 ottobre 2008 presso il Complesso IGCC è occorso un evento incidentale che ha interessato il modulo 1 ed in misura minore il modulo 2 dell'unità ciclo combinato. Il gestore riporta che nella circostanza è stato attuato il piano di emergenza interno e le misure di protezione intervenute, e quindi l'evento ha prodotto danni materiali alle strutture dell'impianto ma non si sono registrati danni ambientali o infortuni gravi a lavoratori. Il modulo 2 è stato riavviato nel dicembre 2008 con apposita comunicazione inviata in data 28 novembre 2008 al Comitato tecnico Regionale (CTR) dei Vigili del Fuoco, comprensivo del Piano di controllo e ripristino e dell'analisi post incidentale, insieme al verbale d'accertamento e sopralluogo redatto da ARPA Sicilia che ha ricompreso il report orario della qualità dell'aria nelle stazioni della rete di monitoraggio del Consorzio Industriale Protezione Ambiente (CIPA).



5.13 Altre criticità

Il fatto che il complesso IGCC sia inserito all'interno del polo industriale, impone che siano tenute in debita considerazione la stretta correlazione impiantistica esistente con la raffineria e allo stesso tempo la posizione del complesso stesso all'interno del perimetro di un'area ampiamente compromessa per ciò che riguarda la qualità delle acque sotterranee e dei suoli.

6 Assetto produttivo futuro

6.1 Impianto da autorizzare e proposte del gestore

In data 23/12/2008 ISAB Energy ha ottenuto l'esclusione dall'assoggettamento a procedura di VIA (protocollo DSA -VIA- ISR-00 -[2007.0014]) relativamente al progetto di modifica dell'impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti per la produzione di idrogeno. Nel corso della riunione tenutasi in data 27 aprile 2009, il Gestore ha richiesto al Gruppo Istruttore della Commissione Istruttoria AIA-IPPC che la modifica impiantistica riguardante la sola realizzazione del nuovo impianto idrogeno, fosse ricompresa nell'AIA del complesso IGCC, presentando anche la modifica impiantistica oggetto della predetta esclusione VIA, integrando opportunamente la documentazione tecnica. La modifica impiantistica consente di produrre l'idrogeno necessario alla Raffineria Isab Impianti Sud per la produzione di benzine e gasoli con concentrazioni di zolfo fino a 10 ppm.

Il cronoprogramma del Gestore indica la data di aprile 2010 per l'entrata in esercizio del nuovo impianto idrogeno a membrane (Unità 3800).

Tale modifica impiantistica non comporta variazioni del quadro emissivo esistente, né in termini di consumi di materie prime.

6.2 Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili

L'impianto di gassificazione a ciclo combinato (Complesso IGCC) assolve le seguenti funzioni principali:

- gassificazione dei residui asfaltici di raffineria;
- recupero dello zolfo e del vanadio a valle del processo di gassificazione;
- cogenerazione d'energia elettrica e termica.

Inoltre, all'interno del complesso IGCC, sono presenti diverse unità ausiliarie a supporto delle principali unità di processo quali gli impianti di raffreddamento, di dissalazione, di demineralizzazione, ecc.

Sulla base di questi riferimenti e in assenza di BREF e di Linee Guida specifici per impianti di questo tipo, l'IGCC rappresenta di per se una MTD per le raffinerie. Il gestore individua i seguenti documenti di riferimento:

- *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)*;
- Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili per i Grandi Impianti di Combustione (MTD impianti di combustione);
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (REF)*;
- Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili -Raffinerie di Petrolio e di Gas (MTD raffinerie);
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE)*.

Dall'analisi di questi BREF e LG il gestore individua le BAT applicabili al complesso IGCC relativamente a:

- efficienza energetica di cogenerazione;
- efficienza energetica dei processi di raffinazione (sia singolarmente sia nel loro complesso);
- BAT per gassificare gli asfalti e raffinare i gas di sintesi, per recuperare lo zolfo ed altre eventuali materie prime secondarie;
- sistema di gestione integrato del Complesso IGCC;
- eventuali emissioni fuggitive;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- emissioni convogliate in aria dei gas e al loro trattamento;
- scarichi di processo e al loro trattamento;
- gestione dei rifiuti;
- prevenzione della contaminazione dei suoli;
- sicurezza;

e riportate di seguito in dettaglio

Sistemi di gestione ambientale

MTD: Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale

Stato: Applicata

Il gestore del complesso IGCC ISAB Energy Services possiede una certificazione BS OHSAS 18001:2007 rilasciata il 04/04/2005, n° CERT-054-2005-AHSO-ROM-SINCERT.

Il certificato ISO 14001 rilasciato alla società ISAB Energy Services (Gestore degli impianti) è il N. 757-2003-AE-ROM-SINCERT. Il suddetto certificato è stato emesso per la prima volta in data 24/12/2003, è stato mantenuto fino ad oggi.

Il SGA è composto da procedure specifiche per le tematiche associate all'ambiente (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, produzione, movimentazione e stoccaggio dei rifiuti). All'interno di ciascuna procedura sono esplicitate le varie funzioni interne che sono preposte all'esecuzione ed alla verifica di ciascuna attività.

Emissioni fuggitive

Materiale: emissione di VOC dai sistemi di movimentazione e trasferimento dei gas e dei prodotti leggeri (flange, guarnizioni, pompe, valvole di sicurezza di inizio e fine linea)

MTD:

- Implementare sistemi di leak detection and repair program(LDAR)
- Modificare o sostituire i componenti presenti che provocano le perdite
- Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/scarico di prodotti leggeri

Stato: Parzialmente Applicata

Tra ottobre 2004 e novembre 2005 ISAB Energy ha effettuato la campagna di monitoraggio delle componenti di processo per la stima delle emissioni fuggitive di VOC. Nell'ambito di tale monitoraggio, sono state censite 5133 sorgenti. Dalla campagna di monitoraggio è emerso che solo 13 sorgenti, pari allo 0,25 % del totale sono state rilevate oltre soglia 10.000 ppmv e nel complesso lo 0,79 % è stato rilevato oltre soglia 1.000 ppmv.

Sulla base dei suddetti risultati, la società ISAB Energy aveva deciso di ripetere il monitoraggio delle emissioni fuggitive con cadenza triennale a valle del quale implementare e rendere operativa la procedura LDAR.

Il monitoraggio LDAR non è però stato ripetuto nel 2008 in quanto previsto in data successiva all'evento incidentale dell'ottobre 2008.

Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili, materie prime e prodotti

Prevenzione della contaminazione del suolo, sottosuolo, acque sotterranee da perdite dai serbatoi



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

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 perlomeno 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 interrato, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrato 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.).
- Valutazione della possibilità di applicare sistemi di protezione catodica per evitare la corrosione del fondo del serbatoio e delle condutture;
- Valutare la possibilità di impermeabilizzare i bacini di contenimento o installare doppi fondi
- Prevenzione delle perdite attraverso opportune procedure di ispezione dei serbatoi per verificarne l'integrità
- 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: Applicata

Le materie prime utilizzate dal complesso IGCC sono asfalto, gasolio, metano, fuel oil e altre materie prime ausiliarie di processo, che sono stoccate all'interno di serbatoi provvisti di bacini di contenimento per raccogliere eventuali rilasci di sostanza corrosiva.

I combustibili utilizzati provenienti dalla raffineria tramite una rete di tubazioni sono fuel oil, stoccato in due serbatoi fuori terra della capacità di 2880 m³ ciascuno dai quali, mantenuto a temperatura costante, viene pompato al gassificatore. Il gasolio, utilizzato per l'avviamento dei due turbogas, viene stoccato in due serbatoi fuori terra, mentre il fuel gas comunemente, corrispondente al gas metano utilizzato nell'impianto hot oil, viene fornito dalla rete SNAM.

Il combustibile ottenuto dalla gassificazione dei componenti pesanti derivanti dalle lavorazioni della raffineria è il WET SYNGAS che viene inviato ai due turbogas.

Tutti i serbatoi e le linee di trasporto sono ubicate fuori terra a meno del serbatoio Hot oil. La rete fognaria oleosa è interrata.

Intorno agli equipaggiamenti dove è ipotizzabile il rilascio di sostanze chimiche o asfalto/oli pesanti sono presenti muretti di contenimento in cemento. E' presente un piano programmato di controllo/riparazione dello stato di salute della metallurgia dei serbatoi fuori terra. Tutte le aree di processo sono pavimentate con guaina isolante. Sono presenti procedure per le ispezioni meccaniche, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi

Sistemi di sicurezza – Torce

MTD:

- L'utilizzo delle torce deve essere effettuato solo come sistema di sicurezza (avvio, fermata e durante le emergenze)
- L'emissione deve essere esente da fumo
- L'invio a torcia deve essere minimizzato attraverso ad esempio recupero di fuel gas in raffineria



- deve assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio mediante iniezione di vapore;
- minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione di:
 - bilanciamento del sistema gas di raffineria;
 - utilizzo, nell'unità di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità;
 - applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare l'invio di gas in torcia;
 - installazione, quando economicamente possibile, di un sistema di recupero gas diretto in torcia;
- valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia

Stato: Applicata

Tutti gli scarichi di prodotti tossici e/o infiammabili dai dispositivi di emergenza di scarico di pressione sono convogliati a due sistemi di collettori/torcia:

- acida, raccoglie gli scarichi in emergenza dei gas a bassa pressione e ricchi in H₂S (diametro 24");
- principale, raccoglie tutti i rimanenti scarichi in emergenza (diametro 48").

Delle due torce presenti, quella principale è utilizzata solo nelle fasi di avvio, fermata e durante le emergenze.

Le torce sono progettate per il funzionamento esente da fumo (*smokeless*) attraverso l'uso di vapore di media pressione, controllato da un segnale di fiamma.

Ogni torcia è dotata di:

- misuratore di portata;
- guardia idraulica alimentata da acqua servizi, o in alternativa, da acqua antincendio;
- separatori di liquido;
- sistema di videosorveglianza

Efficienza energetica

MTD:

- adozione di un sistema di gestione dell'energia;
- gestione ottimale delle operazioni di combustione; ricorso a campagne analitiche e di controllo periodiche per il miglioramento della combustione: forni e caldaie possono raggiungere un'efficienza termica dell'85% tramite un attento monitoraggio e controllo dell'eccesso d'aria e della temperatura dei fumi. Se fosse applicato un preriscaldamento dell'aria di combustione e/o la temperatura in uscita dei fumi fosse mantenuta ad un livello prossimo a quella del punto di inizio condensazione si arriverebbe ad un'efficienza del 90-93 %;
- ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto e/o tramite integrazioni termiche da diversi impianti/processi;
- valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione energia, come utilizzo di turbine a gas con caldaie di recupero calore; preriscaldamento dell'aria di combustione; installazione di impianti a ciclo combinato di generazione/cogenerazione di potenza, IGCC;
- riutilizzo dell'acqua di condensa;
- ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, ad esempio attraverso l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie.

Stato: applicata

L'impianto è un IGCC, ossia una centrale di cogenerazione costituita da due linee distinte a ciclo combinato che utilizzano come combustibile residuo di raffineria. L'impianto è sottoposto a verifiche continue per definire tempi e modalità per la pulizia delle caldaie a recupero al fine di massimizzare l'efficienza di scambio termico.

Il combustibile gassoso/syngas non viene preriscaldato in quanto arriva già caldo e deve infatti essere raffreddato in più stadi. Il calore in eccesso viene ceduto a diversi fluidi di processo, non dissipando calore



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

o consumando altra energia primaria per raffreddarlo.

L'efficienza elettrica è del 51%, circa il 51% dell'energia contenuta nel combustibile viene convertita in energia elettrica immessa in rete al lordo del consumo degli ausiliari. Inoltre l'impianto recuperando una buona quantità di energia sotto forma di vapore per esigenze di processo nel sito, è cogenerativo.

L'efficienza d'utilizzazione registrata nel 2004, ricavata dalla somma dell'energia termica ed elettrica prodotta, è stata pari al 60%.

Il condensato freddo proveniente dalle turbine a vapore, prima di ritornare ad alimentare i due generatori di vapore viene riscaldato. Si recupera parte del calore all'interno delle CCU su alcuni scambiatori opportunamente dedicati.

Emissioni di polveri (LG MTD raffinerie – ottobre 2005, par. H, pg 138 e 168)

MTD: Ridurre le emissioni di polveri (particolato proveniente da combustibili liquidi contenenti Ni e V) a 5-20 mg/Nm³ attraverso l'applicazione di una combinazione di:

- riduzione del consumo di combustibile;
- massimizzazione dell'utilizzo di gas e di combustibili liquidi a basso contenuto di ceneri;
- nebulizzazione di combustibili liquidi;
- utilizzazione di precipitatori elettrostatici (ESP) e filtri quando vengono utilizzati combustibili liquidi pesanti in forni e boiler

Stato: Applicata

I valori medi giornalieri e mensili delle concentrazioni di particolato nella canna fumaria facente capo al forno hot oil alimentato prevalentemente ad olio combustibile BTZ sono di norma inferiori ai 20 mg/Nm³ (nel 2004 il valore medio annuo è stato di 19 mg/Nm³, nelle due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 è stato di 7.5 mg/Nm³ e nella campagna del 12/2007 di 15,5 mg/Nm³).

Il gestore ritiene pertanto non necessario l'utilizzo di filtri elettrostatici o a maniche.

MTD: Le emissioni di particolato nei fumi di combustione di forni e caldaie in raffineria risultano generalmente basse, a meno che non vengano utilizzati combustibili liquidi molto pesanti e con alti contenuti di ceneri. In questo caso si cerca di utilizzare combustibili leggeri e con basso contenuto di ceneri e meno l'utilizzo di filtri o precipitatori elettrostatici.

Prestazioni: per forni di processo che utilizzano combustibile liquido le prestazioni indicate sono: 20-250 mg/Nm³, mentre con l'utilizzo di fuel gas sono <5 mg/Nm³.

Stato: Applicata - L'impianto non utilizza filtri elettrostatici o a maniche.

Le principali sorgenti di emissione di polveri sono:

- Unità 4000, camini delle due turbogas (CCU1 e CCU2);
- Unità 3010, camino del forno hot oil.

L'emissione complessiva autorizzata di PM da queste 3 sorgenti è pari a 10 mg/Nm³, mentre il dato medio annuale è inferiore a 5 mg/Nm³.

I catalizzatori presenti in impianto sono utilizzati fino a fine vita, dopodiché sono smaltiti.

Relativamente alle emissioni relative al solo forno Hot Oil, attualmente circa il 20% del combustibile utilizzato è costituito da gas naturale, l'80% da combustibile liquido (fuel oil) a basso tenore di zolfo approvvigionato dalla vicina raffineria. All'interno del forno dell'Unità 3010 viene iniettato vapore a 5 barg di atomizzazione del fuel oil.

I valori medi giornalieri e mensili delle concentrazioni di particolato nella canna fumaria facente capo al forno hot oil sono di norma inferiori ai 20 mg/Nm³, tuttavia non ci sono dati registrati relativi alle singole

TURBINE A GAS DEL CICLO COMBINATO

MTD: con l'utilizzo di gas naturale non sono previste tecniche di abbattimento per polveri e SO₂.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Livelli indicati per le emissioni di polveri e SO₂ senza sistemi di abbattimento (15% O₂):

Polveri: molto inferiori a 5 mg/Nm³;

SO₂: molto inferiori a 10 mg/Nm³

Stato: Non applicabile poiché i gruppi in ciclo combinato sono alimentati con il syngas prodotto con il processo di gassificazione e non con gas naturale.

Emissioni di SO_x

MTD: ridurre le emissioni di SO_x attraverso la riduzione del consumo di combustibile, incrementando la proporzione di utilizzo di combustibili "puliti" (a basso contenuto residuo di zolfo, a gasolio e a gas).

Prestazione: non indicata

Le LG MTD raffinerie Ottobre 2005 pg.159 non forniscono prestazioni ma riportano a titolo indicativo, alcuni valori di emissioni stechiometriche di SO_x attese in forni e caldaie (senza FGD per trattamento fumi) in relazione al contenuto di zolfo raggiungibile nei combustibili. (mg/Nm³ al 3 % di O₂):

- 5-100 (fuel gas sino al 0,06 % in peso S; i valori di emissione ottenibili dipendono dal livello di concentrazione di H₂S raggiungibile con la MTD trattamento gas con ammine):
 - 850 (fuel liquido 0,5 % peso S)
 - 1700 (fuel liquido 1 % peso S)
 - 3400 (fuel liquido 2 % peso S)
 - 5000 (fuel liquido 3 % peso S)

Stato: Applicata

Ciclo combinato CCU1 e CCU2

Le emissioni di SO_x espresse come SO₂ ai camini delle CCU presentano valori medi mensili nel 2004 molto bassi, compresi tra 3,3 e 11,4 mg/Nm³ e quasi sempre inferiori a 10 mg/Nm³.

Il syngas che alimenta le turbine a gas è desolfato.

Forno Hot Oil

Il forno hot oil è alimentato prevalentemente con un olio combustibile a basso contenuto di zolfo (S<1% o in alternativa con gas naturale e/o syngas). Le correnti di syngas che alimentano il ciclo combinato presentano valori di zolfo trascurabili. Il forno brucia inoltre anche i refluì gassosi dell'impianto Claus e dai gas di coda di processo.

L'off gas e sour gas, prima di essere inviato al postcombustore, è desolfato mediante processo Claus e successiva rimozione della SO₂ e H₂S con formazione di zolfo liquido, diventando gas di coda. Dal gas di coda così formatosi è stato ulteriormente rimosso H₂S con una soluzione acquosa contenente metildietanolammina (MDEA).

Nelle normali condizioni d'esercizio del complesso IGCC il valore medio di emissione di SO_x espresso come SO₂ alla canna fumaria facente capo ai fumi combusti provenienti dal forno hot oil e a quelli provenienti dalla combustione dei gas di coda è circa pari a 1000 mg/Nm³ (972 mg/Nm³ nell'ottobre 2005; 1028 mg/Nm³ nel dicembre 2005).

MTD: La riduzione delle emissioni dei composti solforati (SO_x e H₂S) in atmosfera può avvenire attraverso:

- riduzione dei consumi di combustibile;
- utilizzazione di combustibile a basso tenore di zolfo;
- l'utilizzo di un'unità di recupero in massa dello zolfo (SRU) dai gas di coda (processo Claus) con efficienze di rimozione tra 90% (nel caso di un reattore) e 98% (nel caso di tre reattori);
- rimozione dell'H₂S presente nel gas a seguito del processo Claus attraverso scrubbing;
- incenerire i gas di coda residui;
- inviare ad impianto di trattamento acque la sour water condensata dal sour gas.

L'abbattimento dei vari step del SRU varia tra 99.5 e 99.9 a seconda del tipo di gas da trattare.

Stato: Applicata



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Le principali sorgenti sono:

- syngas prodotto dal processo di gassificazione
- forno nell'unità 3010 che utilizza come combustibile olio combustibile BTZ (<1%)

Il complesso IGCC è dotato di 4 unità apposite per rimuovere dalla totalità del syngas prodotti i gas acidi (3500), il solfuro di carbonile (3300) e recuperare lo zolfo dal gas di coda (tail gas) (3700) e trattare il tail gas risultante (3800). I processi sono, nell'ordine:

- rimozione dell' H₂S con una soluzione acquosa al 50% in peso di metidietanolamina (MDEA);
- idrolisi dei composti solforati e rimozione dell'H₂S dalla corrente di syngas;
- combustione del gas di coda in forno per convertire l'H₂S in SO₂;
- conversione dei composti solforati in zolfo all'interno di un reattore che utilizza il processo Claus;
- conversione dei composti solforati presenti nel tail gas in H₂S attraverso idrogenazione;
- rimozione dell'H₂S con una soluzione acquosa al 50% in peso di MDEA;
- incenerimento del gas trattato.

Lo zolfo recuperato viene venduto come prodotto. La condensa acida a seguito dell'idrolisi del gas è inviata in un'apposita unità di trattamento. Il processo Claus ha una resa di conversione H₂S in zolfo pari al 91%. Considerando la composizione del syngas in ingresso all'unità 3300 (8920 kg/h di H₂S e 801 kg/h di COS) e quella dei gas in uscita a seguito di incenerimento dell'Unità 3700 (5,6 kg/h di SO₂ e 0,4 kg/h di SO₂), l'abbattimento complessivo dei composti solforati è superiore al 99,9%.

Emissioni di NO_x

MTD: La riduzione di tali emissioni in atmosfera può avvenire attraverso:

- una quantificazione delle varie sorgenti di NO_x al fine di identificare quelle principali;
- riduzione dei consumi di combustibile;
- utilizzare bruciatori a bassa emissione di NO_x;
- migliorare l'efficienza termica delle unità di combustione;
- utilizzo di ossidanti in grado di trasformare NO_x in N₂O₅ solubile in acqua con rese di rimozione di NO_x fino a 90-95%;
- utilizzo di riduttori selettivi catalitici con rese di rimozione fino a 80-95%;
- utilizzo di riduttori selettivi non catalitici con rese di rimozione fino a 40-70%.

Stato: Applicata.

Ciclo combinato CCU1 e CCU2

Per la riduzione degli NO_x dei due turbogas sono adottate due tecnologie:

1. umidificazione del syngas al fine della riduzione del potere calorifico e quindi della temperatura di fiamma in camera di combustione turbogas;
2. utilizzo di un riduttore selettivo catalitico (SCR).

Il sistema di abbattimento SCR utilizza ammoniaca recuperata dal syngas stesso come riducente degli ossidi di azoto. La reazione è catalizzata da un "Catalizzatore a griglia" a base di ossidi metallici; la temperatura di esercizio del catalizzatore è di circa 350-400 °C. L'abbattimento degli ossidi di azoto è di oltre il 90%.

Forno Hot Oil

Per quanto riguarda la canna fumaria relativa al forno hot oil nel corso dell'intero 2004 i valori di concentrazione giornalieri misurati in continuo normalmente inferiori a 300 mg/Nm³ e valori medi mensili compresi tra circa 250 e circa 300 mg/Nm³. Anche la media tra le concentrazioni misurate in due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 è pari a 286 mg/Nm³. In entrambe le campagne di misura la concentrazione di O₂ associata a tali misure è pari al 5,7%.

Le emissioni giornaliere di NO_x misurate in continuo e relative alle due CCU sono stabilmente inferiori a 75 mg/Nm³ nell'arco di tutto il 2004. I valori medi mensili delle concentrazioni di NO_x nel 2004 sono compresi all'incirca tra i 20 e i 40 mg/Nm³ sia nella canna fumaria facente capo alla CCU 1, sia in quella facente capo alla CCU 2.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

A titolo esemplificativo anche la media delle concentrazioni misurate nelle due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 sono rispettivamente pari a 38,4 mg/Nm³ per la CCU 1 (O₂ pari a 6%) e 33,3 mg/Nm³ per la CCU 2 (O₂ pari a 15%).

Emissioni di NO_x

MTD: La riduzione di tali emissioni in atmosfera di NO_x per generatori e boiler alimentati da combustibili liquidi può avvenire attraverso:

- riduzione del consumo di combustibile;
- la sostituzione di bruciatori esistenti con tipologie di bruciatori a bassa produzione di NO_x durante i principali interventi di ammodernamento dell'impianto.

Stato: Applicata.

Il forno di processo per il riscaldamento dell'hot oil è dotato di bruciatori Low NO_x.

L'alta efficienza energetica del complesso riduce le emissioni di NO_x

Emissioni di NO_x per il forno Hot Oil

MTD: La riduzione di tali emissioni in atmosfera di NO_x per generatori e boiler alimentati da combustibili liquidi possono essere ridotte a valori di concentrazione di 55-300 mg/Nm³ (più bassi i livelli per i boiler con SCR e più alti quelli per piccoli generatori con tecniche di abbattimento base). E' possibile ottenere emissioni inferiori a 100 mg/Nm³ attraverso:

- alta efficienza termica supportata da buoni sistemi di controllo e regolazione dell'ossigeno;
- tecniche di combustione con bruciatori a bassa emissione di NO_x;
- ricircolazione in boiler di gas combusti (FGR, flue gas recirculation);
- tecniche di combustione multifase (reburning)
- riduttori selettivi catalitici e non catalitici (SCR, SNCR)

Stato: Applicata.

Il forno di processo per il riscaldamento dell'hot oil è dotato di bruciatori Low NO_x. Il forno hot oil è alimentato prevalentemente da fuel oil, olio combustibile a basso tenore di zolfo.

La canna fumaria relativa al forno hot oil ha presentato nel corso del 2004 valori di concentrazione giornalieri misurati in continuo normalmente inferiori a 300 mg/Nm³ e i valori mensili compresi tra 250 mg/Nm³ e 300 mg/Nm³. Anche la media tra le concentrazioni misurate nelle campagne discontinue del 2005 è pari a 286 mg/Nm³.

Emissioni di CO

MTD: Valori per forni e caldaie alimentati a combustibile liquido pari a 20-100 mg/Nm³ (O₂ 3%)

Stato: sostanzialmente applicata

I livelli di emissione di CO prodotti dall'hot oil nel corso del 2004 presentano valori medi mensili che oscillano intorno ad un valore medio di 110 mg/Nm³. Nella campagna di misure del 12-14/12/2007 il valore medio di CO dal Camino hot oil è di 115.

Il gestore afferma che considerando la taglia del forno, tale valore è sostanzialmente in linea, ai livelli emissivi associati alla presenza delle BAT.

Acqua

MTD: Riduzione della presenza di contaminati nell'acqua attraverso la separazione in più flussi delle acque di scarico, in base al loro livello di contaminazione;

L'adozione di impianti di trattamento comprendenti nell'ordine separazione per gravità, trattamento chimico-fisico e biologico.

Stato: Applicata

Le acque di processo del Complesso IGCC sono pretrattate all'interno del complesso stesso prima di essere convogliate ad un impianto di trattamento esterno (IAS). I trattamenti prevedono nell'ordine:



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- Unità 3200: recupero dalla *soot water* della frazione idrocarburica attraverso estrazione con nafta. Il refluo risultante è la *grey water*;
 - Unità 3400: recupero dei metalli dalla *grey water* attraverso flocculazione, precipitazione e filtrazione del *Vanadium concentrate* precipitato;
 - Unità 4800: precipitazione dei metalli residui dall'acqua pretrattata nella 3400, seguita da filtrazione e strippaggio dell'ammoniaca;
 - Unità 4810: strippaggio di H₂S, NH₃ e CO₂ dalle acque acide (*sour water*) e delle condense di processo;
 - disoleazione delle acque oleose (*sour water* e acque lavaggio dei dissalatori) all'interno di un separatore API da cui viene recuperato *slop oil*.
- Il *Vanadium concentrate* è recuperato come prodotto e venduto.

MTD: Una gestione delle acque conforme alle BAT porta ad avere i seguenti carichi di contaminanti negli scarichi di processo:

- idrocarburi totali: 0.05-1.5 mg/L;
- BOD₅: 2-20 mg/l;
- COD: 30-125 mg/l
- NH₃: 0.25-10 mg/l;
- N totale: 1.5-25 mg/l
- Solidi sospesi: 2-50 mg/l
- Metalli totali: <0,1-4 mg/l

Stato: Applicata

In base ai valori del 2004 ed ai dati INES 2005 relativi agli scarichi idrici convogliati all'impianto IAS si riscontra che i valori sono conformi alle MTD:

- idrocarburi totali: 0.5 mg/l
- COD: 67.5 mg/l
- NH₃: 0.4 mg/l
- N totale: 6.5 mg/l
- metalli totali: 0.69 mg/l

Il gestore non fornisce i dati relativi agli SST

MTD: Per le acque superficiali raccolte:

- sedimentazione, o trattamento chimico e riutilizzo interno;
- uso di sistemi di separazione dell'olio (*oil trap*).

Beneficio ambientale:

Riduzione acqua scaricata; minore rischio di contaminazione di acqua e suolo

Stato: Applicata

Le acque chiare sono convogliate in un bacino S 108 in cui una trappola d'olio raccoglie la frazione organica eventualmente presente che viene recuperata come *slop oil*.

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

E' presente nel SGA una politica di gestione dei rifiuti, regolata da apposite procedure operative. All'interno del complesso sono presenti due aree di deposito temporaneo in cui vengono stoccati rifiuti pericolosi e non, le aree sono recintate pavimentatae e dotate di un sistema di raccolta di acque piovane.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

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

Stato: Applicata

La raccolta e gestione dei rifiuti è organizzata nell'ambito del complesso in maniera differenziata secondo le tipologie. La classificazione è eseguita conformemente alla legislazione e dove necessario sono effettuate analisi chimiche da laboratori esterni specializzati.

6.3 Gestione corretta dei rifiuti

La gestione dei rifiuti prodotti in tutte le sue fasi viene effettuata attraverso procedure e tecniche regolate secondo un sistema di gestione ambientale rispondente ai requisiti della Norma ISO 14001. Relativamente alla gestione del deposito temporaneo caratterizzato da due aree presenti in impianto la rimozione di tutti i rifiuti ivi depositati viene effettuata con cadenza trimestrale.

Il recupero dei rifiuti avviene in percentuale pari all'11% in riferimento ai dati del 2004; il recupero dei metalli pesanti nell'Unità 3400 rappresenta un'importante azione che permette di ottenere un sottoprodotto con elevato valore commerciale e di ridurre il volume del rifiuto ottenuto. Relativamente al piano di monitoraggio si evince l'assenza di pratiche tese al controllo dello stato dei depositi presenti in termini di frequenza e modalità di verifica della corretta applicazione delle disposizioni legislative inerenti.

6.4 Utilizzo efficiente dell'energia

Il rendimento dell'impianto è in linea con quello riportato nel Bref.

6.5 Prevenzione degli incidenti

Il gestore ha individuato per ogni tipo di rischio ambientale potenziale, le modalità di controllo e prevenzione attraverso apposite procedure operative e formazione del personale.

6.6 Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Il gestore non prevede la cessazione dell'attività della Centrale entro la data di scadenza dell'autorizzazione.

7 Autorizzazioni sostituite

La presente autorizzazione sostituisce le seguenti autorizzazioni.

- Relativamente alle emissioni in atmosfera: Decreto Autorizzativo n. 2046 della Regione Siciliana del 9/12/1995.
- Relativamente agli scarichi idrici: Autorizzazione per lo scarico in mare tramite il canale Alpina dei reflui industriali dell'impianto IGCC Isab Energy srl.

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;
- d) delle considerazioni di seguito espresse:



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Applicazione delle migliori tecniche disponibili. Il progetto dello stabilimento, nella configurazione presentata dal Gestore, prevede l'adozione delle principali e più significative tra le migliori tecniche disponibili riportate nei Bref di riferimento, finalizzate a ridurre al minimo tecnicamente ed economicamente possibile la tipologia e le quantità delle emissioni dagli impianti di stabilimento.

Aria. L'area del consorzio è stata dichiarata con Decreto D.A. 305/GAB del 19/12/2006 ad elevato rischio di crisi ambientale. In particolare l'area è stata classificata come "ZONA A: Parte di territorio nella quale è stato accertato, mediante misurazioni in siti fissi, il superamento dei valori limite e/o dei valori limite più il margine di tolleranza di cui al DM 60/2002 e nelle quali si deve intervenire in tempi brevi con i Piani di Azione e/o i Piani di Risanamento". Si fa presente che il Piano regionale per il risanamento della qualità dell'aria risulta essere, alla data del presente atto, in fase di preparazione.

Informazioni più specifiche relative alle criticità sulla qualità dell'aria sono state ottenute dal questionario del 2005 previsto ai sensi dell'allegato 12 del DM 60/2002. I dati indicano che:

- La provincia di Siracusa viene indicata come critica per SO₂, anche se non sono registrati superamenti dalle centraline.
- La media annua di NO₂/NO_x supera il valore limite per la protezione della salute umana ma non il margine di tolleranza. Si registra anche il superamento del valore limite annuale per la protezione della vegetazione.
- Per il PM10 si registra il superamento del valore limite della media giornaliera per la protezione della salute umana più il margine di tolleranza; è superato anche il valore limite della media annuale per la protezione della salute umana più il margine di tolleranza.
- Per il benzene si registra il superamento del valore limite annuale per la protezione della salute umana.
- Per l'ozono si registra il superamento del valore bersaglio sia per la protezione della salute umana che per la protezione della vegetazione.
- Per quanto riguarda altri parametri quali piombo, benzene e monossido di carbonio questi presentano livelli di emissione al camino molto bassi, a volte anche inferiori ai limiti di rilevabilità strumentale.

Regolamentazione delle emissioni in atmosfera

Relativamente le emissioni in atmosfera, ai fini di una efficace applicazione dei criteri IPPC e quindi per un più efficace conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni, il GI ha ritenuto opportuno modificare l'impostazione data con il Decreto Autorizzativo 2046 del 9/12/1995, in quanto a suo giudizio inadatto a normare correttamente le emissioni del complesso IGCC, inserendo nell'apparato prescrittivo i limiti per gli inquinanti emessi per singola canna laddove la citata autorizzazione prevedeva, per i fumi provenienti dalle tre canne afferenti al camino principale, un limite mediato complessivo per ciascun inquinante. Il GI ha ritenuto infatti che l'impostazione di nuovi limiti per ciascuna canna possa permettere di conseguire un migliore controllo del processo rispettivamente per l'impianto in ciclo combinato e per il forno hot oil attraverso il confronto delle relative migliori tecniche disponibili per le due fasi di processo.

Si ricorda come il flusso complessivo dei fumi provenienti dalle tre canne sia caratterizzato da portate di fumi elevate con basse concentrazioni (fumi dei cicli combinati) e da portate ridotte ma ad alta concentrazione in alcuni inquinanti (fumi forno Hot Oil)¹.

La diversità dei due tipi di emissione è anche confermata dal fatto che il D. Lgs. 152/2006 prevede (Parte II, Sez.5 dell'Allegato X alla Parte V) tabelle dei limiti e di emissione specifici per i cicli combinati alimentati a gas di sintesi e analogamente per forni e caldaie (Parte II, Punto 3, Tabella C dell'Allegato I alla Parte V; Parte I, Punto 4 dell'Allegato I alla Parte V). Inoltre, riguardo la verifica di conformità ai limiti, il D.Lgs. 152/06 definisce tenori di ossigeno di riferimento diversi (del 15% e 3% rispettivamente per ciclo combinato e forno hot oil).

Relativamente alle emissioni in atmosfera del forno Hot Oil si fa presente che:

¹ Il rapporto tra le portate volumetriche dei fumi di ciascuno dei due gruppi in ciclo combinato e quella del forno Hot Oil è di circa di 10:1 mentre le concentrazioni medie degli inquinanti nei fumi del forno Hot Oil sono in generale da 10 a 20 volte maggiori di quelle riscontrabili per i medesimi inquinanti, nei fumi dei cicli combinati.



- come riportato al precedente paragrafo 5.5.1, l'assetto impiantistico dello Stabilimento IGCC di Isab Energy prevede il convogliamento alla canna del forno dell'impianto hot oil non soltanto dei fumi derivanti dalla combustione di fuel oil nel forno stesso ma anche di quelli derivanti dal trattamento del tail gas nell'Unità 3700 e dallo stripping/burning delle linee zolfo (Unità Claus), che viene eseguito periodicamente ogni due mesi e per una durata massima di 15 giorni. Tale specifico assetto impiantistico richiede che il funzionamento del forno dell'impianto hot oil sia strettamente necessario non solo per il processo di gassificazione, ma anche per consentire l'esercizio degli altri impianti dello Stabilimento di raffineria (Raffineria Isab Imp. Sud) a cui lo stesso è tecnicamente connesso sebbene tale stabilimento faccia capo a un diverso Gestore. Pertanto, preso atto della variabilità delle emissioni dalla canna del forno hot oil e sulla base di quanto sopra indicato il GI ha ritenuto opportuno stabilire un limite alle emissioni del forno Hot Oil per il periodo di normale esercizio del forno stesso, mentre ha considerato le emissioni relative ai periodi di stripping/burning delle linee zolfo (Unità Claus), per una durata massima di 15 giorni ogni due mesi, come fase di manutenzione e quindi non soggetto ai limiti in concentrazione al camino. Si fa presente che tali attività sono già regolarmente svolte nell'ambito dell'autorizzazione alle emissioni n. 2046 del 9/12/1995 oggi vigente. Il controllo delle emissioni in atmosfera degli ossidi di zolfo è comunque assicurato attraverso l'imposizione di un limite massico, formulato in maniera tale da tenere opportunamente conto sia della complessità degli aspetti emissivi del complesso IGCC che della necessità di conseguire una effettiva e misurabile riduzione delle emissioni rispetto alla situazione attuale.
- il GI ha ritenuto che, considerata la potenza del forno dell'impianto hot oil pari a circa 86 MWt, che nel suddetto forno è utilizzato prevalentemente combustibile liquido (in particolare fuel oil a basso tenore di zolfo prodotto dalla Raffineria Isab Impianti Sud) e di quanto sopra indicato in merito all'assetto impiantistico (connesso e complementare al ciclo produttivo della Raffineria Isab Impianti Sud), l'analisi delle prestazioni BAT applicabili allo Stabilimento deve far riferimento alle linee guida nazionali riferite al settore "raffinazione".

Acqua.

- Prelievi idrici e disponibilità - Dai dati presentati dal DPR 17/1/95 "Approvazione del piano di disinquinamento per il risanamento del territorio della provincia di Siracusa", i consumi idrici dell'area sono stimati in circa 114 milioni di m³ per anno, di cui 55 milioni di m³ anno ad uso industriale. L'industria fa anche largo uso di acqua di mare (circa 2000 milioni di m³ per anno) come acqua di raffreddamento.

La zona industriale è approvvigionata prevalentemente da pozzi, ubicati per la maggior parte lungo la fascia costiera nella stessa area industriale. Le fonti idriche utilizzate sono principalmente le acque delle falde idriche nel sottosuolo calcareo dell'area integrate, per gli usi che lo consentono, da acque superficiali (Ciane) e da acque di recupero dei depuratori (Siracusa e Ias).

Benché l'area in esame sia una fra le più ricche della Sicilia per quanto concerne le risorse idriche, gli intensi emungimenti dalle falde nell'intorno del polo industriale e dell'area agricola circostante Siracusa sono causa di un sensibile abbassamento localizzato dei livelli di falda che testimonia un evidente stato di sovrasfruttamento degli acquiferi. Gli emungimenti tendono ad alterare l'assetto idrodinamico delle falde alla loro interfaccia con le acque di mare, inducendo fenomeni di ingressione di acque marine negli acquiferi costieri ed un aumento della clorinità.

- Qualità delle acque sotterranee - La problematica di rilievo per le acque di falda della zona è rappresentata dall'elevato tenore di cloruri che queste presentano, soprattutto nelle aree costiere (in alcuni pozzi della zona sud del Polo il contenuto di cloruri supera 3500 ppm). Lo sfruttamento non razionalizzato delle risorse idriche sotterranee, infatti, ha determinato un abbassamento progressivo del livello piezometrico con conseguente aumento del tenore di cloro delle acque.

La permeabilità dei terreni superficiali nell'area favorisce inoltre fenomeni di inquinamento delle falde di tipo localizzato, soprattutto in corrispondenza delle aree abitate, dei terreni sottoposti a fertilizzazione e degli allevamenti zootecnici. Tale inquinamento assume tuttavia una criticità trascurabile in virtù dell'elevata potenza degli acquiferi e della sporadicità dei fenomeni sopra indicati.

- Inquinamento idrico superficiale - Il Piano regionale di tutela delle acque è in fase di definizione e approvazione da parte del Commissario Delegato per l'emergenza rifiuti e la tutela delle acque. Attualmente i corsi d'acqua nell'area presentano fenomeni di inquinamento principalmente di natura



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

organica mentre non si riscontrano situazioni di contaminazione di origine industriale se non in modo limitato nei tratti terminali, prima della foce e dove sono insediate le principali industrie.

- Dichiarazioni INES 2007 e 2008 - I dati storici forniti dal Gestore sulla base delle dichiarazioni INES relativi agli anni 2007 e 2008 riguardanti gli scarichi idrici confluiti in mare tramite il Canale Alpina indicano per gli che i flussi di massa più significativi significativi sono avuti per nichel e rame, mentre i dati relativi agli scarichi idrici confluiti all'impianto IAS indicano per gli stessi anni che i flussi di massa più significativi hanno riguardato il COT o COD/3, l'azoto totale, cianuri, IPA e fenoli.

9 Limiti e prescrizioni

9.1 Combustibili

1. I combustibili utilizzabili nel forno Hot Oil dell'impianto IGCC dovranno essere:
 - a. Gasolio con contenuto di zolfo inferiore a 0,09%P
 - b. Olio combustibile denso con contenuto di zolfo inferiore al 1% in peso (olio BTZ);
 - c. Gas naturale, gas di raffineria (fuel gas) o gas di sintesi (syngas) autoprodotta dall'operazione di gassificazione per l'alimentazione della turbina a gas del ciclo combinato ed eventualmente per il bruciatore ausiliario posto sulla caldaia a recupero del ciclo combinato.
 - d. La turbina a gas del ciclo combinato deve essere alimentata esclusivamente a syngas. Sono esclusi i periodi di tempo in cui la turbina a gas è in fase di avvio/spengimento in cui è consentito l'uso di gasolio con tenore di zolfo inferiore a 0,05%. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che attesti il rispetto della prescrizione.

9.2 Emissioni in atmosfera

2. Emissioni al camino dell'impianto IGCC al quale confluiscono tre canne distinte: CCU1, CCU2 relative ai cicli combinati e la canna dei fumi del forno Hot Oil. Ogni canna del camino dell'impianto IGCC deve rispettare in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto e, nel caso della canna del forno hot oil, anche nelle condizioni di "burning delle linee zolfo dall'unità Claus", i limiti di emissione indicati nelle tabelle sottostanti.

Emissioni gruppi in ciclo combinato

	Parametro	Intervallo di prestazione del BREF ² (mg/Nm ³)	Limiti di legge D.Lgv. 152/06 ³ (mg/Nm ³)	Limite autorizzato ⁴ (mg/Nm ³)	Emissioni Anni 2007 – 2008 ⁵ (mg/Nm ³)		Limite prescritto (mg/Nm ³)
Canne CCU1 e CCU2. Cicli Combinati 1, e 2 (Combustibile)	NO _x (15%O ₂)	20 - 90	70	52	30	34	45
	SO ₂ (15%O ₂)	5 – 100	60	74	17	7	45
	PTS	-	10	10	1,0	1,0	8

² Valore medio giornaliero.

³ VLE riferibili esclusivamente alle emissioni dei cicli combinati. Parte II, Sez.5 dell'Allegato X alla Parte V. Valori per gas secchi alle condizioni normali.

⁴ Valore medio mensile riferito alla media delle emissioni dalle tre canne di cui al Decreto Autorizzativo 2046 del 9/12/1995 della Regione Siciliana. Tali limiti emissivi non sono direttamente confrontabili con quelli previsti dalla normativa vigente riportati nella colonna a fianco.

⁵ Valori medi annuali indicativi della canna CCU1 stimati su dati SME forniti dal Gestore; dati riferiti agli anni 2007 e 2008 (rispettivamente colonne sinistra e destra).



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Syngas)	CO (15%O ₂)	5 - 100	50 (medio giornaliero)	-	23	12	50
---------	-------------------------	---------	------------------------	---	----	----	----

Emissioni forno hot oil, postcombustore e inceneritore gas di coda

	Parametro	Intervallo di prestazione del BREF ⁶ (mg/Nm ³)	Limiti di legge D.Lgv. 152/06 ⁷ (mg/Nm ³)	Limite autorizzato ⁴ (mg/Nm ³)	Emissioni Anni 2007 – 2008 ⁵ (mg/Nm ³)		Limite prescritto ⁸ (mg/Nm ³)
Canna forno Hot Oil (Combustibile prevalente OCD)	NO _x (3%O ₂)	70 - 150 280 - 450	1000	52	261	235	280
	SO ₂ (3%O ₂)	850	1000	74	1035	1040	750*
	PTS	<5 20-250	-	10	17	23	50*
	CO (3%O ₂)		-	-	99	94	250*

3. I VLE indicati con l'asterisco nella tabella sopra riportata "Emissioni forno hot oil, postcombustore e inceneritore gas di coda" devono essere rispettati nelle condizioni di normale esercizio del forno Hot Oil. Gli stessi limiti non sono applicabili durante le operazioni di "Burning delle linee zolfo dell'unità Claus", la cui durata è stimata dal Gestore in non più di 15 giorni ogni due mesi. A tale riguardo il Gestore dovrà opportunamente indicare in anticipo agli enti di controllo ed agli Enti Locali il calendario previsto e la durata effettiva di ciascuna fase di *burning* secondo le modalità e le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC).
4. Per quanto riportato al precedente punto 3, al fine di contenere le emissioni in atmosfera degli inquinanti durante la fase di "Burning delle linee zolfo dell'unità Claus" durante le quali non sono applicabili i limiti in concentrazione di cui alla tabella sopra riportata, il Gestore è inoltre tenuto al rispetto dei seguenti limiti massici calcolati sul totale delle emissioni al camino del complesso IGCC, inteso come la somma dei flussi di massa degli inquinanti sotto indicati alle canne CCU1, CCU2 e Hot Oil:

Parametro	Limite massico prescritto
Ossidi di Azoto (NO _x)	400 t/ quadrimestre
Ossidi di Zolfo (SO ₂)	580 t/ quadrimestre
Ossido di Carbonio (CO)	400 t/ quadrimestre
Polveri totali	67 t/ quadrimestre

Il limite in flusso di massa relativo alle polveri consente di rispettare il limite di emissione per le polveri totali di cui al Decreto Assessorile della Regione Siciliana del 9 agosto 2007.

5. Relativamente alle emissioni al camino del forno Hot Oil, entro un anno dal rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà presentare uno studio finalizzato alla riduzione significativa delle emissioni delle polveri che dovrà essere attuato entro 3 anni dal rilascio dell'AIA.

⁶ Valore medio giornaliero. Gli intervalli più bassi sono riferiti alle prestazioni con solo gas naturale, mentre quelli più alti alle prestazioni con oli combustibili.

⁷ Parte II, Punto 3, Tabella C dell'Allegato I alla Parte V; Parte I, Punto 4 dell'Allegato I alla Parte V.

⁸ Per l'applicazione dei VLE indicati con l'asterisco ci si deve riferire a quanto indicato alla prescrizione 3 del presente parere.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

6. I limiti in concentrazione prescritti sono intesi come media aritmetica giornaliera delle concentrazioni medie orarie ed a condizioni normali (temperatura di 273 °K e pressione di 101,3 kPa). Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore. Sono esclusi i periodi di tempo in cui la turbina a gas è in fase di avvio/spengimento e, relativamente alla canna del forno hot oil, sono esclusi i periodi di tempo in fase di avvio/spengimento e di "Burning delle linee zolfo dell'unità Claus" di cui alla precedente prescrizione n. 3.
7. Il confronto con i valori misurati è da intendersi riferito a un gas secco con tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi pari al 15% per gli effluenti delle canne relative ai cicli combinati 1 e 2 mentre è pari al 3% per gli effluenti della canna relativa al forno hot oil.
8. Per gli altri inquinanti inclusi i metalli e loro composti sono applicati i limiti di emissione riportati nella tabella sottostante. I tenori in O₂ di riferimento sono intesi pari al 6% per i combustibili solidi e pari al 3% per i combustibili liquidi. I controlli saranno effettuati secondo le modalità e le indicazioni fornite nel PMC.

Punto di emissione	Parametro	VLE prescritto (mg/Nm ³)	Frequenza
Canna Cicli Combinato Canna Hot oil	(NH ₄) ₂ SO ₄		
	BTEX: Benzene: Toluene: Etilbenzene: Xilene:	5 300 150 300	semestrale
	Fenolo	20	semestrale
	SOV	300	semestrale
	IPA: Benzo(a)antracene Benzo(b)fluorantene Benzo(k)fluorantene Benzo(a)pirene Dibenzo(a,h)antracene	0,1	semestrale
	Metalli su particolato e condense: Be	0,1	semestrale
	Metalli su particolato e condense: As + Cr _{VI} + Co + Ni	1	semestrale
	Metalli su particolato e condense: Cd + Hg + Tl	1	semestrale
	Metalli su particolato e condense: Se + Te + Ni	5	semestrale
	Metalli su particolato e condense: Sb + Cr _{III} + Mn + Pb + Cu + Sn + V	30	semestrale
	HCl	30	semestrale
	HF	5	semestrale
	HBr	5	semestrale
	HCN	5	semestrale
	NH ₃	5	Mensile per i primi 12 mesi (*)
	H ₂ S	5	Mensile per i primi 12 mesi (*)

(*) Sulla base dei risultati del monitoraggio eseguito sui primi 12 mesi, l'autorità di controllo può decidere di adeguare opportunamente la frequenza inizialmente stabilita.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC

Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

9. Il Gestore deve installare, ove mancanti, ed operare entro 9 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, in accordo alla norma EN 14181 i seguenti sistemi di misurazione in continuo:
- su ciascuna delle canne CCU1 e CCU2 un misuratore di biossido di zolfo (SO₂), ossido di azoto (NO_x), polveri (PTS), di monossido di carbonio (CO), ossigeno (O₂), umidità e portata;
 - sulla canna del forno hot oil un misuratore di biossido di zolfo (SO₂), ossido di azoto (NO_x), polveri (PTS), di monossido di carbonio (CO), ossigeno (O₂), umidità;
 - relativamente alla canna hot oil, e le portate volumetriche potranno essere determinate in modo indiretto, a partire dai valori dei parametri di processo, dal sistema di monitoraggio in continuo.
10. Relativamente alle fasi di avvio/spengimento:
- Per le misurazioni delle emissioni durante le fasi di avvio/spengimento devono essere installato uno SME, per la misura in continuo delle quantità di PTS, NO_x, SO₂ e CO, a doppia scala per la misura dei valori di concentrazione anche durante i transitori. Tale sistema di misurazione dovrà essere installato e reso operativo entro 9 mesi dal rilascio della presente autorizzazione.
 - Le quantità emesse per evento di avvio/spengimento devono essere registrate e costituiranno elemento del reporting nel quale dovranno essere indicati i volumi dei fumi, 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.
11. Relativamente all'esercizio del sistema torce, oltre a quanto previsto nel PMC:
- le torce dovranno essere utilizzate solo in situazioni d'emergenza, di avvio o arresto degli impianti, in accordo con quanto indicato dalle MTD di cui al Decreto 29 maggio;
 - i due sistemi di torcia presenti devono essere dotati di tecnologia *smokeless*.
 - le torce dovranno garantire un'elevata efficienza di rimozione dei COV ed una temperatura minima di combustione di 800 °C verificando tale temperatura con un apparecchio di misurazione in continuo
 - la torcia di "blow down acido" dovrà essere dotata di un sistema di misura in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (in automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Dopo un anno di misure, l'autorità di controllo potrà, in funzione dei dati registrati, modificare la frequenza del monitoraggio. Il Gestore dovrà installare detta strumentazione in occasione della prima fermata generale dell'impianto e comunque non oltre il 31.12.2012.
 - entro tre mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà consegnare mensilmente all'Amministrazione comunale il tabulato della misura della portata in continuo della portata dei gas convogliati in torcia. Inoltre riportare all'Amministrazione comunale, entro dieci giorni dall'evento, la quantità di gas inviato in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.
 - le registrazioni relative saranno tenute a disposizione dell'Autorità di Controllo. Dovranno inoltre essere installati degli allarmi acustici in che avvisino gli operatori dell'eventuale spegnimento della fiamma pilota di ognuna delle due torce.
12. Relativamente alle emissioni fuggitive, il monitoraggio LDAR non eseguito nel 2008 a causa dell'incidente verificatosi, dovrà essere avviato entro 3 mesi dall'entrata a regime del gruppo 1. Il monitoraggio delle emissioni dovrà essere attuato come descritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.3 Emissioni in acqua

13. Relativamente lo Scarico Finale S1 che convoglia le acque chiare dalla vasca S108 al mare tramite il Canale Alpina:



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- a. dovranno essere rispettati i limiti di cui alla tab.3 all. 5 alla Parte III del dlgs 152/06 e la portata massima di 7000 m³/h;
 - b. dovrà essere effettuato il controllo in continuo dei parametri temperatura e Ph. Inoltre, per i primi 12 mesi, dovranno essere misurati i seguenti parametri inquinanti: nichel, rame, mercurio, IPA, fenoli e cianuri (come totale CN) secondo le frequenze e le modalità indicate nel PMC. Successivamente al primo anno, l'Autorità di controllo potrà rivedere, sulla base degli esiti dei controlli effettuati, la frequenza ed i parametri monitorati;
14. Relativamente allo Scarico Finale S2, che convoglia i reflui in uscita dalla vasca S113 (acque oleose, acque grigie ed acque nere) al Depuratore Consortile gestito da "Industria Acqua Siracusana S.p.A":
- a. le concentrazioni degli inquinanti contenuti nei reflui liquidi del complesso IGCC devono essere conformi a quanto indicato nell'autorizzazione rilasciata da "Industria Acqua Siracusana S.p.A" ente gestore del Depuratore Consortile del sito industriale e indicati nell'omologa sotto riportata. Si precisa tuttavia che i valori riportati nella predetta autorizzazione e indicati nella tabella seguente devono essere intesi quali limiti di accettabilità dei reflui idrici per il loro conferimento all'impianto di trattamento IAS, pertanto di norma non superabili, ma comunque soggetti al controllo di qualità sulla base delle indicazioni e delle modalità riportate nel PMC, e non quali valori limite degli scarichi idrici intesi ai sensi degli allegati alla Parte III del D.Lgs. 152/06;
 - b. il gestore dovrà presentare entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA un piano che consenta di raggiungere nel periodo di vigenza della presente autorizzazione una riduzione del carico inquinante conferito all'impianto IAS, in particolare per quanto riguarda COT o COD/3, l'azoto totale, cianuri, IPA e fenoli.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

Tabella 4 - Valori limite di accettabilità dei reflui in ingresso all'impianto consortile IAS

Parametro	Unità di misura	Valore medio ⁽¹⁾	ACCETTABILITÀ ⁽²⁾		Note
			Range Sostenibile ⁽²⁾		
			Range ⁽³⁾ valore max ⁽⁴⁾	Portata max ⁽⁵⁾	
Portata	m ³ /d	4.080	4.080	4.800	(1) Valore medio 24h su minimo 4 campioni.
	m ³ /h	170	170	200	
Temperatura	°C	35-50	50		
pH	unità	4,5-11	4,5-11,0		
SST	mg/l	500	500		(2) Limite massimo compatibile con fattore di contemporaneità complessiva pari a 0,7
BOD ₅ (4)	Kg/d	2.040	2.040		
COD	mg/l	2.100	3.000		
COD	Kg/d	8.568	12.240		
Azoto ammoniacale (come NH ₄)	mg/l	60	120 (5) (6)		(3) Procedure speciali per valori superiori
	Kg/d	244,8	489,6		
Fosforo totale (come P)	mg/l	20	20		
	Kg/d	81,6	81,6		
Cloruri	mg/l	2.000	2.000		(4) Rapporto COD/BOD < 2,5
	Kg/d	8.160	8.160		
Solfuri H ₂ S	mg/l	60	60		
	Kg/d	244,8	244,8		
Cianuri CN	mg/l	20 ⁽⁵⁾	25 ⁽⁵⁾		(5) Valore per avviamento da riavviare a regime
	Kg/d	81,6	102		
Solventi organici aromatici	mg/l	1	1		(6) Parametri critici significativi del refluo
	Kg/d	4,1	4,1		
Solventi organici ozonati	mg/l	0,2	0,2		
	Kg/d	0,8	0,80		
Solventi clorurati	mg/l	2	2		
	Kg/d	8,2	8,2		
Tensioattivi	mg/l	10	10		
	Kg/d	40,8	40,8		
Pesticidi totali	mg/l	-	-		
	Kg/d	-	-		
Pesticidi fosforati	mg/l	0,1	0,10		
	Kg/d	0,41	0,41		
Grassi e oli animali e vegetali	mg/l	60	60		
	Kg/d	244,8	244,8		
Oli minerali	mg/l	190	200 ⁽⁷⁾		
	Kg/d	612	816		
Aldeidi (come H-CHO)	mg/l	1	1		
	Kg/d	4,1	4,1		
Fenoli totali (come C ₆ H ₅ OH)	mg/l	5	5		
	Kg/d	20,4	20,4		
Aluminaio	mg/l	2			
Arsenico	mg/l	0,5			
Boro	mg/l	10			
Cadmio	mg/l	0,02			
Cromo III	mg/l	2			
Cromo VI	mg/l	0,2			
Ferro	mg/l	10			
Manganese	mg/l	4			
Mercurio	mg/l	0,005			
Nichel	mg/l	4			
Piombo	mg/l	0,3			
Rame	mg/l	0,4			
Selenio	mg/l	0,03			
Zinco	mg/l	1			



15. Il Gestore deve garantire che vengano realizzati interventi, con adeguata periodicità, di manutenzione e pulizia sulle vasche di accumulo reflui documentando le attività effettuate.
16. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente agli scarichi idrici quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.
17. Il Gestore dovrà assicurare il monitoraggio delle acque, individuando e proponendo all'autorità di controllo, che dovrà approvarne la l'ubicazione, la realizzazione, ove necessaria, di appositi pozzetti di controllo parziali per la misurazione dei parametri inquinanti pertinenti la tipologia delle acque di scarico (acque di processo, di raffreddamento, meteoriche e acque nere) prima della miscelazione nei serbatoi per il successivo conferimento all'ente gestore, e comunque entro 9 mesi dal rilascio dell'AIA. Eventuali ulteriori informazioni sono riportate nel PMC.
18. I pozzetti di prelievo fiscale dovranno essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque reflue da parte della Autorità Competente.

9.4 Emissioni sonore

19. Per quanto riguarda l'inquinamento acustico, non dovranno essere superati i valori attualmente previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale.
20. Ogni qualvolta non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore è sempre tenuto porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, dando comunicazione all'autorità competente della situazione rilevata e degli interventi previsti, illustrandone il cronoprogramma e i risultati attesi.
21. Il gestore dovrà comunque effettuare campagne periodiche di misura del rumore, con una frequenza almeno triennale, da parte di un tecnico competente in acustica e nel rispetto delle norme e leggi, secondo quanto indicato nel piano di monitoraggio e controllo.

9.5 Rifiuti

22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo, messa in riserva e/o deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:
 - a. le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

- b. lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - c. ciascun area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, inoltre dovranno essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati. Relativamente ai rifiuti pericolosi dovranno essere indicate anche le norme per la manipolazione e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre;
 - d. la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
 - e. i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili qualora gli stessi non siano stoccati in fusti o contenitori idonei alla tipologia e comunque in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
 - f. tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
 - g. 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.
 - h. 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, ove applicabili;
 - i. 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.
26. L'eventuale trattamento di rifiuti liquidi deve essere effettuato in accordo con quanto disciplinato dal DM 29 gennaio 2007 "Emanazione di linee guida per l'individuazione ed utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti" in relazione alle specifiche sostanze pericolose in essi contenute.
27. Relativamente alle modalità di stoccaggio delle ceneri pesanti da pulizia caldaia prodotte e dei fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, gli scarrabili dovranno essere dotati di copertura per evitare eventuali emissioni diffuse ed il contatto con le acque di pioggia; tale prescrizione dovrà essere applicata per tutti i tipi di stoccaggi su scarrabili.
28. Il gestore dovrà garantire la corretta applicazione dei depositi temporanei dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione riportate nella normativa vigente, per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti 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.
29. Inoltre il gestore dovrà comunicare all'Autorità Competente, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente.
30. Come specificato successivamente, nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'AC, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

9.6 Altre prescrizioni

31. Relativamente al controllo della qualità delle acque sotterranee, il Gestore dovrà effettuare con cadenza annuale il monitoraggio dei parametri come indicati dal procedimento in ambito di bonifica dei siti inquinati in corrispondenza di tutti i piezometri ubicati all'interno della sito IGCC secondo quanto concertato con l'autorità competente ex direzione qualità della vita del MATTM.
32. Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico devono essere compiute procedure per il contenimento degli sversamenti. Deve essere cioè attuato, per quanto tecnicamente possibile, il contenimento degli spanti in aree dotate di impermeabilizzazione cercando di non fare arrivare le sostanze ai corpi idrici superficiali e/o sotterranei.
33. Nel caso si verifichi uno spargimento consistente di materiale tossico (cioè etichettato con frasi di rischio R45, R46, R49, R50, R51 e R52) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di controllo.
34. Il Gestore deve garantire che l'impianto di recupero dello zolfo abbia, su base annuale, un fattore di utilizzo superiore a 96%. Il Gestore dovrà rendere disponibile apposita documentazione che attesti il rispetto della presente prescrizione.
35. Il Gestore deve garantire una efficienza di recupero dello zolfo dell'impianto di recupero pari o superiore a 99,7%. A tal fine il Gestore su base semestrale determinerà il rendimento di recupero dello zolfo. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori del parametro sopra indicato il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni.
36. I risultati delle misurazioni dei sistemi di monitoraggio in continuo degli effluenti gassosi, e degli altri parametri significativi delle condizioni di impianto, dovranno essere inviati all'esistente sistema informatico di acquisizione dati SME della Provincia Regionale di Siracusa, concordando con la stessa le modalità di collegamento.

9.7 Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali

37. Il gestore si avvale della certificazione conforme alla norma UNI EN ISO 14001. Si raccomanda di mantenere il sistema di gestione ambientale conforme alla suddetta norma e regolamento. Ove tale certificazione dovesse decadere, il gestore deve darne immediata comunicazione all'AC. Qualora la suddetta certificazione decadesse passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.
38. Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.
39. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
40. Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.
41. A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.
42. Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio Conclusivo – IGCC ISAB ENERGY
Priolo – Gargallo (SR)

43. In caso di eventi incidentali, disfunzioni e guasti di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

10 Durata, Rinnovo e Riesame

L'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 stabilisce la durata dell'autorizzazione integrata ambientale secondo il seguente schema:

Durata AIA	Caso di riferimento	Rif. decreto
5 anni	Casi comuni	Art. 9 comma 1
6 anni	l'impianto risulta certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Art. 9 comma 3
8 anni	impianto registrato ai sensi del regolamento n. 761/2001/CE (EMAS)	Art. 9 comma 2

Rilevato che il Gestore dispone per l'impianto di certificazione del sistema di gestione ambientale UNI EN ISO 14001 **l'AIA viene rilasciata per una durata di 6 anni.**

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

- l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento di questa ultima di nuovi valori limite;
- le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi.

11 Salvaguardie Finanziarie e Sanzioni

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro per lo sviluppo economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal D. Lgs. n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE	IGCC ISAB ENERGY S.r.l.
LOCALITÀ	PRIOLO GARGALLO
DATA DI EMISSIONE	11 marzo 2010
NUMERO TOTALE DI PAGINE	53



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

PREMESSA	4
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	4
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	6
Consumi/Utilizzi di materie prime.....	6
Caratteristiche dei combustibili principali.....	6
Gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili	7
Consumi e qualità dei prelievi idrici.....	8
Consumi energetici	16
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	17
<i>Emissioni dai camini e prescrizioni relative</i>	<i>17</i>
<i>Prescrizioni sui transitori</i>	<i>21</i>
<i>Burning delle linee zolfo dell'unità Claus</i>	<i>21</i>
<i>Emissioni fuggitive</i>	<i>21</i>
<i>Definizione di perdita.....</i>	<i>22</i>
<i>Definizione di emettitore cronico.....</i>	<i>22</i>
<i>Monitoraggio e tempi di intervento.....</i>	<i>22</i>
<i>Monitoraggio del sistema torcia.....</i>	<i>23</i>
<i>Metodi di misura.....</i>	<i>25</i>
<i>Campionamento del gas (automatico).....</i>	<i>25</i>
<i>Metodi di analisi.....</i>	<i>26</i>
<i>Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....</i>	<i>26</i>
<i>Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi</i>	<i>27</i>
<i>Metodi di analisi del "Fresh oil".....</i>	<i>29</i>
3. EMISSIONI IN ACQUA.....	30
<i>Identificazione scarichi</i>	<i>30</i>
<i>Scarico S1.....</i>	<i>30</i>
<i>Metodi di misura delle acque</i>	<i>36</i>
<i>Monitoraggio acqua di falda.....</i>	<i>39</i>
<i>Metodo di misura del rumore.....</i>	<i>40</i>
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI	42
6. ATTIVITA' DI QA/QC.....	43
<i>Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)</i>	<i>43</i>
<i>Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi.....</i>	<i>44</i>
<i>Analisi delle acque in laboratorio</i>	<i>44</i>
<i>Campionamenti delle acque</i>	<i>45</i>
<i>Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....</i>	<i>45</i>
<i>Controllo di impianti e apparecchiature</i>	<i>45</i>
7. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	47
<i>Definizioni.....</i>	<i>47</i>
<i>Formule di calcolo.....</i>	<i>48</i>
<i>Validazione dei dati</i>	<i>48</i>
<i>Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....</i>	<i>48</i>
<i>Eventuali non conformità.....</i>	<i>48</i>
<i>Obbligo di comunicazione annuale.....</i>	<i>49</i>
<i>Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale</i>	<i>49</i>
<i>Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA</i>	<i>49</i>
<i>Emissioni per l'intero impianto: ACQUA.....</i>	<i>50</i>
<i>Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI.....</i>	<i>50</i>
<i>Emissioni per l'intero impianto: RUMORE.....</i>	<i>50</i>
<i>Consumi specifici per MWh generato su base annuale</i>	<i>50</i>



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

<i>Programma LDAR</i>	50
<i>Unità di denitrificazione (SCR)</i>	50
<i>Unità recupero zolfo</i>	50
<i>Eventuali problemi gestione del piano</i>	51
<i>Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali</i>	51
Gestione e presentazione dei dati	51
8. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	52
<i>Controllo dell'impianto da parte di ISPRA e ARPA Sicilia</i>	53



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) 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.

Qualora durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Ente di Controllo ed il Gestore possono concordare ed attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggior 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.

Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

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

DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI

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

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

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.

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



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

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.

Infine, si specifica che per eventuali **monitoraggi delle immissioni in aria ed in acqua tramite postazioni di rilevamento esterne lo stabilimento, le modalità di sorveglianza** degli inquinanti dovrà essere concordata con la Regione Sicilia e l'Arpa Sicilia.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi di *combustibili e chemicals* e deve essere compilata la seguente Tabella 1.

Tabella 1 - Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Quantità Totale	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Dry syngas	F1	Contatori		Nm ³	Mensile	Compilazione file
Wet syngas	F1	Contatori		Nm ³	Mensile	
GPL	F6, F7, F12, F1, F13			t	Mensile	
Gasolio	F9	Contatori		kg	Mensile	
Fuel Oil BTZ	F1, F12	Contatori		kg	Mensile	
Gas naturale	F6, F7, F12, F1, F13	Contatori		Sm ³	Mensile	
Ossigeno alta pressione	F1	Contatori		Nm ³	Mensile	
Ossigeno bassa pressione	F6, F7	Contatori		Nm ³	Mensile	
Azoto	Tutte	Contatori		Nm ³	Mensile	
LCO	Tutte			t	Mensile	
Virgin Nafta	F2			t	Mensile	
MDEA	F5	Peso rilevato dai documenti di trasporto		kg	Mensile	
Ammoniaca	F9			kg	Mensile	
Soda caustica	F4, F5, F9, F10, F18			kg	Mensile	
Acido solforico	F4, F9, F18, F22			kg	Mensile	
Ipoclorito di sodio	F16			kg	Mensile	

Per le altre sostanze e preparati utilizzati dal gestore, si dovrà far riferimento alla relativa tabella compilata in fase di domanda di AIA riferita alla capacità produttiva.

Caratteristiche dei combustibili principali

Gas naturale e Fuel gas

Per il gas naturale utilizzato deve essere prodotta una scheda tecnica fornita dal fornitore (rete SNAM) o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Asfalto, Fuel Oil BTZ, Gasolio

Per ogni combustibile utilizzato deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le determinazioni delle caratteristiche richieste dal D.Lgs.152/2006, Parte V, Allegato X "Disciplina dei combustibili". Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti a quelli di riferimento.

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

Gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili

Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili deve essere prodotta documentazione relativa alle seguenti pratiche di monitoraggio e controllo.

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eeguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile	Ispezione	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Annuale
Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile	Ispezione	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.	Annuale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili e sullo stato dei serbatoi di combustibili e chemicals	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).	Annuale



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Consumi e qualità² dei prelievi idrici

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

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

Tabella 2 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da pozzo	Contatore	Igienico sanitario	Quantità utilizzata m ³ /a	Mensile	Compilazione file
Da mare	Contatore	Raffreddamento			

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

Tabella 3 - Monitoraggio dei prelievi idrici dal Pozzo 8 (proposto dal gestore³)

Pozzo 8			
Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione (responsabile del prelievo)
Alluminio	200 µg/l	Semestrale	
Ammonio	0,5 mg/l	Semestrale	
Cloruro	250 µg/l	Semestrale	
Clostridium perfringens	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Colore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conduttività a 20°C	2500 µs/cm ⁻¹	Semestrale	
Concentrazione ioni idrogeno	6,5 < pH < 9,5	Semestrale	
Ferro	200 µg/l	Semestrale	
Manganese	50 µg/l	Semestrale	
Odore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Ossidabilità	5 mg/l O ₂	Semestrale	
Solfato	250 mg/l	Semestrale	

² Analisi di qualità delle acque su proposta del Gestore

³ "Piano di Monitoraggio e Controllo" proposto dal Gestore come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

Sodio	200 mg/l	Semestrale	
Sapore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conteggio colonie a 22°C	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Batteri coliformi a 37°C	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Carbonio Organico Totale	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Torbidità	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Durezza	Valori consigliati: 15-50 °F	Semestrale	
Residuo secco a 180°C	Valore massimo consigliato: 1500 mg/l	Semestrale	
Disinfettante	Valore minimo consigliato 0,2 mg/l	Semestrale	
Antimonio	5 µg/l	Semestrale	
Arsenico	10 µg/l	Semestrale	
Benzene	1 µg/l	Semestrale	
Benzo(a)pirene	0,01 µg/l	Semestrale	
Boro	1 µg/l	Semestrale	
Cadmio	5 µg/l	Semestrale	
Calcio	N.P.	Semestrale	
Cromo	50 µg/l	Semestrale	
Rame	1 mg/l	Semestrale	
Cianuro	50 µg/l	Semestrale	
1,2 dicloroetano	3 µg/l	Semestrale	
Fluoruro	1,5 mg/l	Semestrale	
Piombo	10 µg/l	Semestrale	
Magnesio	N.P.	Semestrale	
Mercurio	1 µg/l	Semestrale	
Nichel	20 µg/l	Semestrale	
Nitrato	50 mg/l	Semestrale	
Nitrito	0,5 mg/l	Semestrale	
Antiparassitari ⁽¹⁾	0,1 µg/l	Semestrale	
Antiparassitari totali	0,50 µg/l	Semestrale	
IPA ⁽²⁾	0,1 µg/l	Semestrale	



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

Selenio	10 µg/l	Semestrale	
Tetracloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Tricloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Triometani-Totale	30 µg/l	Semestrale	
Cloruro di vinile	0,5 µg/l	Semestrale	
Vanadio	50 µg/l	Semestrale	
Escherichia coli	0 N/100 ml	Semestrale	
Enterococchi	0 N/100 ml	Semestrale	

(1) La voce antiparassitari include i seguenti parametri: Aldrin, dieldrin, heptachlor, heptachlor epoxide, endrin, clordano, lindano, 4,4'-DDD, 4,4'-DDE, 4,4'-DDT, a-endosulfan, b-endosulfan, endosulfan sulfate, isodrin, metaxlor, mirex, demeton, dimethoate, chlorfenvinphos, dursban (chlorpyrifos), malathion, paration, paration metile, fenitrothion, azinphos methyl, pirimiphos methyl, bromofos ethyl, chlorpyrifos methyl ester, malaoxon, paraoxon, tetrachlorvinphos, esaclorocicloesano alfa, esaclorocicloesano beta, esaclorobenzene

(2) La voce IPA include i seguenti parametri: Benzo(b)fluorantene, benzo(k)fluorantene, benzo(ghi)perylene, indeno(1,2,3-cd)pyrene

N. P. = Non previsto

Tabella 4 - Monitoraggio dei prelievi idrici dopo clorazione (proposto dal gestore⁴)

Unità 4730 - dopo clorazione			
Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione (responsabile del prelievo)
Alluminio	200 µg/l	Semestrale	
Ammonio	0,5 mg/l	Semestrale	
Cloruro	250 µg/l	Semestrale	
Clostridium perfringens	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Colore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conducibilità a 20°C	2500 µs/cm ⁻¹	Semestrale	
Concentrazione ioni idrogeno	6,5 < pH < 9,5	Semestrale	
Ferro	200 µg/l	Semestrale	
Manganese	50 µg/l	Semestrale	
Odore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	

⁴ "Piano di Monitoraggio e Controllo" proposto dal Gestore come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

Ossidabilità	5 mg/l O ₂	Semestrale	
Solfato	250 mg/l	Semestrale	
Sodio	200 mg/l	Semestrale	
Sapore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conteggio colonie a 22°C	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Batteri coliformi a 37°C	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Carbonio organico totale	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Torbidità	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Durezza	Valori consigliati: 15-50 °F	Semestrale	
Residuo secco a 180°C	Valore massimo consigliato: 1500 mg/l	Semestrale	
Disinfettante	Valore minimo consigliato 0,2 mg/l	Semestrale	
Antimonio	5 µg/l	Semestrale	
Arsenico	10 µg/l	Semestrale	
Benzene	1 µg/l	Semestrale	
Benzo(a)pirene	0,01 µg/l	Semestrale	
Boro	1 µg/l	Semestrale	
Cadmio	5 µg/l	Semestrale	
Calcio	N.P.	Semestrale	
Cromo	50 µg/l	Semestrale	
Rame	1 mg/l	Semestrale	
Cianuro	50 µg/l	Semestrale	
1,2 dicloroetano	3 µg/l	Semestrale	
Fluoruro	1,5 mg/l	Semestrale	
Piombo	10 µg/l	Semestrale	
Magnesio	N.P.	Semestrale	
Mercurio	1 µg/l	Semestrale	
Nichel	20 µg/l	Semestrale	
Nitrato	50 mg/l	Semestrale	
Nitrito	0,5 mg/l	Semestrale	
Antiparassitari ⁽¹⁾	0,1 µg/l	Semestrale	
Antiparassitari totali	0,50 µg/l	Semestrale	



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

IPA ⁽²⁾	0,1 µg/l	Semestrale	
Selenio	10 µg/l	Semestrale	
Tetracloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Tricloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Trialommetani-Totale	30 µg/l	Semestrale	
Cloruro di vinile	0,5 µg/l	Semestrale	
Vanadio	50 µg/l	Semestrale	
Escherichia coli	0 N/100 ml	Semestrale	
Enterococchi	0 N/100 ml	Semestrale	

(1) La voce antiparassitari include i seguenti parametri: Aldrin, dieldrin, heptachlor, heptachlor epoxide, endrin, clordano, lindano, 4,4'-DDD, 4,4'-DDE, 4,4'-DDT, a-endosulfan, b-endosulfan, endosulfan sulfate, isodrin, metaxlor, mirex, demeton, dimethoate, chlorfenvinphos, dursban (chlorpyrifos), malathion, paration, paration metile, fenitrothion, azinphos methyl, pirimiphos methyl, bromofos ethyl, chlorpyrifos methyl ester, malaoxon, paraoxon, tetrachlorvinphos, esaclorocicloesano alfa, esaclorocicloesano beta, esaclorobenzene

(2) La voce IPA include i seguenti parametri: Benzo(b)fluorantene, benzo(k)fluorantene, benzo(ghi)perylene, indeno(1,2,3-cd)pyrene

N. P. = Non previsto

Tabella 5 - Monitoraggio dei prelievi idrici al Lavabo della mensa (proposto dal gestore⁵)

Lavabo della mensa			
Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione (responsabile del prelievo)
Alluminio	200 µg/l	Semestrale	
Ammonio	0,5 mg/l	Semestrale	
Cloruro	250 µg/l	Semestrale	
Clostridium perfringens	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Colore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conduttività a 20°C	2500 µs/cm ⁻¹	Semestrale	
Concentrazione ioni idrogeno	6,5 < pH < 9,5	Semestrale	
Ferro	200 µg/l	Semestrale	

⁵ "Piano di Monitoraggio e Controllo" proposto dal Gestore come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

Manganese	50 µg/l	Semestrale	
Odore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Ossidabilità	5 mg/l O ₂	Semestrale	
Solfato	250 mg/l	Semestrale	
Sodio	200 mg/l	Semestrale	
Sapore	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Conteggio colonie a 22°C	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Batteri coliformi a 37°C	0 UFC/100 ml	Semestrale	
Carbonio organico totale	Senza variazioni anomale	Semestrale	
Torbidità	Accettabile per i consumatori e senza variazioni anomale	Semestrale	
Durezza	Valori consigliati: 15-50 °F	Semestrale	
Residuo secco a 180°C	Valore massimo consigliato: 1500 mg/l	Semestrale	
Disinfettante	Valore minimo consigliato 0,2 mg/l	Semestrale	
Antimonio	5 µg/l	Semestrale	
Arsenico	10 µg/l	Semestrale	
Benzene	1 µg/l	Semestrale	
Benzo(a)pirene	0,01 µg/l	Semestrale	
Boro	1 µg/l	Semestrale	
Cadmio	5 µg/l	Semestrale	
Calcio	N.P.	Semestrale	
Cromo	50 µg/l	Semestrale	
Rame	1 mg/l	Semestrale	
Cianuro	50 µg/l	Semestrale	
1,2 dicloroetano	3 µg/l	Semestrale	
Fluoruro	1,5 mg/l	Semestrale	
Piombo	10 µg/l	Semestrale	
Magnesio	N.P.	Semestrale	
Mercurio	1 µg/l	Semestrale	
Nichel	20 µg/l	Semestrale	



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

Nitrato	50 mg/l	Semestrale	
Nitrito	0,5 mg/l	Semestrale	
Antiparassitari ⁽¹⁾	0,1 µg/l	Semestrale	
Antiparassitari totali	0,50 µg/l	Semestrale	
IPA ⁽²⁾	0,1 µg/l	Semestrale	
Selenio	10 µg/l	Semestrale	
Tetracloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Tricloroetilene	10 µg/l	Semestrale	
Triometani-Totale	30 µg/l	Semestrale	
Cloruro di vinile	0,5 µg/l	Semestrale	
Vanadio	50 µg/l	Semestrale	
Escherichia coli	0 N/100 ml	Semestrale	
Enterococchi	0 N/100 ml	Semestrale	

⁽¹⁾ La voce antiparassitari include i seguenti parametri: Aldrin, dieldrin, heptachlor, heptachlor epoxide, endrin, clordano, lindano, 4,4'-DDD, 4,4'-DDE, 4,4'-DDT, a-endosulfan, b-endosulfan, endosulfan sulfate, isodrin, metaxlor, mirex, demeton, dimethoate, chlorfenvinphos, dursban (chlorpyrifos), malathion, paration, paration metile, fenitroton, azinphos methyl, pirimiphos methyl, bromofos ethyl, chlorpyrifos methyl ester, malaoxon, paraoxon, tetrachlorvinphos, esaclorocicloesano alfa, esaclorocicloesano beta, esaclorobenzene

⁽²⁾ La voce IPA include i seguenti parametri: Benzo(b)fluorantene, benzo(k)fluorantene, benzo(ghi)perylene, indeno(1,2,3-cd)pyrene

N. P. = Non previsto

Tabella 6 - Metodi di misura degli inquinanti⁶

Inquinante	Metodo
Alluminio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Ammonio	APAT CNR IRSA 4030 A2 Man 29 2003
Cloruro	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003 ; UNI EN ISO 10304-1:1997
Clostridium perfringens	APAT CNR IRSA 7060 Man 29 2003
Colore	APAT CNR IRSA 2020 C Man 29 2003
Conduttività a 20°C	APAT CNR IRSA 2030 Man 29 2003
Concentr. ioni idrogeno	APAT CNR IRSA 2060 Man 29 2003
Ferro	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Manganese	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Odore	APAT CNR IRSA 2050 Man 29 2003
Ossidabilità	APHA Standard method 4500 O2 D
Solfato	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003 ; UNI EN ISO 10304-1:1997

⁶ Metodi proposti dal gestore nel "Piano di Monitoraggio e Controllo" trasmesso come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

Sodio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Sapore	APAT CNR IRSA 2080 Man 29 2003
Conteggio colonie a 22°C	APAT CNR IRSA 7050 Man 29 2003
Batteri coliformi a 37°C.	APAT CNR IRSA 7010 Man 29 2003
Carbonio organico totale	APAT CNR IRSA 5040 Man 29 2003
Torbidità	APAT CNR IRSA 2110 Man 29 2003
Durezza	APAT CNR IRSA 2040 B Man 29 2003
Residuo secco a 180°C	APHA Standard Method 2540C
Disinfettante	APAT CNR IRSA 4080 - KIT Man 29 2003
Antimonio	APAT CNR IRSA 3060/B Man 29 2003
Arsenico	APAT CNR IRSA 3080 Man 29 2003
Benzene	EPA 8260B + 5030; APAT CNR IRSA 5140 Man 29 2003
Benzo(a)pirene	APAT CNR IRSA 5080 Man 29 2003
Boro	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Cadmio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Calcio	APHA Standard Method 3120B
Cromo	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Rame	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Cianuro	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003
1,2 dicloroetano	EPA 8260B + 5030; APAT CNR IRSA 5150 Man 29 2003
Fluoruro	UNI EN ISO 10304-1:1997; APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003
Piombo	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Magnesio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Mercurio	APAT CNR IRSA 3200A1 Man 29 2003
Nichel	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Nitrato	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003 ; UNI EN ISO 10304
Nitrito	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003 ; UNI EN ISO 10304
Antiparassitari	APAT CNR IRSA 5060+5100 Man 29 2003; EPA 525.2
Antiparassitari totali	APAT CNR IRSA 5060+5100 Man 29 2003; EPA 525.2
IPA	APAT CNR IRSA 5080 Man 29 2003
Selenio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Tetracloroetilene	APAT CNR IRSA 5150 Man 29 2003; EPA 8260B + 5030
Tricloroetilene	APAT CNR IRSA 5150 Man 29 2003; EPA 8260B + 5030
Triometani-Totale	APAT CNR IRSA 5150 Man 29 2003; EPA 8260B + 5030
Cloruro di vinile	EPA 8260B 5030
Vanadio	APAT CNR IRSA 3020 Man 29 2003
Escherichia coli	APAT CNR IRSA 7030 Man 29 2003
Enterococchi	APAT CNR IRSA 7040 Man 29 2003



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

Consumi energetici

Devono essere registrati, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica e deve essere compilata la seguente e con cadenza annuale il rapporto riepilogativo.

Tabella 7 - Consumi e produzione di energia elettrica

Consumi di energia elettrica e termica da combustibili

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia prodotta	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia immessa in rete	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia elettrica consumata	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia termica (vapore) consumata	Calcolo del calore immesso nel gassificatore come vapore		Giornaliera	Compilazione file

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



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

2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

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 4 (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84):

Tabella 8 - Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica nominale MW _{term.}	Lat	Long	Altezza m	Diametro m	
EA1	Caldaia a recupero ciclo combinato treno 1 (CCU1)	1186 MWt	4109434	517908	130	12,55*	5,30 (7,1 in uscita)
	Caldaia a recupero ciclo combinato treno 2 (CCU2)						5,30 (7,1 in uscita)
	Forno riscaldamento Hot Oil, forni di processo, bruciatori di preriscaldamento, inceneritore gas di coda, servizi generali						1,95

Nota: le coordinate si riferiscono al sistema UTM WGS-84

* Il diametro è calcolato come somma dei diametri interni delle tre canne che compongono il camino

Gli effluenti gassosi, vengono convogliati in atmosfera attraverso un camino multicanna di altezza pari a 130 m contenente tre condotte fumi:

- canna CCU1;
- canna CCU2;
- canna Servizi ausiliari (*Hot Oil e altri*)

A causa delle significative differenze, in termini di emissioni inquinanti, tra le canne del Ciclo Combinato e quella Hot Oil il gestore deve, come da Autorizzazione, effettuare il **Monitoraggio delle emissioni per ogni singola canna** con parametri inquinanti da analizzare in continuo pertinenti al tipo di combustibile.

Emissioni dai camini e prescrizioni relative

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



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

Tabella 9 - Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalle canne del camino EA1.

Ciclo Combinato				
Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
EA1 (Canne CCU1 CCU2)	Temperatura, Pressione, Vapore d'acqua, Tenore di ossigeno e Portata dei fumi	-	Misura continua	Misure con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME) ai Camini CCU1 e CCU2. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁷
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	
	NO _x			
	SO ₂			
	Polveri totali			
	NO _x , SO ₂ , CO, PTS	Misura conoscitiva	Misura continua	Misura con SME durante i transitori
	NH ₃	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile ⁸	Registrazione su file
	(NH ₄) ₂ SO ₄ su particolato	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale	

⁷ Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spengimento.

⁸ Mensile per i primi 12 mesi. In seguito, sulla base dei risultati del monitoraggio eseguito, l'autorità di controllo può decidere di adeguare opportunamente la frequenza inizialmente stabilita.



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

Forno Hot Oil				
Punto di emissione	Parametro	Limite	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
EA1 (canna Hot oil)	Temperatura, Pressione, Vapore d'acqua, Tenore di ossigeno e Portata dei fumi ⁹	-	Misura continua	Misure con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME) al Camino Hot Oil. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹⁰
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	
	SO ₂			
	Polveri totali			
	CO			
	NO _x , SO ₂ , CO, PTS	Misura conoscitiva	Misura continua	Misura con SME durante i transitori
	H ₂ S	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile ¹¹	Registrazione su file
	HCl			
	HF			
	HBr			
	HCN			
	BTEX (Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xilene)			
	Fenolo			
	SOV			
	IPA (Benzo(a)antracene Benzo(b)fluorantene Benzo(k)fluorantene Benzo(a)pirene Dibenzo(a,h)antracene)		Misura semestrale	
	Metalli: Be			
Metalli: Cd + Hg + Tl				
Metalli: As + Cr _{VI} + Co + Ni (resp + insolubile)				
Metalli: Se + Te + Ni (polv.)				
Metalli: Sb+Cr(III)+Mn+Pd+Pb+Pt+C u+Rh+Sn+V				

⁹ Come da prescrizione 9c dell'AIA, le portate volumetriche potranno essere determinate in modo indiretto, a partire dai valori dei parametri di processo, dal sistema di monitoraggio in continuo.

¹⁰ Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spengimento e le fasi di Burning delle linee zolfo.

¹¹ Mensile per i primi 12 mesi. In seguito, sulla base dei risultati del monitoraggio eseguito, l'autorità di controllo può decidere di adeguare opportunamente la frequenza inizialmente stabilita.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Su ognuno dei punti d'emissione 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.

La piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220V e 24Vcc e una linea telefonica o un sistema radio-mobile per collegamento alla sala controllo. Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa e deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 metri.

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.

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

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

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

per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale

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

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15% ed al 3% di ossigeno a seconda della canna (rispettivamente turbogas e forno dell'hot oil). Per la normalizzazione, quindi, sono previste le misurazioni, in continuo, sul camino di **Ossigeno, Pressione, Temperatura e Vapor d'acqua** (quest'ultimo, dove richiesto dal metodo).

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre concordato con l'Ente di Controllo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Prescrizioni sui transitori

Il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori; piano volto a determinare i volumi dei fumi, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti (a freddo, a tiepido e a caldo), i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Come da Autorizzazione, per le misurazioni delle emissioni durante le fasi di avvio/spengimento devono essere installati adeguati strumenti di misura in continuo delle quantità di PTS, NO_x, SO₂ e CO, secondo le specifiche riportate nel paragrafo relativo ai *Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate*. Il range di misura dovrà essere appropriato alle caratteristiche emissive sperimentate durante le fasi di avvio/spengimento.

Burning delle linee zolfo dell'unità Claus

Durante le fasi di "Burning delle linee zolfo dell'unità Claus" non sono applicabili i limiti in concentrazione riportati in tabella 9 e dovranno essere rispettati i limiti massici di cui alle prescrizioni n°3 e n°4 dell'Autorizzazione. Con frequenza semestrale il gestore dovrà anticipatamente comunicare agli EE.LL. e all'Ente di Controllo il calendario e la durata di ciascuna fase di Burning. I dati annuali dovranno essere riportati nel rapporto annuale.

Emissioni fuggitive

Il gestore deve effettuare, secondo i tempi definiti nelle prescrizione n°12 AIA, il monitoraggio volto alla individuazione e riparazione delle perdite (LDAR), con realizzazione di un programma scritto ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi;
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office - MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - Data di inserimento del componente nel programma LDAR
 - Date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" di X giorni e motivo
 - Numero di monitoraggi realizzati nel trimestre
 - Numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma
 - Calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente
 - Numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti
 - Qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma
- c) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti
- e) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici".
- f) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati
- h) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR
- i) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti
- j) le procedure di QA/QC.

Definizione di perdita

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella 10 e determinata con il metodo US EPA method 21.

Tabella 10 - Definizione operativa di perdita

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Definizione di emettitore cronico

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Monitoraggio e tempi di intervento

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 11.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 11 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR

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

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

Monitoraggio del sistema torcia

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza dell'impianto ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. L'attivazione del sistema di Torcia può essere dovuto alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

perdita di pressione generalizzata a tutto l'impianto per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

A tal fine i dispositivi di misura debbono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata tramite campionamento strumentale. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" (\cong 1 m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di \pm 5% di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il gestore dovrà installare la strumentazione in occasione della prima fermata generale dell'impianto e comunque non oltre il 31/12/2012.

Il gestore deve altresì garantire che, trascorsi i tempi stabiliti, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (in automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Il gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 5 tonnellate giorno. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO₂ emessa e lo sviluppo dei calcoli
- Le misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione
- Una dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- Una analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni il report deve includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

Metodi di misura

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato continuamente con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Campionamento del gas (automatico)

Il gestore deve installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas deve essere rappresentativo della reale composizione del gas
2. il sistema di campionamento deve essere condotto con le seguenti modalità:
 - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1100 Kg/h.
 - Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia di 1100 kg/h deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiacolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
 - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

Metodi di analisi

Campionamento automatico

- Idrocarburi totali e metano ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate)

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

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

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 12 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse al camino dell'Impianto.

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.

E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in tabella 12 o con i metodi di riferimento



Tabella 12 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
EA1	Temperatura	Definito in termini di prestazioni; vedi Tabella 20
	Pressione	Definito in termini di prestazioni; vedi Tabella 20
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β .

Per consentire l'accurata determinazione degli inquinanti anche durante le fasi di avvio/spegnimento la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale 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.

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 20 del capitolo 6.

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

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

Il gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia presente un' inesattezza sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventuale proposta di modifica.

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

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂.

Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *"Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203"*.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di HCl e HF. Allegato 2 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *"Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203"*.

Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000 per HCl

Norma ISO 10787:1999 per HF

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *"Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203"*.

Norma ISO 11338-1,2 per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS

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

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

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

Norma UNI EN 13649:2002 per l'analisi dei VOC per singolo componente dopo fissazione su carbone attivo

Norma UNI EN 13284-1:2003 per le PTS (la norma UNIEN13284-2:2005 è utilizzata per la normalizzazione dei sistemi di misura continui)

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

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

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

Norma UNI EN 13649:2002 per la determinazione del benzene in flussi gassosi convogliati

ARB Method 430 (EPA CALIFORNIA), SW-846 Method 0011 e EPA Method 323 per la determinazione della formaldeide in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA Method 15 per H₂S in flussi gassosi convogliati. Il metodo è una GC/FPD (gas cromatografia con rivelatore a foto-ionizzazione) ed è sviluppato per la determinazione di COS H₂S e CS₂. Può essere applicato quindi ai flussi gassosi convogliati dagli impianti di post-



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

combustione del gas di coda per la determinazione del solo acido solfidrico fino ad una concentrazione di 0,5 ppm.

Norma US EPA method CTM-027 (formalmente Method 206) per l'ammoniaca (campionamento isocinetico)

US EPA method 26 (campionamento non in isocinetismo, i gorgogliatori riempiti con H₂SO₄ determinazione dello ione ammonio in cromatografia ionica, possibili interferenze da ioni ammonio eventualmente presenti nel flusso gassoso)

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.

Metodi di analisi del "Fresh oil"

Il gestore deve realizzare con frequenza giornaliera le analisi degli idrocarburi pesanti che sottopone a massificazione, a tal fine eseguirà giornalmente il prelievo di aliquote non inferiori a 100 grammi del "fresh oil" che viene alimentato ai gassificatori, con lo scopo di ottenere un campione rappresentativo degli idrocarburi gassificati provvedendo anche ad elaborare il valore come media mensile.

Per le operazioni di campionamento si consiglia l'uso del seguente metodo **ASTM method D4057-95(2000)** "*Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*".

In alternativa all'analisi giornaliera, le aliquote saranno mischiate ed omogeneizzate per l'ottenimento del campione medio mensile su cui verranno eseguite le determinazioni del potere calorifico inferiore, contenuto in ceneri con il metodo **UNI EN ISO 6245** e contenuto in zolfo con il metodo **UNI EN ISO 8754**. Per le operazioni di mescolamento e trattamento del campione miscelato si consiglia l'uso della norma **ASTM method D 5854-96(2000)** "*Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products*".

Per il campionamento delle aliquote giornaliere, il Gestore dovrà compilare un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (eventuali anomalie al prelievo, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento. Le aliquote giornaliere dovranno essere prese in carico dal tecnico responsabile del laboratorio che effettuerà il mescolamento e la riduzione in una unica giornata una volta al mese. L'operazione dovrà essere registrata sul registro di laboratorio indicando la data e il nome del tecnico che ha effettuato l'azione.

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



3. EMISSIONI IN ACQUA

Identificazione scarichi

Tabella 13 - Identificazione degli scarichi

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
S1	Canale Alpina – scarico parziale	4108279,3902	520166,5361
S2	Impianto biologico consortile di Priolo IAS S.p.A.	Dato non disponibile, da inserire a cura del gestore	Dato non disponibile da inserire a cura del gestore
S3 ¹²	Canale Alpina – scarico a mare	Dato non disponibile da inserire a cura del gestore	Dato non disponibile da inserire a cura del gestore

Nota: le coordinate si riferiscono al sistema UTM WGS-84

Il Complesso IGCC è provvisto di 4 sistemi fognari separati:

- fognatura acque oleose
- fognatura acque grigie
- fognatura acqua nere
- fognatura acque chiare

Le acque chiare sono convogliate al Canal Alpina (S1), mentre le acque oleose, le acque grigie e le acque nere sono convogliate all' impianto di trattamento consortile IAS (S2)

Scarico S1

Al Canale Alpina, che scarica successivamente a mare, vengono inviate le acque del sistema Fogne chiare (CSW). Tale sistema raccoglie l'acqua piovana proveniente da aree dove la contaminazione oleosa non è prevista e tutti gli scarichi e i drenaggi da apparecchiature e linee non contenenti idrocarburi né sostanze pericolose.

Prima di essere inviate al canale le acque sono convogliate in un bacino di raccolta (S108), dotato di pre-vasca di separazione olio, che raccoglie:

- acque piovane da zone non industrializzate (strade, parcheggi);
- spurghi caldaie dal ciclo combinato;
- spurgo delle torri di raffreddamento;
- soluzioni neutralizzate provenienti dai letti misti per la produzione di acqua demineralizzata.

La corrente in uscita, prima di immettersi nel Canale Alpina, è misurata e campionata nelle 24 ore per la verifica dei valori secondo i limiti di legge.

Oltre a ciò si ritiene di dover considerare anche pozzetti parziali di monitoraggio dei parametri inquinanti pertinenti la tipologia di scarico prima di miscelarsi nel bacino S108:

¹² Proposto dal gestore in "Piano di Monitoraggio e Controllo" presentato come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

P1) acque piovane da zone non industrializzate con l'analisi, con frequenza annuale, dei seguenti parametri: SST, Idrocarburi.

P2) spurghi caldaie ciclo combinato, spurgo torri raffreddamento, acque da soluzioni neutralizzate per acque demi con l'analisi dei seguenti parametri: Idrocarburi, pH, COD, con frequenza mensile per il primo anno e semestrale per il restante periodo di validità dell'AIA e in seguito a valutazioni in merito al rispetto dei limiti.

Tabella 14 - Monitoraggio dello scarico S1 (scarico a canale Alpina) provenienti da: acque piovane da zone non industrializzate, spurghi caldaie ciclo combinato spurgo torri raffreddamento, acque da soluzioni neutralizzate per acque demi, conferite nel bacino S108

Scarico S1			
Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	7000 m ³ /h	Continua	
Temperatura	Valori da Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali		Istantaneo
pH			
Piombo		Giornaliera ¹³	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
Solfiti			
Solfuri			
Solidi speciali totali (TSS)			
Tensioattivi totali			
COD			
Azoto ammoniacale			
Azoto nitrico			
Azoto nitroso			
Cloro attivo libero			
Nichel		Trimestrale	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
Rame			
Inquinanti come da Tabella 3, allegato 5, parte III, D. Lgs 152/06 e smi	Valori da Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali	Semestrale	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
Azoto totale	Misura conoscitiva	Semestrale	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
IPA			
Pentaclorobenzene			
Nonilfenolo			

¹³ Proposto dal gestore in "Piano di Monitoraggio e Controllo" presentato come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



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

Scarico S2

Allo scarico S2 vengono convogliate le seguenti fognature:

- **Fognatura delle acque oleose che** raccoglie separatamente gli scarichi:
 - continui e discontinui di acque di processo e di lavaggio dissalatori
 - discontinui dalle aree di processo e servizi: drenaggi, acque di lavaggio, acque piovane ed antincendio da aree pavimentate di unità di processo, acque oleose dalle vie tubi, acque oleose dai bacini di contenimento dei serbatoi e dall'area di caricamento dello zolfo liquido.Le acque oleose di processo sono raccolte in 2 serbatoi di equalizzazione (TK101 A e B) dai quali l'acqua disoleata viene inviata alla vasca S113
- **Fognatura delle acque grigie che** raccoglie gli scarichi continui di *stripped water* delle unità di processo (Unità 4800 e 4810). Le acque vengono raccolte nella vasca S113.
- **Fognatura delle acque nere** raccoglie gli effluenti che provengono dai fabbricati area impianti e dagli edifici dell'amministrazione. Le acque confluiscono nella vasca S111 della capacità nominale di 60 m³, provvista di miscelatore che evita la sedimentazione dei residui solidi e successivamente, tramite tubazione e pompe, nella S113.

Le acque oleose, le acque di processo trattate e l'acqua sanitaria, miscelate insieme, vengono inviate a una portata massima di 170 t/h all'impianto IAS.

Oltre al monitoraggio dello scarico finale S2, in uscita dalla vasca S113, per il rispetto del contratto attuale stipulato con IAS, si propone il monitoraggio delle acque oleose e grigie in appositi pozzetti parziali di controllo (P1 e P2), prima del loro convogliamento nella predetta vasca con misura di pH, SST e Idrocarburi totali.

La frequenza di controllo per tali pozzetti dovrà essere la medesima della tabella 17 riportata di seguito.

Relativamente alla fognatura acque nere, si propone un apposito pozzetto fiscale (P3), localizzato a monte della confluenza dei reflui nella vasca S111. Dovranno essere analizzati i seguenti parametri: SST, Idrocarburi, BOD5, COD, tensioattivi totali, azoto totale con frequenza quadrimestrale per il primo anno e annuale per il restante periodo di validità dell'AIA se si verifica il pieno rispetto dei limiti e a seguito di eventuali valutazioni da parte degli enti di controllo.



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

Tabella 15 - Monitoraggio dello scarico S2 (conferimento al depuratore consortile IAS)

Valori limite di accettabilità dei reflui in ingresso all'impianto consortile IAS

Scarico S2			
Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	4800 m ³ /giorno		
Temperatura	50 °C	Semestrale	
pH	4,5-11,0	Giornaliera Semestrale	
Solfuri	60	Semestrale	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
Piombo	0,3	Semestrale	
Solidi speciali totali (TSS)	500	Giornaliera Semestrale	
Tensioattivi totali	10	Settimanale Semestrale	
BOD5	Rapporto COD/BOD <2,5	Semestrale	
COD	3000	Giornaliera Semestrale	
Azoto ammoniacale NH4	120	Semestrale	
Fosforo totale	20	Semestrale	
Cloruri	2000	Semestrale	
Cianuri	25	Giornaliera Semestrale	
BTEX	1	Semestrale	
Solventi organici azotati	0,2	Semestrale	
Solventi organici clorurati	2	Semestrale	
Pesticidi fosforati	0,10	Semestrale	
Grassi, oli animali e vegetali	60	Semestrale	
Oli minerali	200	Giornaliera Semestrale	
Aldeidi alifatiche	1	Semestrale	



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

Fenoli totali	5	Semestrale	Campionamento e analisi di laboratorio con registrazione su file
Alluminio	2	Semestrale	
Arsenico	0,5	Semestrale	
Boro	10	Semestrale	
Cadmio	0,02	Semestrale	
Cromo VI	0,2	Semestrale	
Cromo III	2	Semestrale	
Ferro	10	Giornaliera Semestrale	
Manganese	4	Semestrale	
Mercurio	0,005	Semestrale	
Nichel	4	Giornaliera Semestrale	
Piombo	0,3	Semestrale	
Rame	0,4	Giornaliera Semestrale	
Selenio	0,03	Semestrale	
Zinco	1	Semestrale	

(1) Valori massimi di accettabilità dell'impianto IAS.



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

**Tabella 16 - Monitoraggio dello scarico S3 (Scarico del Canale Alpina a mare)
Monitoraggio dello scarico finale a valle di S1 e S2, proposto dal gestore¹⁴ con il controllo
acqua di mare**

Si ritiene che le misure effettuate dello scarico S1 siano già rappresentative del contributo del gestore Isab Energy, in quanto il punto di scarico S3 (a valle del S1 punto di uscita a mare) considera anche i reflui proveniente dalla raffineria Isab impianti Sud.

Pertanto si ritiene di non misurare i tutti parametri allo scarico S3 ma solamente la temperatura.

Scarico S3			
Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Temperatura	Misura dell'immissione di temperatura inteso come misura del Delta T a 1000 metri	Semestrale	Registrazione su file

¹⁴ "Piano di Monitoraggio e Controllo" proposto dal Gestore come Allegato 6 della documentazione "Chiarimenti ed integrazioni a seguito della riunione con il Gruppo Istruttore del 27/04/2009", Prot DSA-2009-0013852 del 04/06/2009



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Metodi di misura delle acque

Nella seguente Tabella 17 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti da parte delle misure degli inquinanti.

Il gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia presente un'inesattezza sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Tabella 17 - Metodi di misura degli inquinanti

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.)5210 B, Metodo APAT - IRSA 5120 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 B2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ferro	EPA Method 236.2; Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Alluminio	US EPA Method 202.2; Metodo APAT-IRSA 3050B	L'alluminio viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornello di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale a 309,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note, comprese nel campo di indagine analitico. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di



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

		persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Antimonio	EPA Method 204.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Stagno	US EPA Method 282.2; APAT-IRSA 3280B	Lo stagno viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornetto di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale a 286,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note, comprese nel campo di indagine analitico. È da segnalare che APHA (1998) prevede la misura dell'assorbanza alla lunghezza d'onda di 224,6 nm; le due diverse condizioni operative consentono di conseguire limiti di rivelabilità molto simili. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Fluoruri	EPA Method 340.1 o 340.2	Colorimetrico per reazione con SPDNS e distillazione o con elettrodo ione selettivo a seconda delle condizioni
Cloruri	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio: Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a



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

		blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
PH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura Misura continua	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 μ S/cm
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Nitriti	ISO 13395 (2000)	Il metodo si basa sulla determinazione fotometrica dopo l' NO_2^- con sulfonilammide.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664°; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Tensioattivi	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 5150 Test Carlo Erba 800.05388	
Coliformi totali	APAT-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Saggio di tossicità acuta	Metodo APAT-IRSA-CNR 8030	Inibizione bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> valutazione EC_{50}
BTEXS	US EPA Method 502.2; Metodo APAT-IRSA 5140	Determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
IPA	Metodo APAT-IRSA 5080	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda, superficiali e di scarico mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.



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

Monitoraggio acqua di falda

Il gestore individui, tra quelli già in uso per le operazioni di bonifica ed in accordo con l'autorità competente, i piezometri ritenuti maggiormente significativi rispetto al flusso prevalente della falda, per il monitoraggio dei parametri riportati nella tabella seguente.

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

In alternativa a quanto sopra esposto, considerata la presenza della rete dei piezometri realizzati per la caratterizzazione S.I.N., è possibile utilizzare i risultati delle relative caratterizzazioni effettuate, riportandoli nel rapporto annuale.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Comune di Priolo Gargallo ha adottato la classificazione acustica del proprio territorio; l'area dell'impianto è classificata come *area esclusivamente industriale* (Classe VI), ovvero area interessata da attività industriali e priva di insediamenti abitativi con limiti di immissione pari a 70 dB diurno e notturno.

Il monitoraggio dei livelli di rumore dovrà essere organizzato con cadenza triennale per ogni punto di misura individuato nella seguente tabella (si veda anche la figura) con una misura di Leq riferita a tutto il periodo diurno (ore 6:00- 22:00) e notturno (ore 22:00-6:00) per la verifica dei limiti di emissione dei confini della proprietà con contemporanea acquisizione dei Leq orari.

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

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

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/03/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte nella zonizzazione comunale.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura selezionati al confine della proprietà per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

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

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

Tabella 18 - Punti di misurazione del rumore emesso dagli impianti ISAB ENERGY

Punti di misura
Da 1 a 53

Per l'individuazione dei punti si veda la Figura 1 riportata di seguito

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura sarà scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'Allegato B del DM 16/3/1998.

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

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

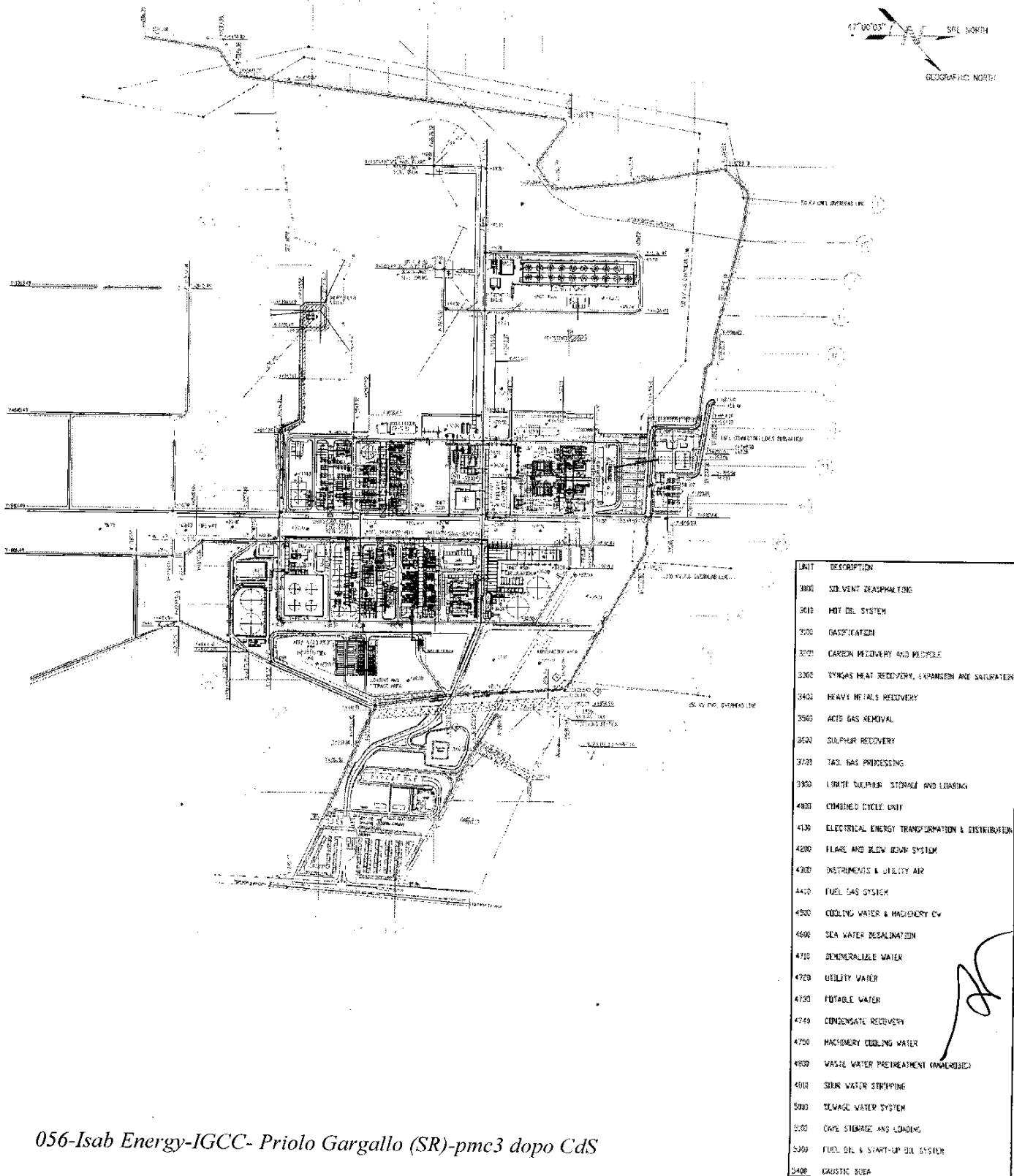
Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio dovranno essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Figura 1 Punti di misura del rumore



056-Isab Energy-IGCC- Priolo Gargallo (SR)-pmc3 dopo CdS



5. 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 attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione con relativa archiviazione e segnalazione sul MUD con cadenza annuale fino alla piena attuazione del nuovo sistema SISTRI.

Il Gestore dovrà, inoltre, garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA; per tale attività il Gestore indicherà preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Nel caso della scelta del criterio temporale sarà verificato ogni 10 giorni lavorativi lo stato di giacenza dei depositi temporanei, intesa 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 e saranno altresì controllate le etichettature.

Il gestore compilerà la seguente Tabella 19, distinguendo gli eventuali rifiuti speciali.

Il Gestore può utilizzare una propria applicazione informatizzata se conforme con quanto sopra esposto e con le medesime informazioni.

Tabella 19 - Monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
	Area deposito temporaneo rifiuti pericolosi e non pericolosi: batterie usate, rottami ferrosi e non ferrosi, cavi elettrici (DTF - Area 1) X: 517706,5812 Y: 4108759,7579					Registrazione su file.
	Area deposito temporaneo rifiuti pericolosi e non (DTR - Area 2) X: 518337,0405 Y: 4109463,0552					
Totale						

Nota: le coordinate si riferiscono al sistema UTM WGS-84

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali dovranno essere adempiute. I campionamenti e le analisi dovranno essere effettuate tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

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



6. 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 ISO9000.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati dovranno essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurarne la tracciabilità.

Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla **Norma UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

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).

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

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 20 seguente.

Tabella 20 - Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

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

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

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

Analisi delle acque in laboratorio

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

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

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

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

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

Controllo di impianti e apparecchiature

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

In particolare per il sistema SCR di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (NOx) devono essere registrati i parametri indicati nella seguente Tabella 21:



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

Tabella 21 – Parametri del sistema SCR

Parametro da misurare	Unità di misura	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Tempo di effettivo funzionamento	Ore	Mensile	Registrazione su file
Flusso di ammoniaca immesso nel sistema	Nm ³ /h	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
Temperatura ingresso SCR	°C	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
Concentrazione di ammoniaca immessa nel sistema.	% in peso	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
Efficienza minima di abbattimento	calcolo	Mensile	
Quantità (eventuale) di catalizzatore sostituito	tonnellate	Annuale	



7. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

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

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

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

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).

Contenuto di zolfo nel "charge oil". L'ammontare medio di zolfo nel "charge oil" acquisito dall'impianto di generazione elettrica valutato dai dati di analisi elementare (sul campione di charge oil come inviato in gassificatore). Il dato è ottenuto per media aritmetica di dodici campioni medi mensili ottenuti come specificato nel presente piano di monitoraggio e controllo.

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

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

Formule di calcolo

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

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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

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

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

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

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

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

Validazione dei dati

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

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

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

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

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

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 Aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.

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

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

- Tonnellate emesse per anno NO_x, CO, SO₂, PTS e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media mensile e semestrale in mg/Nm³ di NO_x, CO, SO₂, PTS,
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x, SO₂, PTS e CO (in kg/MWhg)
- Emissione specifica annuale per tonnellata di fresh oil gassificato di NO_x, SO₂, polveri e CO (in kg/t di *charge oil*)
- N° e tipo di avvii/spegnimenti anno, relativi tempi di durata, tipo e consumo dei combustibili utilizzati, eventuali apporti di vapore ausiliario
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO_x, SO₂, PTS e CO
- N° e durata delle fasi di "Burning delle linee zolfo dell'unità Claus" e relative emissioni



Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Concentrazioni medie mensili di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Emissione specifica annuale, per m³ di refluo trattato, di tutti gli inquinanti regolamentati al pozzetto di prelievo fiscale.
- Concentrazioni massima e minima giornaliera nel mese allo scarico dei parametri rilevati

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità (t) di rifiuti prodotti nell'anno precedente, e loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità (t) di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente e loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze (su base triennale) delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

Consumi specifici per MWh generato su base annuale

- Acqua (m³/MWhg), gasolio (kg/MWhg), energia elettrica degli autoconsumi (kwh/MWhg), fuel oil BTZ (kg/MWhg), fresh oil (kg/MWhg), e gas naturale (Sm³/MWhg).

Programma LDAR

- Percentuale di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale.
- Percentuale di componenti che rilasciano VOC sopra soglia sul totale dei controlli eseguiti nell'anno.

Unità di denitrificazione (SCR)

- Tonnellate per anno di ammoniaca
- N° di ore di funzionamento al mese e rendimento medio effettivo di SCR
- Flusso medio mensile e concentrazione media mensile di NH₃ in ingresso a SCR

Emissioni: RIFIUTI

- Tonnellate (eventuali) di catalizzatore esausto prodotte per anno.

Unità recupero zolfo

Emissioni: ARIA

- N° di ore di effettivo funzionamento anno per ogni treno dell'unità Claus.
- Rendimento medio mensile di desolforazione.
- Produzione specifica di zolfo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- Grammi di zolfo¹⁵ prodotto per tonnellata di *fresh oil*, valutati su base mensile.
- Emissioni: RIFIUTI
- Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno (eventuali).

Eventuali problemi gestione del piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali:

- tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, descrizione degli interventi e tempi di ripristino ed eventuale produzione di rifiuti.

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

Gestione e presentazione dei dati

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

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

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

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

¹⁵ La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per le tonnellate di *charge oil* gassificate nello stesso periodo.



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

8. 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
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione	Annuale		Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Mensile Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Mensile Trimestrale Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Triennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale



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

Controllo dell'impianto da parte di ISPRA e ARPA Sicilia

Tabella 22 - Impegno previsto di ISPRA nel piano di monitoraggio e controllo

Tipo di intervento	Frequenza	Componente o aspetto ambientale interessato	Numero di interventi nel periodo di validità del piano
Sopralluogo per verifica di conformità all'AIA	Ogni 6 anni	TUTTI	1
Sopralluogo in esercizio	Biennale	TUTTI	3
Scarichi idrici S1-S3 e scarico IAS S2	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Emissioni atmosfera camini CCU1,CCU2, Hot oil	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Rifiuti	Biennale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	3
Rumore	Triennale	Valutazione degli autocontrolli e presenza ad una campagna di misura	2
Prelievi idrici	Biennale	Valutazione autocontrolli	3
Consumi combustibili ed energia elettrica			