



enipower

Stabilimento di Brindisi

Via E. Fermi 4 72100 Brindisi
Telefono: 0831.200950
Telefax: 0831.200288

Piazza Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. centralino: +39 02520.1

www.enipower.it

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

E.prot DVA - 2010 - 0028559 del 24/11/2010

PROT. N.: **95**
Brindisi, li 19 Novembre 2010

Spett.le **Ministero dell'Ambiente e della
Tutela del Territorio e del mare**
Direzione Gen. Valutazioni Amb.
Div. VI RIS
Via C. Colombo, 44
00144 ROMA

p.c. **Presidente della Commissione
Istruttoria per l'AIA (IPPC)**
c/o ISPRA
Via Curtatone, 3
00185 ROMA
c.a. Dott.ssa Roberta Nigro

p.c. **Istituto Superiore per la Prot.ne
e la ricerca ambientale - ISPRA**
Via V. Brancati, 48
00144 ROMA

**Oggetto: Istruttoria per il rilascio dell'AIA allo Stabilimento enipower
di Brindisi**

Con riferimento al verbale di riunione dell'incontro del 3 novembre 2010 fra il Gruppo Istruttore AIA-IPPC nominato per l'istruttoria "Enipower SpA - (BR)" ed i Rappresentanti del gestore del già citato impianto, si trasmettono in allegato le integrazioni riguardanti l'affidabilità della Rete elettrica e la composizione del gas petrolchimico unitamente ad una relazione illustrativa di quanto richiesto.
Distinti saluti.

Allegati:

- Relazione alle integrazioni richieste dal Gruppo Istruttore il 3 novembre 2010 Decreto MAP - autorizzazione all'utilizzo gas petrolchimico (*allegato 1*)
- Certificati di analisi del FUEL GAS per gli anni 2007, 2008, 2009 (*allegato 2*)
- Istruzioni operative per il controllo del valore massimo di idrogeno nella miscela di combustibile (*allegato 3*).



enipower spa
Stabilimento di Brindisi
Responsabile
Ing. Antonio De Rosa

enipower spa
Sede legale in San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni 1
Capitale sociale euro 944.947.849 i.v.
Registro imprese di Milano / R.E.A. Milano n. 1600596
Codice Fiscale e Partita IVA 12958270154
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento
dell'Eni S.p.A. / Società con unico socio

QUOTIDIANO
LAP - EX 22



*Ministero
delle Attività Produttive*
Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie
Ufficio C2 - Mercato elettrico

Prot. N° _____ *Allegati*
Richiesta al Foglio N° _____
del _____

*Copia a inf. CASERIO DI
COLASANTO
Sig. MUSTARELLA
A.*

EniPower S.p.A.	
Stabilimento di Brindisi	
Posta in arrivo	
data arrivo	n° protocollo
10.02.05	23
Distribuzione	

MAP
Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie
08/02/2005 - 0082454



Alla ENIPOWER S.p.A.
Piazza Vanoni, 1
20097 SAN DONATO MILANESE MI

e p.c.: AI MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO
Direzione generale per la salvaguardia ambientale
Via C.Colombo, 44
00147 ROMA RM

AI MINISTERO PER I BENI E LE ATTIVITA' CULTURALI
Dipartimento per i Beni Culturali e Paesaggistici
Direzione generale per i beni architettonici e paesaggistici
Via di San Michele, 22
00163 ROMA RM

AI MINISTERO DELLA SALUTE
Direzione generale della Prevenzione sanitaria
Ufficio IV
Via della Civiltà romana, 7
00144 ROMA RM

Alla REGIONE PUGLIA
Assessorato all'Ambiente
Settore Ecologia
Piazza Aldo Moro, 37
70122 BARI BA

Alla PROVINCIA di BRINDISI
Ufficio Ambiente
Via De Leo, 3
72100 BRINDISI BR

AI COMUNE di BRINDISI
Ufficio Tecnico Comunale
Piazza Matteotti, 12
72100 BRINDISI BR

AI G.R.T.N. S.p.A.
Via M.Ilo Pilsudski, 92
00197 ROMA RM

ALL'AGENZIA DELLE DOGANE
UTF BRINDISI
Via Templari, 15
73100 LECCE LE

All'Ufficio C4
SEDE

(pos.n.47-07/2)

Oggetto: Trasmissione del provvedimento di autorizzazione all'utilizzo del gas petrolchimico nella centrale a ciclo combinato, della potenza elettrica di circa 1.170 MW, nel Comune di Brindisi.

Si prega di leggere attentamente il regolamento di partecipazione in materia di appalti

ISTITUTO PENITENZIARIO - SECCA MULO STABO - S.

Cut

Si trasmette, in allegato, copia conforme del decreto con il quale si autorizza codesta Società all'utilizzo del gas petrolchimico nella centrale a ciclo combinato della potenza elettrica di circa 1.170 MW, da ubicare nello stabilimento petrolchimico sito nel Comune di Brindisi, come da richiesta del 21 aprile 2004.

La Regione in indirizzo, che ha nozione dello stato dei luoghi, è invitata a portare a conoscenza di eventuali altri soggetti interessati il decreto sopra menzionato.

IL DIRETTORE DELL'UFFICIO

Maria Carmela Grandino



N° 03/2005 RT

Ministero delle Attività Produttive

DIREZIONE GENERALE PER L'ENERGIA E LE RISORSE MINERARIE

IL DIRETTORE GENERALE

VISTO il decreto del 2 aprile 2003, N°003/2003, con il quale, ai sensi dell'art.8 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, la EniPower S.p.A. - con sede in San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni, 1, cod.fisc.12958270154 - è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio di una centrale termoelettrica costituita da tre gruppi di cogenerazione a ciclo combinato, della potenza elettrica complessiva lorda di circa 1.179 MW e della potenza termica complessiva immessa con il combustibile di circa 2.055 MW, alimentati con gas naturale, da ubicare all'interno dello Stabilimento petrolchimico nel Comune di Brindisi.

VISTA la lettera del 21 aprile 2004 con la quale la EniPower S.p.A. chiede di poter utilizzare gas petrolchimico presso la centrale a ciclo combinato di Brindisi oggetto dell'autorizzazione di cui al decreto suindicato;

VISTA la nota del 10 maggio 2004 con la quale questo Dicastero ha espresso l'avviso, salvo diverse valutazioni delle Amministrazioni interessate, che la proposta della EniPower S.p.A. non necessita di specifica autorizzazione, in quanto l'utilizzo del gas petrolchimico rappresenterebbe un recupero di energia di processo e non determinerebbe alcuna modifica alla quantità e qualità delle emissioni inquinanti già considerate nella valutazione dell'iniziativa e che, nel contempo, la riduzione dell'utilizzo di gas naturale porterebbe ad una riduzione nelle emissioni di anidride carbonica;

VISTA la nota del 10 giugno 2004 prot.n.DSA/2004/13765 con la quale il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, tenuto conto delle prescrizioni, all'art.2, comma 1, del decreto suddetto, ha ritenuto che l'utilizzo del gas petrolchimico debba avvenire sulla base di una specifica autorizzazione previa valutazione dell'impatto ambientale della soluzione proposta;

VISTA la successiva nota in data 7 luglio 2004 prot.n.DSA/2004/15847 con la quale il suddetto Dicastero ha richiesto al Presidente della Commissione VIA la verifica di esclusione dalla procedura VIA in ordine all'istanza della EniPower S.p.A.;

VISTA la nota del 9 dicembre 2004 prot.n.DSA/2004/27478 con la quale il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha ritenuto che "l'intervento in oggetto sia migliorativo delle condizioni ambientali rispetto all'impianto attuale e pertanto non sia necessaria l'applicazione della procedura di valutazione dell'impatto ambientale di cui all'articolo 6 della Legge 349 del 1986", a condizione che vengano puntualmente rispettate le prescrizioni indicate;

ST. POTESI, RESPONSABILE DELLA PIZZA ALLO STABO-3

per
ut

VISTA la nota del 23 dicembre 2004, n.0005029, con la quale nel prendere atto del favorevole avviso del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio di cui alla nota sopra richiamata si preannuncia, a tutte le Amministrazioni interessate, che, qualora non pervengono altre valutazioni nel termine di trenta giorni, si procederà alle necessarie rettifiche al decreto del 2 aprile 2003, N°003/2003;

CONSIDERATO che, ad oggi, è pervenuta, da parte delle altre Amministrazioni interessate, soltanto la nota del 20 gennaio 2005 prot.n.ST/402/1405 inviata dal Ministero per i Beni e le Attività culturali con la quale, detto Dicastero, comunica di non aver nulla da osservare;

RITENUTO, quindi, di poter procedere alla rettifica del decreto del 2 aprile 2003, N°003/2003, secondo l'istanza avanzata dalla EniPower S.p.A. e con le prescrizioni di cui alla citata nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, del 9 dicembre 2004, prot.n.DSA/2004/27478;

DECRETA

Art.1

La EniPower S.p.A. - con sede in San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni, 1, cod.fisc.12958270154 - è autorizzata ad alimentare l'impianto ubicato all'interno dello Stabilimento petrolchimico nel Comune di Brindisi, oggetto dell'autorizzazione di cui al decreto del 2 aprile 2003, N°003/2003, anche con gas petrolchimico.

Art. 2

Il titolare della presente autorizzazione è tenuto ad osservare puntualmente le seguenti prescrizioni che integrano quelle riportate nel provvedimento N°003/2003 del 2 aprile 2003:

- 1.) deve essere assicurato, in ciascun gruppo, l'utilizzo di una miscela di gas petrolchimico e gas metano, con un contenuto di idrogeno non superiore al 15% con le specifiche riportate nella seguente tabella:

Caratteristiche del gas di raffineria			
Composizione		Normale	Massima
CO	% vol	0,5	1,0
H ₂	% vol	65,2	77,7
C ₁	% vol	33,5	18,0
C ₂	% vol	0,2	0,5
C ₃	% vol	0,1	0,5
C ₄	% vol	0,2	1,0
C ₅ e superiori	% vol	0,1	0,3
N ₂	% vol	0,2	1,0
P.C.I.	Kcal/Nm ³	4.670	3.920
P.M. medio	Kg/kmole	7,15	5,32

- 2.) l'avviamento di ogni turbina a gas deve essere realizzato solamente mediante gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge la condizione di funzionamento stabile corrispondente ad un carico minimo del 60%;
- 3.) il controllo e la registrazione in continuo della composizione della miscela di gas utilizzato in ogni singolo impianto deve essere assicurato da un sistema automatico che non consenta l'invio alle camere di combustione di miscele con contenuto di H₂ superiore al 15%;
- 4.) devono essere rispettati i limiti orari alle emissioni di:

NO_x (espressi come NO₂)	50 mg/Nm³
CO (monossido di carbonio)	30 mg/Nm³

riferiti al 15% di O₂;

- 5.) l'eventuale impiego di miscele di gas metano e gas petrolchimico aventi contenuto di idrogeno superiore al 15% deve essere sottoposto a nuova verifica ai sensi della normativa sulla valutazione di impatto ambientale, sulla base dell'analisi del monitoraggio degli effetti del contenuto in idrogeno del combustibile utilizzato, sulle emissioni e sulla funzionalità dell'impianto, quali risulteranno dai dati registrati nel corso almeno delle prime 6500 ore di funzionamento dell'impianto nelle condizioni sopra prescritte. I dati rilevati dal monitoraggio, secondo modalità concordate con ARPA Puglia, devono essere inviati periodicamente ad ARPA Puglia stessa.

Art. 3

Il presente decreto costituisce integrazione del provvedimento N°003/2003 del 2 aprile 2003.

Avverso la presente autorizzazione è ammesso ricorso giurisdizionale al TAR-competente o, in alternativa, ricorso straordinario al Capo dello Stato nel termine rispettivamente di sessanta e centoventi giorni dalla data della notifica del presente decreto.

Roma, li - 9 FEB. 2005

IL DIRETTORE GENERALE
prof. Sergio Garibba



MINISTERO DELLE ATTIVITA' PRODUTTIVE
Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie
Ufficio C2 - Mercato Elettrico

La presente copia, composta da n. *tre* fogli,
è conforme all'originale depositato presso
questo ufficio.

Roma, ... 9 FEB. 2005 IL FUNZIONARIO



Enipower Brindisi

Certificati di Analisi

Prodotto **FUEL GAS** Punto di campionamento **FUEL GAS P30B**

Anno 2007

Prot. Campione			200178803	200180651	200183736	200186455	200189376	200191127	200198165	200204276	200205864	200209855	200210395	200218122
Data			23/04/07	04/05/07	23/05/07	08/06/07	26/06/07	06/07/07	17/08/07	25/09/07	05/10/07	30/10/07	02/11/07	21/12/07
	U.M.	max												
Acetilene	%V		0	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0	0	0,01	0,005	0,01	0,01
Idrocarburi C2+	%V		0	0	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0,005	0	0
Idrocarburi C2-	%V		0,2	0,11	0,1	0,1	0,06	0,06	0,1	0,03	0,1	0,08	0,18	0
C2	%V	0,5	0,2	0,11	0,11	0,11	0,07	0,07	0,1	0,03	0,11	0,09	0,19	0,01
Idrocarburi C3+	%V		0	0	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0,005	0	0
Idrocarburi C3-	%V		0	0,01	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0,01	0	0
C3	%V	0,5	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,015	0	0
Idrocarburi C4+	%V		0,01	0	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0,005	0	0
Idrocarburi C4-	%V		0	0,01	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0,005	0	0
C4	%V	1	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
Idrogeno	%V	77,7	62,55	66,00	63,16	60,53	64,85	69,23	64,00	72,24	65,82	63,24	56,26	62,39
Metano	%V		37,04	33,66	36,55	39,21	34,97	30,53	35,73	27,53	33,93	36,52	43,42	37,37
Ossido di carbonio	%V	1	0,20	0,21	0,18	0,15	0,11	0,17	0,17	0,20	0,14	0,15	0,13	0,16
Potere Calorifico Inf.	Kcal/kg		14.718	15.085	14.801	14.561	15.021	15.515	14.891	15.921	15.110	14.823	14.198	14.738
Superiore a C4	%V	0,3	0	0	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	<0,0005	0	0

Anno 2008

Prot. Campione			200220351	200223736	200226689	200227127	200230600	200232931	200236120	200237647	200239998	200242464	200244510	200245908	200248028	200253065	200255550	200257901	200263934	200273701	200275931	
Data			04/01/08	25/01/08	13/02/08	15/02/08	07/03/08	21/03/08	09/04/08	18/04/08	02/05/08	16/05/08	29/05/08	06/06/08	20/06/08	18/07/08	01/08/08	15/08/08	19/09/08	21/11/08	05/12/08	
	U.M.	max																				
Acetilene	%V		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Idrocarburi C2+	%V		0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C2-	%V		0	0,13	0,16	0,18	0,29	0,35	0,29	0,13	0,18	0,17	0,05	0,11	0,19	0,15	0,12	0,16	0	0	0,11	0,16
C2	%V	0,5	0,02	0,15	0,18	0,2	0,31	0,37	0,32	0,14	0,19	0,19	0,06	0,13	0,21	0,16	0,13	0,18	0,01	0,12	0,17	0,17
Idrocarburi C3+	%V		0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C3-	%V		0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
C3	%V	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C4+	%V		0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C4-	%V		0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
C4	%V	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Idrogeno	%V	77,7	51,24	48,47	44,56	32,68	57,06	56,65	43,13	73,11	62,61	43,59	55,28	48,19	41,97	56,31	59,40	54,17	63,87	56,80	57,39	
Metano	%V		48,46	51,26	53,21	67,00	42,56	42,84	56,41	26,60	37,20	56,06	44,52	51,54	57,69	42,87	39,34	45,17	39,57	42,52	42,38	
Ossido di carbonio	%V	1	0,12	0,11	0,89	0,11	0,07	0,14	0,13	0,14	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,66	0,40	0,48	0,11	0,24	0,06	
Potere Calorifico Inf.	Kcal/kg		13.836	13.661	12.755	12.867	14.285	14.217	13.343	16.087	14.832	13.363	14.129	13.634	13.284	13.971	14.002	13.892	14.916	14.054	14.322	
Superiore a C4	%V	0,3	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Azoto	%V	1															0,73					

Anno 2009

Prot. Campione			200282233	200285792	200287983	200290203	200292606	200294988	200297266	200299609	200304215	200305371	200306915	200309723	200311964	200315284	200317528	200330965	200337424
Data			14/01/09	06/02/09	20/02/09	06/03/09	20/03/09	03/04/09	17/04/09	01/05/09	29/05/09	05/06/09	15/06/09	03/07/09	03/07/09	07/08/09	21/08/09	09/11/09	18/12/09
	U.M.	max																	
Acetilene	%V		0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01
Idrocarburi C2+	%V		<0,005	0	0	0	0	0	0	0,0005	0	0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C2-	%V		<0,005	0,19	0,26	0	0,14	0,06	0,12	0,1	0,13	0,0005	0	0,1	0,36	0,13	0,07	0	0,16
C2	%V	0,5	0,02	0,21	0,28	0,01	0,16	0,07	0,13	0,1105	0,14	0,011	0,02	0,12	0,38	0,14	0,08	0,02	0,17
Idrocarburi C3+	%V		<0,005	0	0	0	0	0	0	0,0005	0	0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C3-	%V		<0,005	0	0	0	0	0	0	0,0005	0	0,0005	0	0	0	0	0	0	0
C3	%V	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0	0,001	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C4+	%V		<0,005	0	0	0	0	0	0	0,0005	0	0,0005	0	0	0	0	0	0	0
Idrocarburi C4-	%V		<0,005	0	0	0	0	0	0	0,0005	0	0,0005	0	0	0	0	0	0	0
C4	%V	1	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0	0,001	0	0	0	0	0	0	0
Idrogeno	%V	77,7	57,54	51,84	54,78	63,45	52,69	51,88	66,31	59,18	61,39	50,74	49,55	51,70	43,56	47,94	53,60	47,94	54,40
Metano	%V		42,24	47,83	44,73	35,97	46,76	47,83	33,14	40,09	38,19	48,71	49,68	45,42	56,02	47,94	35,00	51,54	45,36
Ossido di carbonio	%V	1	0,07	0,11	0,20	0,30	0,39	0,22	0,42	0,61	0,28	0,41	0,59	0,04	0,04	0,00	0,01	0,14	0,06
Potere Calorifico Inf.	Kcal/kg		14.334	13.880	14.051	14.758	13.827	13.842	15.012	14.225	14.576	13.687	13.543	13.034	13.393	12.508	14.626	13.609	14.086
Superiore a C4	%V	0,3	<0,005	0	0	0	0	0	0	<0,0005	0	<0,0005	0	0	0	0	0	0	0

INSERIMENTO e DISINSERIMENTO OFFGAS**Prerequisiti per inserzione OG**

-  **ATTENZIONE:**
- **La linea di alimentazione OG al turbogas deve essere in flussaggio verso torcia da almeno 30 minuti in modo da eliminare ogni traccia di azoto presente nel collettore OG1.**
- **Questa operazione non è necessaria se OG è già inserito sul gruppo 2.**
- Carico TG stabile e compreso tra 185MW (soglia minima di inserimento OG) e apertura IGV < 92% (soglia massima di inserimento OG)
- Nessuna anomalia relativa al sistema N₂ (pressione N₂>min, richiesta purging, guasto inertizzazione, ecc..)
- Almeno un calorimetro in servizio² (vedi pagina TXP FILTRAZIONE OG). Nel caso che le misure del potere calorifico dai due calorimetri differiscano per più di 1200 KJ/Kg viene generato un allarme. In questo caso richiedere agli strumentisti la taratura dei calorimetri.
- La misura di PCI e di densità devono essere impostate in automatico.
- Compressore OG NON in trip, in servizio e pressione OG >min (almeno 4 bar in più della pressione NG)
- Nessuna anomalia presente sul sistema OG (valvole, strumentazione, ecc...)

Istruzioni Operative.***Inserimento OG:***

1. Impostare il carico del TG tra 185MW e l'apertura IGV <92%.
2. Quando il carico TG è stabile al carico impostato (p.e.190 MW), dare il comando di inserimento OG (selettore INSERZIONE su pagina DCS SISTEMA OFF GAS).
3. La sequenza di inserimento OG comanda lo shut down della sequenza di inertizzazione, posiziona la valvola di regolazione dell'offgas alla posizione di minima apertura (p.e. 5%) e quindi apre la valvola di stop.
4. L'inserimento dell'OG avviene con una rampa di portata di circa 15 min che cresce fino al massimo valore ammissibile previsto per il carico che il TG ha in quel momento. Durante l'inserimento chiudere gradatamente gli sfiati posti sullo skid filtrazione OG.

**ATTENZIONE:**

Durante questa fase non variare il carico fino a che l'apertura della valvola di regolazione OG non ha raggiunto il suo set point finale (verificabile su TXP - TG CONTROLLER).

5. Quando la valvola di regolazione OG ha raggiunto il set point richiesto dal TG CONTROLLER è possibile cambiare il carico TG secondo le normali esigenze produttive.

¹ Il flussaggio in torcia deve essere eseguito aprendo almeno un vent tra quelli presenti sullo skid filtrazione OG nei pressi del TG, in modo tale da flussare tutta la linea di alimentazione OG.

In questa fase verificare la stabilità della lettura dei calorimetri e il loro corretto funzionamento.

² Se il calorimetro è spento procedere all'accensione da pannello locale verificando la pressione dell'OG in alimentazione (maggiore di 30 mbar) e il corretto allineamento delle valvole manuali a monte dei riduttori di pressione posti all'esterno del cabinato del calorimetro.

BRINDISI GRUPPO 3

Esercizio con OG:

Durante l'esercizio lasciare la regolazione di portata OG in automatico in modo da ricevere sempre la maggior quantità possibile di OG. La regolazione di portata può essere posta in manuale quando si vuole limitare il prelievo di OG (per es. prima dell'inserimento dell'offgas sul secondo gruppo). Con il set point di portata OG in manuale sono comunque attive le limitazioni relative al PCI ed alla pressione OG.

La portata di OG dipende dalle seguenti variabili:

- Pressione OG: se la pressione OG scende sotto i 35 bar la portata viene automaticamente limitata (in questo modo se la produzione del P30 è inferiore alla portata massima accettabile dal TG la pressione si stabilizza a 35 bar, se invece la produzione del P30 è maggiore della portata accettabile dal TG la pressione si stabilizza a 37 bar, set point dello sfiato in torcia del P30).
- Percentuale di idrogeno nella miscela OG + GN: il sistema di regolazione calcola il set point di portata OG in modo da ottenere la massima percentuale di idrogeno ammissibile : la percentuale di idrogeno può variare dal 14% all' 11% in funzione della posizione delle IGV (14% se la posizione IGV < 95% , 13% al 95%, 12% al 100%, 11% al 108%). La percentuale di idrogeno nella miscela GN+OG è funzione del PCI OG, della densità OG, della portata GN e della densità GN.
- Potere Calorifico Offgas: la portata massima accettabile dal TG è fortemente dipendente dal PCI del OG. A parità di altre condizioni, e solo indicativamente, si può verificare la portata OG utilizzando la seguente tabella:

PCI [KJ/Kg]	Base Load freddo	Base Load caldo
60000	< 1,25 Kg/s	< 1,25 Kg/s
64000	< 1,25 Kg/s	< 1,0 Kg/s
65000	< 1,21 Kg/s	< 0,91 Kg/s
66000	< 1,12 Kg/s	< 0,85 Kg/s
73000	< 0,76 Kg/s	< 0,58 Kg/s

In ogni caso la portata Offgas è limitata a 1,25 Kg/s

Regolazione della temperatura corretta (TETC):

Nel funzionamento con OG il set point di temperatura corretta (TETC) è posto a 555 °C per la piena portata OG e 560°C per la portata ridotta, mentre nel funzionamento a GN è posto a 567 °C. Il set point di temperatura è inoltre corretto in funzione della portata OG e del PCI OG secondo la seguente tabella:

PCI OG [KJ/Kg]	PORTATA OG [Kg/s]	POSIZIONE IGV [%]	TETC [°C]
QUALSIASI	> 0,45	> 108	555
QUALSIASI	> 0,45	< 108	550
< 64000	< 0,45	> 108	555
< 64000	< 0,45	< 108	560
GN	0,0	> 108	567
GN	0,0	< 108	558

Dalla tabella risulta che in caso di bassa portata OG e basso PCI è possibile esercire il TG a base load freddo con lo stesso rendimento ottenibile nel funzionamento con solo GN.

Il guasto o lo spegnimento di un calorimetro, come anche la taratura, non provoca anomalie nel funzionamento. Il guasto o lo spegnimento di entrambi i calorimetri provoca il blocco OG. In caso di anomalia ricorrente di un calorimetro, per evitare che il valor medio venga perturbato ripetutamente, si

BRINDISI GRUPPO 3

consiglia di spegnere il calorimetro difettoso.

Regolatori di limitazione a DCS:

- regolatore di pressione: funzionamento identico per i due gruppi
- regolatore della percentuale di idrogeno: siccome la percentuale di idrogeno è controllata del regolatore TG il set point di questo regolatore è stato fissato al 14%, il regolatore quindi non dovrebbe mai intervenire perché la percentuale di idrogeno non dovrebbe superare il 14%. E' possibile un intervento saltuario di questo regolatore a causa di piccole differenze nel modo di calcolo della percentuale di H2 nel regolatore TG.

Disinserimento OG:

Disinserimento da operatore:

- a. Il TG deve essere a carico > 175 MW
- b. Dare il comando di DISINSERZIONE (selettore su pagina DCS SISTEMA OFF GAS)
- c. Verificare la chiusura graduale della valvola di regolazione fino alla posizione di minima apertura e quindi la chiusura della valvola di STOP OG. A questo punto il sistema OG è disinserito.
- d. La sequenza di shut down comanda il purging della linea OG compresa tra la regolante e la ESV. Verificare il corretto svolgimento di tale sequenza.

Disinserimento automatico:

E' previsto che il sistema OG si disinserisca automaticamente quando

- Il carico TG scende sotto i 150 MW, oppure
- La differenza di pressione tra OG e NG scende sotto i 3 bar, oppure
- Il compressore OG va in TRIP.

In questo caso eseguire le azioni ai punti b. c. e d.

Trip sistema OG:

Il sistema di protezione TG manda in blocco il sistema OG (chiusura immediata ESV OG) quando:

- La pressione OG (12MBP53CP901) è maggiore di 42 bar
- La pressione OG è minore di 28 bar
- La differenza di pressione tra OG e NG è minore di 2 bar
- Il PCI o la densità del OG escono fuori dai limiti massimi (44000 -73424 KJ/Kg, 0,2546-0,4032 Kg/Nmc)
- Entrambe le misure di dp relative alla misura di portata OG vanno in anomalia
- Entrambe le misure di dp relative alla misura di portata GN vanno in anomalia
- Il segnale di posizione della valvola di regolazione OG va in anomalia
- La differenza tra il SP di posizione della valvola di regolazione e la posizione della valvola stessa è > 8% per più di 200 millisecondi
- Viene comandato un Trip OG da DCS, TXP o push button
- Viene eseguito un distacco di carico TG

La TG in questo caso resta in funzionamento a solo NG eseguendo una load reduction di circa 25-30 MW (15 MW da controllore TG a cui va sommato il contributo dell'OG che viene istantaneamente a mancare).

   	CLIENTE EniPower S.p.A.	COMMESSA 801.051								
	LOCALITÀ Stabilimento di Brindisi	SPC. AT-E-110.001								
	PROGETTO/IMPIANTO Integrazione Istruttoria per il rilascio di AIA	Fg. 1 di 9	Rev. <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr> <td style="width: 20px; text-align: center;">0</td> <td style="width: 20px;"></td> <td style="width: 20px;"></td> <td style="width: 20px;"></td> <td style="width: 20px;"></td> </tr> </table>				0			
0										

***Istruttoria per il rilascio dell'AIA alla Società
EniPower S.p.A.***

Stabilimento di Brindisi

*Relazione alle integrazioni richieste dal Gruppo Istruttore
della Commissione AIA-IPPC nella riunione del 3 novembre
2010.*

0	Emissione	Petrolati	Petrolati	G. Rossi	Nov'2010
Rev.	Descrizione	Preparato	Control.	Approvato	Data

COMMESSA 801.051	
SPC. AT-E-110.001	
Fg 2 di 9	Rev.
	0

INDICE

1. PREMESSA.....	4
1.1. Scopo del documento.....	4
2. COMBUSTIBILE CENTRALE CTE3.....	5
2.1. Combustibile utilizzato.....	5
2.2. Consumo di combustibile.....	7
3. STUDIO AFFIDABILITÀ DELLA RETE ELETTRICA ED AZIONI INTRAPRESE.....	9

COMMESSA 801.051				
SPC. AT-E-110.001				
Fg 3 di 9	Rev.			
	0			

ALLEGATI

- Allegato 1 – Decreto MAP 2005
- Allegato 2 - Evidenze analitiche relative alla composizione del gas petrolchimico utilizzato nel triennio 2007 - -2009
- Allegato 3 - Istruzioni operative per controllo del valore massimo di idrogeno nella miscela di combustibile

0	1			

1. PREMESSA

1.1. Scopo del documento

Il presente documento viene redatto con lo scopo di fornire le precisazioni e le ulteriori informazioni richieste dal Gruppo Istruttore della Commissione AIA-IPPC nella riunione del 3 novembre 2010, nonché ad integrazione della relazione di sintesi presentata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in merito all'istruttoria convocata per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (lettera CIPPC-00-2010-0002029 del 13/10/2010).

In particolare si forniscono informazioni riguardo a:

- composizione del gas petrolchimico utilizzato nei Cicli Combinati CC2 e CC3 della Centrale CTE3.
- programma relativo alle opere per il miglioramento dell'affidabilità della rete elettrica.

COMMESSA 801.051				
SPC. AT-E-110.000				
Fg 5 di 9	Rev.			
	0	1		

2. COMBUSTIBILE CENTRALE CTE3

2.1. Combustibile utilizzato

La centrale CTE3 è composta da 3 cicli combinati (CC1, CC2, CC3) per una potenza di 1.170 MW, alimentati da una miscela di gas naturale e gas petrolchimico. L'utilizzo di quest'ultimo permette non solo il risparmio di gas naturale, ma favorisce anche una riduzione annua delle emissioni di CO₂ (circa 142.000 t/anno).

I gruppi CC2 e CC3 prevedono la possibilità di utilizzare come combustibile gas naturale in miscela con il gas petrolchimico, mentre per il ciclo CC1 si utilizza come materia prima il gas naturale.

<i>Gruppo</i>	<i>Combustibile</i>
CC1	Gas naturale
CC2, CC3	Miscela gas naturale e gas petrolchimico

Come indicato nel Decreto MAP del 2005, all'art.2 comma 1), "deve essere assicurato, in ciascun gruppo, l'utilizzo di una miscela di gas petrolchimico e gas metano, con contenuto di idrogeno non superiore al 15% con le specifiche riportate nella seguente tabella:"

caratteristiche del gas di raffineria

<i>composizione</i>		<i>normale</i>	<i>massima</i>
CO	% vol	0,5	1
H2	% vol	65,2	77,7
C1	% vol	33,5	18
C2	% vol	0,2	0,5
C3	% vol	0,1	0,5
C4	% vol	0,2	1
C5 e superiori	% vol	0,1	0,3
N2	% vol	0,2	1
PCI	kcal/Nmc	4.670	3.920
PM medio	kg/kmole	7,15	5,32

Il suddetto Decreto viene riportato in Allegato 1, mentre per verificare la rispondenza del combustibile utilizzato alle prescrizioni sopra riportate, in Allegato 2 sono riportate le evidenze analitiche del triennio 2007 – 2009 relative alla composizione del gas petrolchimico utilizzato.

Per garantire il rispetto del valore massimo di idrogeno nella miscela di combustibile è stato inoltre implementato un procedimento, riportato in Allegato 3; per non superare la soglia imposta dal MAP: il sistema di regolazione calcola la richiesta di portata del gas petrolchimico in modo da ottenere al max un valore del 14% di idrogeno.

I valori medi ottenuti dalle elaborazioni delle evidenze analitiche riportate in Allegato 2 sono riportati nella tabella seguente e confrontati con i valori normale e massimo della composizione da specifica. Come si può notare i valori medi sono prossimi ai valori della composizione normale.

caratteristiche del gas di raffineria

composizione		normale	massima
CO	% vol	0,5	1
H2	% vol	65,2	77,7
C1	% vol	33,5	18
C2	% vol	0,2	0,5
C3	% vol	0,1	0,5
C4	% vol	0,2	1
C5 e superiori	% vol	0,1	0,3
N2	% vol	0,2	1
PCI	kcal/Nmc	4670	3920
PM medio	kg/kmole	7,15	5,32

valori medi annuali

2007	2008	2009
0,2	0,2	0,2
64,2	53,0	54,0
35,5	46,7	44,5
0,1	0,2	0,1
0,002	-	0,0001
0,003	-	0,0001
-	-	-
-	-	-
4.708	5.393	5.215
7,07	8,67	8,31

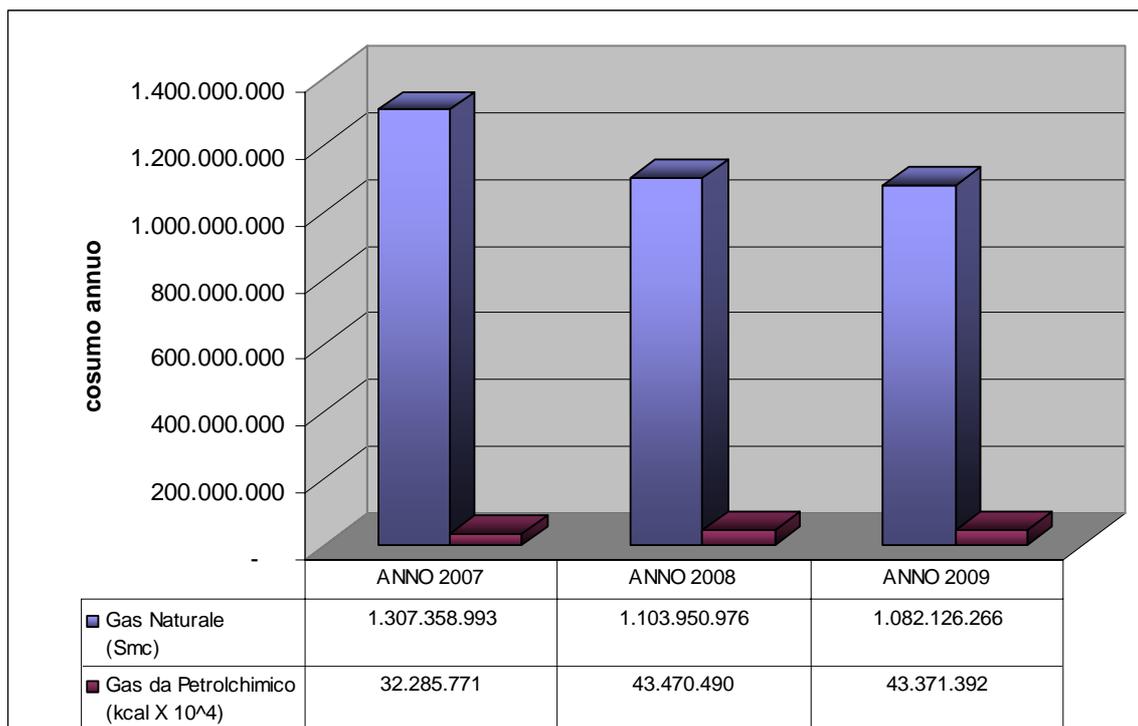
2.2. Consumo di combustibile

Di seguito si riepilogano i consumi dei combustibili utilizzati nell'ultimo triennio per l'impianto EniPower di Brindisi.

ANNO 2007	Gas Naturale (Smc)	Gas da Petrolchimico (kcal x 10 ⁴)
CC1	437.755.262	
CC2	474.840.609	19.373.832
CC3	394.763.122	12.911.939
Totale	1.307.358.993	32.285.771

ANNO 2008	Gas Naturale (Smc)	Gas da Petrolchimico (kcal x 10 ⁴)
CC1	352.797.951	
CC2	324.966.167	11.255.003
CC3	426.186.858	32.215.487
Totale	1.103.950.976	43.470.490

ANNO 2009	Gas Naturale (Smc)	Gas da Petrolchimico (kcal x 10 ⁴)
CC1	324.193.911	
CC2	417.102.840	22.139.953
CC3	340.829.515	21.231.439
Totale	1.082.126.266	43.371.392



I dati e la tabella sopra riportata vanno a correggere quanto riportato alla pag.19 della "Relazione sintetica dell'impianto oggetto di AIA - paragrafo 2.4.2. Consumo di combustibile" presentata al Ministero dell'Ambiente in data 03.11.10, in cui i quantitativi di gas da petrolchimico venivano sottostimati a causa della mancanza del coeff. 10^4 nell'unità di misura.

Confrontando le percentuali in volume dei gas componenti la miscela si ottiene:

CC1	U.M.	2007		2008		2009	
Gas Naturale	Smc X 1000	437.755,3	100,0%	352.798,0	100,0%	324.193,9	100,0%
Gas da Petrolchimico	kcal X 1000	0,0		0,0		0,0	
	Nmc X 1000	0,0		0,0		0,0	
	Smc X 1000	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
consumo annuo	Smc X 1000	437.755,3	100,0%	352.798,0	100,0%	324.193,9	100,0%

CC2	U.M.	2007		2008		2009	
Gas Naturale	Smc X 1000	474.840,6	91,6%	324.966,2	93,6%	417.102,8	90,3%
Gas da Petrolchimico	kcal X 1000	193.738.321,1		112.550.031,9		221.399.534,9	
	Nmc X 1000	41.150,9		20.869,7		42.454,4	
	Smc X 1000	43.455,3	8,4%	22.038,4	6,4%	44.831,8	9,7%
consumo annuo	Smc X 1000	518.295,9	100,0%	347.004,5	100,0%	461.934,7	100,0%

CC3	U.M.	2007		2008		2009	
Gas Naturale	Smc X 1000	394.763,1	93,2%	426.186,9	87,1%	340.829,5	88,8%
Gas da Petrolchimico	kcal X 1000	129.119.388,9		322.154.868,1		212.314.385,1	
	Nmc X 1000	27.425,5		59.735,7		40.712,3	
	Smc X 1000	28.961,4	6,8%	63.080,9	12,9%	42.992,1	11,2%
consumo annuo	Smc X 1000	423.724,5	100,0%	489.267,8	100,0%	383.821,7	100,0%

Dove:

- Smc o standard metro cubo è l'unità di misura impiegata per misurare la quantità di gas a condizioni standard di temperatura e pressione. Per definizione è la quantità di gas necessaria ad occupare un metro cubo di volume a 15 °C di temperatura e 1,013 bar assoluti di pressione (equivalente alla pressione atmosferica sul livello del mare).
- Nmc o normal metro cubo è un'unità di misura impiegata per misurare la quantità di gas e GPL a condizioni normali (c.n.). Per definizione è la quantità di gas necessaria ad occupare un metro cubo di volume a 0 °C di temperatura e 1,013 bar assoluti di pressione (equivalente alla pressione atmosferica sul livello del mare).
- I Nmc sono legati agli Smc dalla relazione: 1 Nmc = 1,056 Smc.

Le percentuali di gas da petrolchimico rispetto al totale del combustibile presentano valori medi annuali variabili dal 6 al 13% per i diversi cicli combinati.

Considerando che la percentuale di idrogeno media annuale nel gas da petrolchimico risulta variabile tra 53 e 64%, con picchi giornalieri rilevati nelle analisi pari al 73% in volume, quanto imposto dal Decreto MAP del 2005 (H2 max pari al 15% del volume della miscela di combustibile) risulta pertanto soddisfatto.

