



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT
PRODUZIONE CICLO COMBINATO E TURBOGAS -
UNITÀ DI BUSINESS TERMOELETTRICA LA CASELLA

29015 Castel San Giovanni (Pc), Via Argine Po 2
T +39 0523723811 - F +39 0523723848



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2010 - 0026180 del 29/10/2010

RACCOMANDATA AR

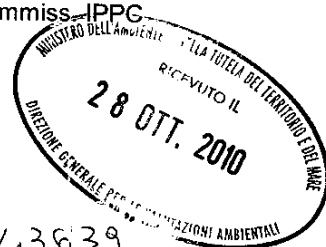
**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL
MARE**

Direzione Generale per la Salvaguardia
ambientale - Divisione VI-RIS
Via C. Colombo, 44
00147 ROMA
Alla c.a. dott. Giuseppe Lo Presti

**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL
MARE**

Commissione per l'IPPC c/o ISPRA
Via Curtatone, 3
00185 ROMA
Alla c.a. D. Ticali, Presidente Commiss-IPPC

ISPRA
via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
alla c.a. ing. Alfredo Pini



Enel-PRO-22/10/2010-0043639

Oggetto: Decreto DEC EX DSA-DEC -0001904 del 18/12/2009 di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale turbogas di Carpi (Mo). Piano di adeguamento.

Con riferimento a quanto disposto dall'art.1, comma 3 del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale in oggetto, si trasmette in allegato il Piano di adeguamento prescritto.

Come descritto nella relazione allegata, non si intravedono soluzioni atte a garantire il rispetto dei limiti previsti nella fase post adeguamento.

In considerazione del fatto che l'impianto di Carpi rientra tra quelli ritenuti "necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale", come indicato da Terna nella lettera prot n° TE/P20100005248 del 23 aprile 2010 (allegato A1 alla relazione di cui sopra), salvo diversa indicazione successiva di Terna, Enel propone di mantenere in servizio i due gruppi di produzione in assenza di adeguamento ai livelli emissivi Bref, mantenendo i limiti di concentrazione nelle emissioni ora previsti per la fase transitoria ma garantendo da subito e per tutto il periodo di vigenza dell'AIA l'ulteriore riduzione della capacità produttiva dell'impianto a 400 ore annue di funzionamento.





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Qualora nel periodo di vigenza dall'AIA venissero meno i requisiti di essenzialità dell'impianto attualmente indicati da Terna e non si individuassero possibilità di adeguamento alle Migliori Tecnologie Disponibili, l'impianto verrebbe messo fuori servizio.

Considerato che nel conteggio delle ore di funzionamento massime annue previste per i due turbogas vanno ricompresi anche i periodi necessari alla esecuzione delle prove per la verifica delle emissioni, imposte al punto 9.3.1 del Parere allegato alla vigente autorizzazione, si chiede la riduzione di frequenza delle suddette prove, eseguendole con cadenza semestrale anche in un'ottica di ulteriore riduzione delle emissioni totali annue dell'impianto.

Si chiede pertanto la modifica dell'autorizzazione in oggetto, in coerenza con le proposte sopra indicate.

Trasmettiamo il bollettino di c.c.p. attestante il versamento della tariffa istruttoria, di cui all'allegato III del decreto interministeriale 24 aprile 2008, così come indicato dall'art. 1, comma 4 del soprarichiamato decreto AIA.

Rimangono disponibili per eventuali chiarimenti ed integrazioni.

Distinti saluti

Salvatore Casula
Responsabile

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Casula", written over the printed name and title.

All: c.s.

ID 6297440



DIVISIONE G.E.M

**UNITA' DI PRODUZIONE CICLI COMBINATI
SUPPORTO TECNICO**

CENTRALE TERMoeLETTRICA DI CARPI

**PIANO DEGLI ADEGUAMENTI AI SENSI DELL'ART. 1 C.
3 DEC EX DSA-DEC -0001904 DEL 18/12/2009**

14 settembre 2010

Divisione GEM
UDP CC
Supporto Tecnico

PIANO DI ADEGUAMENTO

Pag. 2 di 21

TITOLO: **PIANO DI ADEGUAMENTO AI SENSI DELL'ART. 1 C. 3 DEC EX DSA-DEC -0001904
DEL 18/12/2009**

Rev.	DESCRIZIONE DELLE REVISIONI			
0	14-09-2010	UdP CC - ST		UdP CC
REV.	DATA	UNITA' EMITTENTE	COLLABORAZIONI	APPROVAZIONE



Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI		
		Pag. 3	di 21

INDICE

1. FINALITA' DEL DOCUMENTO	4
2. STATO ATTUALE DELLE MACCHINE	4
3. STATO TECNOLOGICO ATTUALE	4
4. IPOTESI DI INTERVENTO VAGLIATE	12
5. CONCLUSIONE	18
6. PROPOSTE OPERATIVE	18
ALLEGATI	21

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI	Pag. 4 di 21
---	-------------------------	--------------

1. FINALITA' DEL DOCUMENTO

Lo scopo della presente relazione tecnica è di ottemperare alla prescrizione di cui all'art. 1 comma 3 del decreto exDSA-DEC-0001904 del 18/12/2009, al punto 9.3.1 comma 1 del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) ad esso allegato, indicando le azioni che Enel intende intraprendere per rispettare le limitazioni previste a partire dalla fine del secondo anno dall'entrata in vigore dell'AIA. Nelle more resteranno in vigore i limiti attuali.

2. STATO ATTUALE DELLE MACCHINE

Le due Turbine a gas installate nella centrale turbogas Enel di Carpi sono di costruzione FIAT Avio (modello TG 50C) e risalgono agli anni '80. Hanno una potenza netta di targa di 88 MW ciascuna e funzionano esclusivamente a gas naturale ed in ciclo semplice.

Le macchine attualmente sono gestite nel rispetto dei seguenti limiti:

- NOx (come NO₂) 400 mg/Nm³
- CO 30 mg/Nm³

I limiti sono riferiti a fumi anidri e con il 15% di O₂.

Le emissioni attuali al massimo carico disponibile si attestano attorno a valori superiori a 300 mg/Nm³ per quanto riguarda i NOx (con punte prossime al limite, in talune condizioni) mentre per il CO tende a valori molto bassi (circa 3 mg/Nm³). Tali dati variano significativamente con le diverse condizioni ambientali, la composizione gas naturale e a seconda della macchina.

Come prescritto al punto 9.3.1 del PIC, i due turbogas nella fase di pre-adequamento (due anni dal rilascio dell'AIA) non possono funzionare per più di 500 ore complessive.

Le macchine sono state prodotte su licenza dalla FIAT Avio, su progetto originale di Westinghouse, che successivamente ha abbandonato tale settore industriale. Le attività della FIAT Avio sono state rilevate da Turbocare che ha concentrato il suo core

<p>Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico</p>	<p>PIANO DEGLI ADEGUAMENTI</p>	<p>Pag. 5 di 21</p>
---	--------------------------------	---------------------

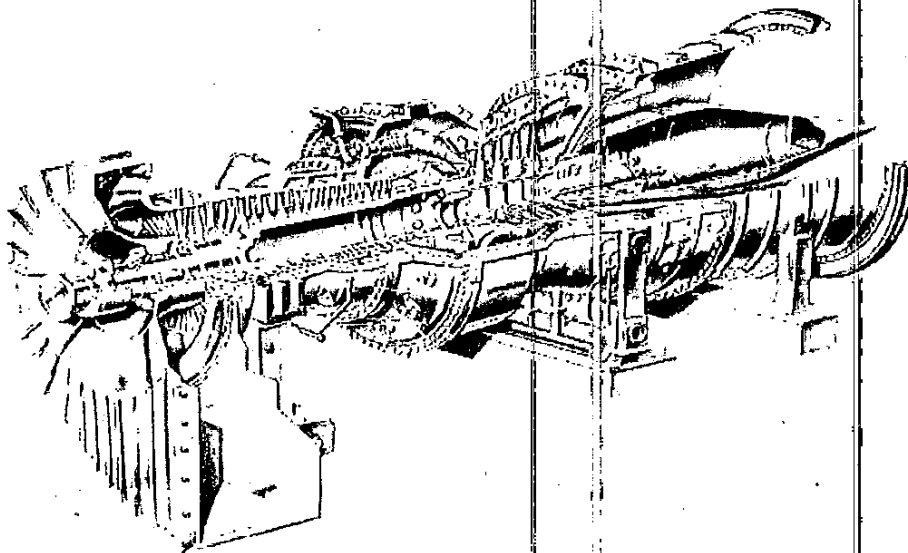
business sulla parte di assistenza, senza dare quindi seguito ad ulteriori miglioramenti impiantistici sulla tipologia delle macchine di questo modello.

La macchina ha un compressore a 20 stadi mentre la turbina è a 4 stadi.

Il sistema di combustione adottato prevede camere di combustione di tipo anulare. I combustori sono di tipo Dry e su ogni TG sono installati 18 combustori.

La temperatura di ingresso turbina (ISO) è di 1.064 °C.

La figura sottostante mostra uno spaccato della macchina.



Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI	Pag. 6 di 21
---	-------------------------	--------------

3. STATO TECNOLOGICO ATTUALE

Lo sviluppo delle macchine

Le turbine a gas negli ultimi 20 anni hanno beneficiato di notevoli sviluppi tecnologici, principalmente legati allo sviluppo di nuovi materiali che consentono di raggiungere temperature altissime in camera di combustione. Ciò ha permesso di raggiungere considerevoli prestazioni in termini di potenza: i TG della classe "F" sono macchine in grado di generare potenze prossime ai 300 MW ed esistono già impianti che impiegano macchine della serie "H", raffreddati a vapore, che hanno già superato tale soglia (convenzionalmente le differenti generazioni di macchine vengono indicate con le lettere dell'alfabeto – a lettera più avanzata corrispondono macchine più moderne).

Il raggiungimento di alte temperature nella camera di combustione determina temperature fumi allo scarico molto alte (580-590 °C) e quindi tale tecnologia si sposa perfettamente con le realizzazioni in ciclo combinato o comunque di cogenerazione, processi nei quali è previsto il recupero dell'energia contenuta nei fumi di scarico.

Gli impianti a ciclo semplice, come quello di Carpi, non rivestono più interesse progettuale stante i rendimenti troppo bassi. Comunque ciò non toglie che tali impianti continuino a rivestire per i Gestori della Rete valenza strategica in quanto, stante i loro brevissimi tempi di avviamento e raggiungimento della potenza massima erogabile, unitamente alla possibilità di gestione in automatico, con avviamento in telecontrollo remoto, consentono di coprire eventuali richieste straordinarie in rete nelle punte, sopperire ad eventuali criticità di rete locali, riavviare la rete in caso di black-out.

Il contenimento delle emissioni in atmosfera

Da un punto di vista del contenimento delle emissioni in atmosfera, con riferimento alle tecnologie di controllo delle emissioni di NOx da turbine alimentate a gas naturale, nel Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006) si indica l'iniezione di acqua o vapore (premiscelati al combustibile o direttamente in camera di combustione) come opzione tecnologica più facilmente applicabile agli impianti esistenti, in combinazione o meno con altre misure di abbattimento (**paragrafo 7.1.7.3.1 Water or steam injection**).

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI	Pag. 7 di 21
---	-------------------------	--------------

Le emissioni di ossidi di azoto possono, sempre secondo quanto riportato nel BREF, essere ridotte approssimativamente a valori compresi tra 80 e 120 mg/Nm³ (al 15 % O₂) in funzione del rapporto acqua - vapore / combustibile; i livelli emissivi misurati sono comunque altamente variabili con il carico.

Riguardo l'iniezione di acqua o vapore, nel BREF è specificato anche che:

- su macchine esistenti, tale soluzione richiede modifiche del design del sistema di combustione e del layout della turbina non sempre applicabili
- può ridurre la vita residua del turbogas
- ha influenza sui parametri di funzionamento della turbina, problemi di stabilità di fiamma, aumento del flusso di massa dei gas esausti, peggioramento dell'efficienza energetica
- l'abbattimento delle emissioni degli NO_x con questo sistema comporta un peggioramento della combustione ed un aumento del CO; qualora ci siano limiti anche per esso e si debba esasperare la quantità di acqua da iniettare per ottenere l'abbattimento degli NO_x entro i limiti richiesti, si potrebbe avere di contro il superamento dei limiti di CO.
- l'alto grado di purezza del vapore o dell'acqua da iniettare ad alta pressione in turbina richiede l'uso di impianti di trattamento e demineralizzazione, con produzione di rifiuti e reflui da trattare (e notevole aumento dei costi operativi nei siti dove non è già attivo un sistema di produzione acqua demi per altri scopi).

[Nota: riportiamo nel seguito il testo originale estratto dal documento Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP - July 2006). "The amount of steam (or water) can also be responsible for trouble in the combustion chamber (burners, flow sleeves, liners, transition pieces) with particular effect on lifetime and risks of failure with damages to the downstream turbine section.

In addition, the increase of water concentration in the exhaust flow from the combustion chamber to the turbine section has an impact on the integrity of blades

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI	Pag. 8 di 21
---	-------------------------	--------------

and nozzles. In fact, the heat exchange coefficient from the exhaust flow to the surface of the nozzles or blades is proportional to the water concentration.

So if the gas turbine runs with a large amount of steam or water in order to control the NOx, mechanical damage and a efficiency reduction may occur, increasing the maintenance costs and the risk of failure.”]

Il costo di investimento per introdurre la tecnologia di iniezione di acqua o vapore in TG non predisposti è altamente variabile, in relazione ai sistemi di iniezione praticabili e alla disponibilità di acqua demi nel sito. I costi operativi addizionali sono dovuti all'aumento di consumo del combustibile, oltre alla necessità di produzione di acqua demineralizzata.

Relativamente all'altra soluzione teoricamente applicabile, Dry low NOx (DLN), sempre il BREF, al paragrafo 7.1.7.3.2 “**Dry low NOx (DLN) technologies**”, indica come tale tecnologia sia specifica per tipologia di macchina, ovvero sviluppata da ciascun produttore per singoli modelli laddove la domanda di mercato ne abbia giustificato la ricerca per lo sviluppo industriale. Pertanto non è possibile una sua applicazione indiscriminata, senza tener conto dei modelli di macchina interessati dalla modifica.

Per macchine più vecchie o a bassa produzione tale tecnologia non è disponibile o non installabile a costi ragionevoli, sicché i livelli emissivi attesi per le turbine a gas di vecchia realizzazione sono più elevati di quelli dei modelli di produzione recente.

La presentazione sintetica delle opzioni commercialmente disponibili da considerare per la determinazione della migliore tecnologia applicabili per riduzione delle emissioni (*7.4 Techniques to consider in the determination of BAT for the combustion of gaseous fuels*) è riportata nella tabella che segue.



Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DEGLI ADEGUAMENTI	Pag. 9 di 21
---	-------------------------	--------------

Technique	Environmental benefit	Applicability		Operational experience	Cross-media effects	Economics	Remarks
		New plants	Retrofittable				
Gas turbines							
Direct steam injection	Reduction of NO _x	-	Possible	High			Today, almost all industrial new uses of gas turbines are equipped with dry low NO _x (DLN) systems. In cases where the conversion of old GTs is possible, costs can be very high, up to 50 % of the costs of a new turbine
Direct water injection	Reduction of NO _x	-	Possible	High		Table 7.2	
Dry low NO _x combustion chamber	Reduction of NO _x	Standard	Depending on the specific gas turbine	High		Table 7.2	
Selective catalytic reduction (SCR)	Reduction of NO _x	Possible	Possible	High	Ammonia slip	Table 7.2	Depending on specific situation
CO oxidation catalyst	Reduction (conversion) of CO into CO ₂	Possible	Possible	High			Depending on specific situation
Catalytic combustion	Reduction of NO _x	Possible	-	No	No ammonia slip	Table 7.2	Catalytic combustor technology which is a very promising technology is just entering commercial service in the US. Information provided by the manufacturers are not generally based on 'demonstrated in practice' installations. Very low NO _x emission down to about 5 - 6 mg/Nm ³ are estimated

Table 7.30: Techniques for the prevention and control of NO_x and CO emissions

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 10 di 21

Sulla base delle valutazioni teoriche e di singole esperienze, nel BREF sono rappresentati (7.5 Best available techniques for the combustion of gaseous fuels - 7.5.4 NOx and CO emissions from gas-fired combustion plants) i livelli emissivi ritenuti genericamente appropriati per le turbine alimentate a gas naturale dotate delle tecniche di riduzione degli NOx prima descritte.

Le stesse "migliori tecniche disponibili", a cui nel BREF LCP sono correlate tali prestazioni emissive, sono quelle ritenute "accessibili a condizioni ragionevoli in considerazione di costi e vantaggi conseguibili" con riferimento alla generalità del settore industriale; pertanto per il caso di turbogas esistenti, non già dotati di tali tecnologie, si deve considerare sempre come queste possano rappresentare opzioni tecnicamente impossibili e/o costi di investimento e di esercizio economicamente non sostenibili, in relazione all'età e al regime di funzionamento dell'impianto in esame.

I livelli emissivi indicati sono poi da intendersi come risultato conseguibile, mediamente in condizioni di funzionamento ottimale e di carico medio, non come valori limite prescrittivi.

[Nota: riportiamo nel seguito il testo originale estratto dal documento Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP - July 2006). "Where emission or consumption levels 'associated with best available techniques' are presented, this is to be understood as meaning that those levels represent the environmental performance that could be anticipated as a result of the application, in this sector, of the techniques described, bearing in mind the balance of costs and advantages inherent within the definition of BAT.

However, they are neither emission nor consumption limit values and should not be understood as such. (...)

"The BAT associated emission levels are based on a daily average, standard conditions and represents a typical load situation. For peak load, start up and shut down periods as well as for operational problems of the flue-gas cleaning systems, short-term peak values, which could be higher have to be regarded.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO			
			Pag.	11 di 21

(...) Where a level is described as 'achievable' using a particular technique or combination of techniques, this should be understood to mean that the level may be expected to be achieved over a substantial period of time in a well maintained and operated installation or process using those techniques.(...)

It is also considered that existing installations could move towards the general BAT levels or do better, subject to the technical and economic applicability of the techniques in each case.”]

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm ³)		O ₂ level (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO _x	CO			
Gas turbines					
New gas turbines	20 - 50	5 - 100	15	Dry low-NO _x premix burners (standard equipment for new gas turbines) or SCR	Continuous
DLN for existing gas turbines	20 - 75	5 - 100	15	Dry low-NO _x premix burners as retrofitting packages if available	Continuous
Existing gas turbines	50 - 90 ⁽¹⁾	30 - 100	15	Water and steam injection or SCR	Continuous

(1) Industry and one Member State claimed that the amount of water or steam that can be injected in an existing gas turbine is limited. Injection high amounts of water or steam may lead to damage of gas turbine components. Therefore, they claimed that the range needs to be substituted by 80 - 120 mg/Nm³.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 12 di 21

4. IPOTESI DI INTERVENTO CONSIDERATE

I limiti imposti dal decreto AIA nella fase post-adequamento sono i seguenti:

- NOx (come NO₂) 90 mg/Nm³
- CO 30 mg/Nm³
- SO₂ 10 mg/Nm³
- Polveri 5 mg/Nm³

riferiti a fumi anidri e con il 15% di O₂.

Per conseguire il rispetto di tali valori, Enel ha esplorato varie strade.

Per quanto riguarda la SO₂ e le polveri, i limiti imposti sono al momento già rispettati, in quanto le unità funzionano a gas naturale, mentre il limite sugli NOx è molto difficilmente rispettabile, in considerazione anche del mancato sviluppo tecnico di questi TG negli anni.

Come già detto nella parte introduttiva, la FIAT Avio ha abbandonato il settore industriale delle turbine a gas, rinunciando ad ogni possibile sviluppo futuro. Turbocare, società che ha rilevato le attività di FIAT Avio è concentrata in particolare sulla attività di assistenza e manutenzione.

Per valutare quindi le possibili implementazioni del sistema di combustione, al fine della riduzione delle emissioni di NOx, si sono contattati due fornitori di primaria importanza che potessero fornire elevata affidabilità e soprattutto avessero le necessaria competenze ingegneristiche su queste macchine. Le uniche due ditte che rispondessero questi requisiti sono la Turbocare e la Mitsubishi HI, nel seguito indicata con MHI. La Turbocare (che è stata acquisita recentemente dalla Siemens) ha infatti rilevato le attività della FIAT Avio, pur mantenendo una sua struttura ingegneristica, e si è però concentrata in particolare sul Service, mentre MHI produce attualmente su licenza Westhouse (il progetto originale FIAT ha infatti tale origine) turbine di taglia

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO		
		Pag.	13 di 21

superiore ma assimilabili come caratteristiche a quelle dei TG 50C. Inoltre MHI esegue anch'essa il service per le macchine di questa tipologia.

A tali società è stato quindi chiesto di esprimersi in merito a possibili interventi da attuare per il rispetto delle prescrizioni.

INTERVENTI SUL SISTEMA DI COMBUSTIONE:

I combustori attualmente installati non sono stati ulteriormente sviluppati dal costruttore originario. Entrambi i fornitori hanno confermato che non sono in grado di fornire combustori di tipo Dry Low NOx (DNL) per queste macchine, in quanto da loro mai sviluppati.

Uno, infatti, non ha mai prodotto questa taglia di macchine mentre l'altro ha confermato che il sistema DLN è stato sviluppato esclusivamente per la turbina a gas TG50D5 (120 MW mentre le macchine installate in questo impianto sono del tipo TG50C da 88 MW).

Ipotizzando comunque di voler percorrere questa strada, si dovrebbe progettare e sviluppare completamente una nuova sezione di combustione, specifica per i TG 50C, con tempi non certi e risorse non compatibili con l'utilizzo di queste macchine, considerato che si tratta in ogni caso di macchine superate dal punto di vista dello sviluppo tecnologico.

Come noto, dal punto di vista termodinamico e cinetico, la produzione di ossidi di azoto è direttamente proporzionale alla temperatura di combustione. Sviluppare nuovi combustori (i Dry Low NOx), che a parità di temperatura di fiamma consentano significative riduzioni delle emissioni, significa ricorrere a tecniche di combustione particolarmente complesse, caratterizzate da aerodinamiche sofisticate e staging del combustibile. La conseguenza principale di questo approccio è la possibile instabilità della combustione, instabilità che può creare danni ai combustori ed alle macchine e che in alcuni casi può portare alla distruzione della macchina. Nelle figure successive, ad esempio, sono mostrati i danneggiamenti di alcuni combustori determinati proprio da questi fenomeni.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 14 di 21



Tale problematica è estremamente critica poiché la combustione è generalmente un compromesso tra prestazioni, emissioni e stabilità.

A tal proposito è di fondamentale importanza ricordare che il sistema di comando e controllo del TG 50 C consente minimi margini di regolazione e che il numero di parametri su cui si può effettuare un tuning sono ridotti.

A ciò si aggiunga che, a differenza dei tg più recenti, i Fiat 50C non dispongono di alcun sistema di monitoraggio della stabilità della combustione, pertanto le stesse macchine sono notevolmente più esposte ai suddetti rischi di danneggiamento. Ciò condizionerebbe e renderebbe molto pericolosa ogni possibile azione di ottimizzazione del tuning sulla macchina nell'ipotesi di adozione di eventuali nuovi combustori del tipo DLN, molto più spinti dal punto di vista fluidodinamico e quindi più instabili con ridotti margini di sicurezza a disposizione. La messa a punto, pertanto, potrebbe risultare molto complicata e non dare i risultati sperati.

INIEZIONE D'ACQUA:

Entrambi i fornitori non hanno mai sviluppato tali sistemi per questa macchina.

Un fornitore ha realizzato qualche applicazione su macchine di taglia superiore (95 MW). Per le macchine di taglia ancora superiore, da 120 - 270 MW, ha puntato direttamente su bruciatori di tipo Dry LOW NOx, ritenendo poco conveniente l'utilizzo dell'iniezione d'acqua.

Lo stesso fornitore non conosce la TG 50C, quindi le indicazioni fornite per l'applicazione di un eventuale sistema di iniezione d'acqua sono a livello teorico e mutuata da macchine di taglia superiore. Tale ipotesi di intervento, che non garantirebbe peraltro alcun risultato non essendo mai stato applicato per queste

macchine a livello industriale, presenta inoltre alcune criticità a livello tecnico difficili da superare: il fornitore sostiene che, già con rapporti di massa acqua/combustibile $W/F=1$, si verificano instabilità di combustione notevoli (pulsazioni) e sensibile crescita dei valori di CO. Nel caso dei TG 50C tale rapporto verrebbe spinto a 1,3, con ulteriore aggravio delle instabilità e aumento ulteriore del CO. Preoccupano le instabilità di combustione prospettate, in particolare le pulsazioni che, se non riportate a livelli tollerabili, danneggerebbero, nel volgere di poco tempo, quanto meno i tubi fiamma o i tronchetti d'unione e che a lungo andare potrebbero creare problemi ancora più rilevanti a tutte le parti calde. Tali eventi possono evolversi in maniera incontrollabile e determinare gravissime avarie della macchina.

Si ricorda, a tal proposito, che il sistema di regolazione del TG 50C non dispone di sensori di instabilità di combustione e che pertanto tali eventi devono essere categoricamente evitati. Le implicazioni anche sul piano della sicurezza ci portano quindi ad escludere tale possibilità di sviluppo.

Circa i livelli di CO, i valori attesi potrebbero essere molto prossimi a quelli del nuovo limite, se non superiori. Se quindi oggi tale parametro non costituisce un reale problema, l'introduzione della iniezione d'acqua potrebbe comportare questa nuova criticità.

Va inoltre considerato che al massimo carico, con un rapporto acqua/combustibile pari ad 1,3 il consumo d'acqua diventa ingente (circa $32 \text{ m}^3/\text{ora}$ per ogni macchina).

Anche l'altro fornitore ritiene ipotizzabile il ricorso all'iniezione d'acqua sui TG50C. Anche per questa Ditta l'esperienza è mutuata da macchine di taglia superiore (120 MW). Il consumo d'acqua teorico ipotizzato è leggermente inferiore, ci si attesterebbe in questo caso sui $20-25 \text{ m}^3/\text{ora}$, anche se si tratta di valori puramente teorici e non è escluso che i dati reali siano paragonabili a quelli dichiarati dall'altro costruttore. Al momento, inoltre, considerate le problematiche predette, non sono state fornite adeguate e sufficienti garanzie circa la reale praticabilità dell'ipotesi di intervento proposta.

Si ritiene opportuno, comunque, rilevare che i valori di NOx teorici expected sono dell'ordine di $80-120 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ con il 15% O_2 , e quindi non sufficienti al rispetto dei

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 16 di 21

limiti imposti, ed inoltre si tratta di valori "attesi" e al momento non "garantiti" in tutte le condizioni possibili di funzionamento. Inoltre per entrambe le soluzioni prospettate dai Fornitori, l'adozione dell'iniezione d'acqua comporterebbe ingenti attività di sperimentazione e pesanti modifiche all'impianto attuale, senza comunque avere alcuna certezza circa il rispetto dei livelli di emissione prescritti.

Si deve considerare che l'impianto di Carpi non è dotato di sistema di produzione dell'acqua demineralizzata necessaria al funzionamento del sistema di iniezione. L'impianto infatti è a "ciclo semplice" e non è prevista alcuna parte a vapore, come nei cicli combinati. Per macchine di questa taglia si ipotizza ottimisticamente un consumo di 20-25 m³ di acqua demineralizzata per ogni ora di funzionamento per singolo TG (quindi nel caso di funzionamento contemporaneo delle due macchine si potrebbe arrivare ad un massimo di 50 m³/h complessivi). Considerando un funzionamento di sole 16 ore giornaliere (le macchine svolgono prevalentemente servizio di punta) si arriverebbe ad un consumo giornaliero di circa 400 m³/giorno per ogni macchina.

Ciò vuol dire che è necessario prevedere 2 serbatoi di stoccaggio di almeno 500 m³ cadauno, per soddisfare le esigenze delle 2 macchine installate. A questo devono aggiungersi le linee di produzione di acqua demi. Tali linee dovrebbero essere dimensionate in modo da consentire la produzione dell'acqua necessaria, la rigenerazione delle linee nelle ore di fermo ed assicurare una certa ridondanza per impedire il fuori servizio della centrale in caso di avaria sul sistema. Ne risulterebbe quindi un impianto di demineralizzazione di taglia decisamente consistente. Ipotizzando un confronto con i consumi d'acqua potabile della popolazione, posto un consumo medio pro capite al giorno di 200 l, si evince che il fabbisogno dell'impianto sarebbe pari al consumo giornaliero di circa 4.000 persone.

Per il corretto funzionamento dell'impianto di produzione di acqua, poiché la centrale non dispone di un sistema di produzione acqua demineralizzata e non è previsto attualmente alcun consumo di acqua per il funzionamento di tale impianto (sono presenti serbatoi di stoccaggio ma limitatamente ai sistemi antincendio), risulta necessario un nuovo collegamento all'acquedotto, che assicuri almeno una portata di 50 m³/h, oltre a serbatoi di stoccaggio per i reagenti necessari al funzionamento dell'impianto. Generalmente, negli impianti termoelettrici, a seconda della tipologia di

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	Pag.	17	di	21

acqua disponibile, viene utilizzato un processo analogo a quello di seguito descritto, tipico per le acque dolci.

Preliminarmente l'acqua viene pre-trattata filtrandola, eliminando le particelle colloidali facendole flocculare o coagulare con appositi reagenti, per esempio con un trattamento con calcio idrato Ca(OH)_2 per abbatterne la durezza, Cloruro Ferrico $\text{FeCl}_3 \cdot 6(\text{H}_2\text{O})$ (coagulante) e ipoclorito di Sodio Na_2SO_3 . Dopo averla fatta decantare, l'acqua viene successivamente stoccata e può essere demineralizzata tramite apposite resine cationiche ed anioniche ed un eventuale letto misto finale.

In alternativa al sistema locale di produzione si potrebbe ipotizzare di approvvigionare l'acqua demi dalla centrale di ENEL La Casella, Piacenza e di portarla a Carpi, distante circa 140 km, con autobotti.

Considerando però che la capacità di ogni autobotte è di circa 30 m^3 , si dovrebbe rifornire l'impianto con 2 autobotti per ogni ora di funzionamento della centrale; per le 16 ore di funzionamento sopra ipotizzato, occorrerebbero circa 32 autobotti per un solo giorno di funzionamento dell'impianto.

Questo presupporrebbe un significativo aumento del traffico, con un impatto importante sulle emissioni dovuto ad un aumento di NO_x , CO ed anche SO_2 e polveri, queste ultime ora trascurabili col il funzionamento dei TG a gas naturale.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 18 di 21

5. CONCLUSIONI

I bruciatori attualmente installati, sono gli ultimi sviluppati dal costruttore originario. Essi rappresentano lo stato dell'arte per questi TG, non avendo FIAT Avio sviluppato ulteriormente il prodotto.

Westinghouse è stata acquisita da Siemens sul finire degli anni '90 ed ha abbandonato completamente questo modello di turbina.

I fornitori da noi interpellati non hanno sviluppato alcun combustore Dry Low NOx per questa macchina e non esiste quindi ad oggi nessuna loro applicazione commerciale. La progettazione e lo sviluppo di bruciatori "ad hoc" di questa tipologia su queste macchine presenta costi e tempi non sostenibili, e comunque non garantisce riduzioni significative dei livelli di emissione ai valori richiesti mantenendo un adeguato livello di sicurezza del funzionamento della macchina.

L'adozione di un sistema di iniezione d'acqua non ha avuto ad oggi alcuno sviluppo per i TG 50C. Questa soluzione implicherebbe però consumi d'acqua considerevoli (circa 50 m³ per ogni ora di funzionamento dei 2 TG) da prelevare dall'acquedotto, la necessità di realizzare serbatoi di stoccaggio di capacità considerevole (con alterazione dei volumi e dell'impatto visivo dell'impianto) nonché la realizzazione di impianti per la produzione dell'acqua demineralizzata.

Con tale ipotesi, a fronte di un miglioramento delle prestazioni emissive dell'impianto, che si ricordi funziona per periodi temporali limitati, si produrrebbe un maggiore impatto visivo permanente, il consumo di una risorsa preziosa qual è l'acqua e l'introduzione nel processo di nuove sostanze (reagenti) necessari al funzionamento delle linee di produzione dell'acqua.

In alternativa si potrebbe ipotizzare di rifornire l'impianto con autobotti dall'impianto di La Casella distante circa 140 Km; questo presupporrebbe, fermo restando la necessità di realizzare i serbatoi di stoccaggio con il conseguente impatto visivo, un significativo aumento del traffico (servirebbero 2 autobotti per ora di funzionamento dei due TG) con un incremento significativo delle emissioni (oltre a NOx e CO si avrebbero così

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO		
		Pag.	19 di 21

una emissione significativa di SO₂ e polveri, ora trascurabili col il funzionamento dei TG a gas naturale).

In relazione alla connotazione tecnologica (impianto turbogas in ciclo semplice di vecchia generazione), l'impianto di Carpi non trova spazio per la vendita sul mercato dell'energia, ma risulta saltuariamente utile per prestazioni di servizi alla rete elettrica, con impieghi peraltro assai limitati, come evidenziato dai dati di funzionamento dal 2005 ad oggi.

Anche da un punto di vista economico non risulta certamente ipotizzabile la sostenibilità di investimenti, anche di notevole entità, per la realizzazione di modifiche non industrialmente testate, da sottoporre a prove sperimentali e quindi dal rapporto costi benefici attualmente incerto.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	
		Pag. 20 di 21

6. PROPOSTE OPERATIVE

Per quanto esposto nei paragrafi precedenti, non si intravedono soluzioni al momento certe atte a garantire il rispetto dei limiti previsti a partire dalla fine del secondo anno dall'entrata in vigore dell'AIA.

In considerazione del fatto che l'impianto di Carpi rientra tra quelli ritenuti "*necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale*", come indicato da Terna nella lettera prot n° TE/P20100005248 del 23 aprile 2010 (allegato A1), salvo diversa indicazione successiva di Terna, Enel propone di mantenere in servizio i due gruppi di produzione in assenza di adeguamento ai livelli emissivi Bref, mantenendo i limiti di concentrazione nelle emissioni previsti per i primi due anni ma garantendo da subito e per tutto il periodo di vigenza dell'AIA l'ulteriore riduzione della capacità produttiva dell'impianto a 400 ore annue di funzionamento.

Qualora nel periodo di vigenza dall'AIA venissero meno i requisiti di essenzialità dell'impianto attualmente indicati da Terna e non si individuassero possibilità di adeguamento alle Migliori Tecnologie Disponibili, l'impianto verrebbe messo fuori servizio.

Considerato che nel conteggio delle ore di funzionamento massime annue previste per i due turbogas vanno ricompresi anche i periodi necessari alla esecuzione delle prove per la verifica delle emissioni, imposte al punto 9.3 della vigente autorizzazione, si chiede la riduzione di frequenza delle suddette prove, da eseguirsi con cadenza semestrale, anche in un'ottica di ulteriore riduzione delle emissioni totali annue dell'impianto.

Si chiede pertanto la modifica dell'autorizzazione in oggetto, in coerenza con le proposte sopra indicate.

Divisione GEM UDP CC Supporto Tecnico	PIANO DI ADEGUAMENTO	Pag. 21 di 21
---	----------------------	---------------

ALLEGATI

- A1 - Lettera Terna prot n° TE/P20100005248 del 23/04/2010



Direzione
Dispacciamento
e Conduzione

Sede legale Terna SpA - Viale Egitto Galbani, 70 - 00156 Roma - Italia
Tel. +39 0610100111 - www.terna.it
Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05779661007 R.E.A. 022416
Cap. Soc. 140.129.938 Euro (el. 30 aprile 2009) i.v.

Roma, 23 aprile 2010
prot. n. TE/P20100005248

Ministero dello Sviluppo Economico
Dipartimento per l'Energia
Struttura: DIP-EN
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0005507 - 27/04/2010 - INGRESSO

Spettabile

Ministero dello Sviluppo Economico
Dipartimento per l'Energia
Direzione Generale per l'Energia Nucleare,
le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica
Divisione II - Produzione elettrica
Via Molise, 2
00187 Roma
Fax 06 4788 7783

Oggetto: **Procedimenti per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli impianti per la produzione di energia elettrica - Impianti turbogas di punta presenti in Italia.**

Facciamo seguito alla vostra di pari oggetto del 17/3/2010 (vs prot. n. 0002131) in merito alle possibili ripercussioni sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale derivante dai procedimenti per il rilascio delle A.I.A. relative agli impianti di tipo turbogas di punta per fornire le informazioni necessarie per far fronte alle richieste della Commissione IPPC su tali impianti di cui alla lettera del Ministero dell'Ambiente del 15/03/2010 (prot. 0007274).

Come già rappresentato nella nostra del 17/12/2009 (ns. prot. TE/P20090016907) si conferma l'importanza degli impianti di tipo turbogas ai fini della sicurezza e dell'adeguatezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) e segnatamente ai fini:

- della funzione di *black start up* per riaccendere la rete dopo *black out* ai sensi del cap 10 del codice di rete;
- dell'impiego rapido in casi d'inattese situazioni di deficit di potenza;
- della compensazione della potenza reattiva;
- della copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva.

Relativamente alle richieste della commissione IPPC riportiamo quanto segue:

1. l'elenco di tutti gli impianti di punta presenti in Italia ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema (allegato A).
 2. Il dettaglio delle ore di funzionamento per ogni gruppo presente in impianto (allegato B).
- Per quanto riguarda le aspettative per il funzionamento di tali impianti nei prossimi anni si fa presente che:





Direzione
 Disaccoppiamento
 e Coordinamento

- gli impianti di tipo turbogas, essendo impianti di punta ovvero caratterizzati da costi di esercizio maggiori rispetto alle altre unità termoelettriche, sono offerti sui mercati dell'energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a prezzi più alti rispetto alle altre unità di produzione ed hanno di conseguenza un utilizzo molto limitato (nel continente sempre inferiore alle 500 ore/anno). Tale utilizzo è tuttavia fondamentale per coprire il sistema dagli eventi con bassa probabilità di accadimento ed alta criticità potenziale.
 - nelle isole maggiori, vista la particolare ristrettezza dei margini di riserva tali impianti contribuiscono alla copertura delle punte di fabbisogno con un utilizzo superiore alle 500 ore/anno (tale situazione persisterà almeno fino al completamento dei previsti rispettivi interventi di sviluppo della rete).
3. I possibili effetti sul SEN collegati all'assenza di questi impianti possono essere:
- maggiore esposizione del sistema elettrico nazionale a far fronte a sbilanci tra produzione e carico, con maggiore ricorso ai carichi interrompibili, potenziali disalimentazioni controllate, e aumento della probabilità di distacco del carico diffuso;
 - per quanto attiene alle isole maggiori, possibile mancata copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva con potenziale necessità di applicazione del PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico);
 - criticità nella riaccensione del sistema o di porzione di esso a seguito di ipotetico black-out.
4. Le necessità di tali impianti nelle attuali condizioni del sistema elettrico (Allegati C1 e C2) sono di seguito riepilogate:
- **Riserva terziaria.** Ai fini della disponibilità della riserva terziaria sono necessari impianti turbogas per una capacità efficiente di almeno 1.000 MW sul continente che considerato il tasso di indisponibilità di tali gruppi dell'ordine del 30% si traduce in una capacità installata disponibile dall'ordine del 1500 MW, 300/350 MW in Sicilia e 150/200MW in Sardegna. Dai dati di esercizio si riscontra, infatti, che nel continente negli ultimi due anni è stato necessario utilizzare simultaneamente impianti turbogas per una potenza pari a 1.014 MW (10/06/2008) nel 2008 e 784 MW (21/12/2009) nel 2009.
 - **Copertura del fabbisogno delle isole:** gli impianti di tipo turbogas, considerati i margini di adeguatezza attesi in Sicilia, almeno fino all'ingresso in esercizio del collegamento Sorgente-Rizziconi, e in Sardegna, almeno fino all'ingresso del secondo polo del collegamento in cavo Sapei, risultano indispensabili alla copertura del fabbisogno con i necessari margini di riserva in diversi periodi dell'anno.
 - **Riaccensione del sistema elettrico:** alcuni degli impianti di tipo turbogas, prestano un servizio sostanziale per la sicurezza del sistema elettrico in quanto fanno parte del piano di riaccensione della rete elettrica nazionale secondo quanto riportato nell'allegato C1.
 - **Funzionamento da compensatore sincrono:** tali impianti possono essere chiamati in esercizio in caso di necessità del servizio di compensatore sincrono, fondamentale per garantire la stabilità delle tensioni.
 - **Vincoli a rete non integra:** in caso di lavori di manutenzione delle linee elettriche di alcune porzioni di rete, al fine di garantire le condizioni di sicurezza del sistema elettrico, si rende



Direzione
Dispacciamento
e Conduzione

necessaria la presenza in servizio di alcuni di tali impianti. In Sicilia, in particolare, possono risultare essenziali ai fini del rispetto delle condizioni di sicurezza N-1 relativamente all'area occidentale in caso di indisponibilità di significativi elementi di rete.

In previsione dell'evoluzione del sistema elettrico nel breve e medio periodo si aggiungono le seguenti considerazioni:

- Riserva terziaria: la necessità di bilanciamento rapido potrebbe aumentare con l'incremento della produzione da fonte rinnovabile non programmabile;
 - Copertura del fabbisogno nelle isole: in Sicilia la criticità nella mancata copertura del fabbisogno permane fino alla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi (anno 2013), mentre quella legata all'alimentazione della Sicilia occidentale fino alla realizzazione delle linee 380 kV Sorgente-Ciminna-Partanna e 220kV Partinico-Fulgatore;
 - In Sardegna, come già riportato sopra, la criticità nella mancata copertura del fabbisogno sarà presente almeno fino all'ingresso del secondo polo del Sapei previsto per fine 2010.
 - Riaccensione del sistema elettrico: non sono al momento ipotizzabili soluzioni differenti e/o sostitutive delle direttrici di riaccensione garantite dai gruppi TG in oggetto;
 - Funzionamento da compensatore sincrono: fino al momento in cui non vi saranno altri impianti di fornire lo stesso servizio o soluzioni tecniche alternative, in condizioni particolari del sistema elettrico (es. periodi di basso carico) si prevede come necessario il contributo degli impianti turbogas;
 - Vincoli a rete non integra: la necessità potrebbe limitarsi solo ad alcune porzioni di rete locali, soprattutto ai livelli di tensione inferiori ai 380kV e 220kV;
5. I tempi entro cui si ritiene che gli impianti non conformi possano essere esclusi dalla rete nazionale sono strettamente legati alle considerazioni del punto precedente.
6. Le condizioni di criticità per le quali tali impianti devono essere chiamati in esercizio sono sostanzialmente quelle riportate al punto 4.

Nel restare a disposizione per qualsiasi chiarimento in merito si inviano cordiali saluti.

IL DIRETTORE

Francesco Del Pizzo



Allegati: cs
copia a: AI, AR, DOI, SA.



Direzione
Distribuzione ed
Gestione

Allegato A - Elenco impianti di punta

Tabella A.1

Continente	Campomarino 1	SUD	Molise	87,4
	Carpi 1	NORD	Emilia Romagna	87,3
	Carpi 2	NORD	Emilia Romagna	87,3
	Camerata Picena 1	CNOR	Marche	25,5
	Camerata Picena 2	CNOR	Marche	51
	Giuliano 1	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 2	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 3	CSUD	Campania	87,3
	Giuliano 4	CSUD	Campania	87,3
	Alessandria 1	NORD	Piemonte	87,3
	Alessandria 2	NORD	Piemonte	88,3
	Montemartini 1	CSUD	Lazio	79,8
	Portoferrato	CNOR	Toscana	16
	Tor di Valle 2	CSUD	Lazio	22,6
	Pietrafitta 3	CNOR	Umbria	87,4
	Pietrafitta 4	CNOR	Umbria	87,4
	Larino 1	SUD	Molise	124
	Larino 2	SUD	Molise	124
	Maddaloni 1	CSUD	Campania	87,5
	Maddaloni 2	CSUD	Campania	87,5
Maddaloni 3	CSUD	Campania	87,5	
Maddaloni 4	CSUD	Campania	87,5	
Sicilia	Trapani 1	SICI	Sicilia	85
	Trapani 2	SICI	Sicilia	85
	Termini 42	SICI	Sicilia	110
	Termini 5	SICI	Sicilia	118
Sardegna	Assemini 1	SARD	Sardegna	88
	Assemini 2	SARD	Sardegna	88
	Fiumesanto 5	SARD	Sardegna	39,7
	Fiumesanto 6	SARD	Sardegna	38,2



Direzione
 Dispatching
 e Controllo

Allegato B - dettaglio delle ore di funzionamento

UNITA	2005	2006	2007	2008	2009
UP ASSEMANI 2	503	805	547	1.270	1.575
UP CARPI TUR 1	637	480	519	859	36
UP CNR PICENA 5	142	257	155	148	56
UP FIUMESANTO 5	36	330	159	111	77
UP GIUGLIANO 1	142	221	201	154	53
UP GIUGLIANO 3	138	242	128	47	
UP LARINO TG 1	212	195	117	157	85
UP LESSANDRIA 1	233	196	67	47	42
UP MADDALONI 1	264		12		
UP MADDALONI 3	292	461	150	353	300
UP MONTEMARE 1	248	551	594	256	138
UP PIETRAFIT 4	85	156	73	85	38
UP TERMINI I 22				889	1.196
UP TOR DI VA 2	2.644	2.295	2.308	1.967	1.498
UP TRAPANI C 2	889	2.276	1.869	842	1.565
TOTALE	10.550	13.371	12.170	13.388	11.503

NOTA: il numero di ore di funzionamento riportato per ogni anno è calcolato come il numero di ore in cui l'immissione di ciascuna unità è risultata superiore ad 1MW.

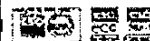


Direzione
 Disaccoppiamento
 e Caricamento

Allegato C.1

Gruppo	Servizio	Riserva terziaria	Problema margine isole per copertura labbisogno	Funzione black start up	Compensazione potenza reattiva	Vincoli a rete non intagra
Campomarino 1		✓				
Carpi 1		✓				
Carpi 2		✓				
Camerata Picena 5		✓			✓	✓
Camerata Picena 6		✓			✓	✓
Giugliano 1		✓			✓	✓
Giugliano 2		✓			✓	✓
Giugliano 3		✓			✓	✓
Giugliano 4		✓			✓	✓
Larino 1		✓		✓	✓	✓
Larino 2		✓		✓	✓	✓
Alessandria 1		✓				✓
Alessandria 2		✓				✓
Maddaloni 1 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 2 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 3 (*)		✓		✓	✓	✓
Maddaloni 4 (*)		✓		✓	✓	✓
Montemartini		✓		✓		
Pietrafitta 3		✓		✓	✓	✓
Pietrafitta 4		✓		✓	✓	✓
Portoferralo		✓				✓
Tor di Valle 2		✓				✓
Assemini 1		✓	✓	✓	✓	✓
Assemini 2		✓	✓	✓	✓	✓
Fiumesanto 5		✓	✓	✓		
Fiumesanto 6		✓	✓	✓		
Termini Imerese 42		✓	✓	✓		✓
Termini Imerese 5		✓	✓	✓		✓
Trapani 1		✓	✓	✓		✓
Trapani 2		✓	✓	✓		✓

(*)Nota: a volte necessari anche a rete integra in particolare in condizioni di alto carico per garantire le condizioni di sicurezza N-1

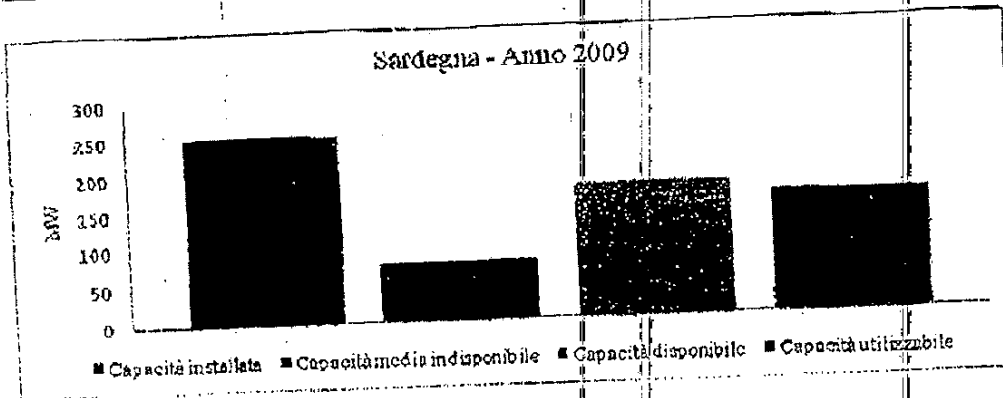
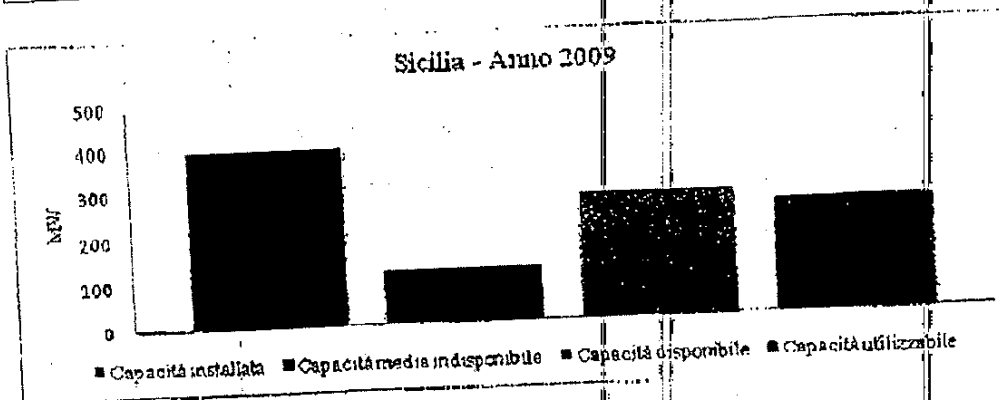
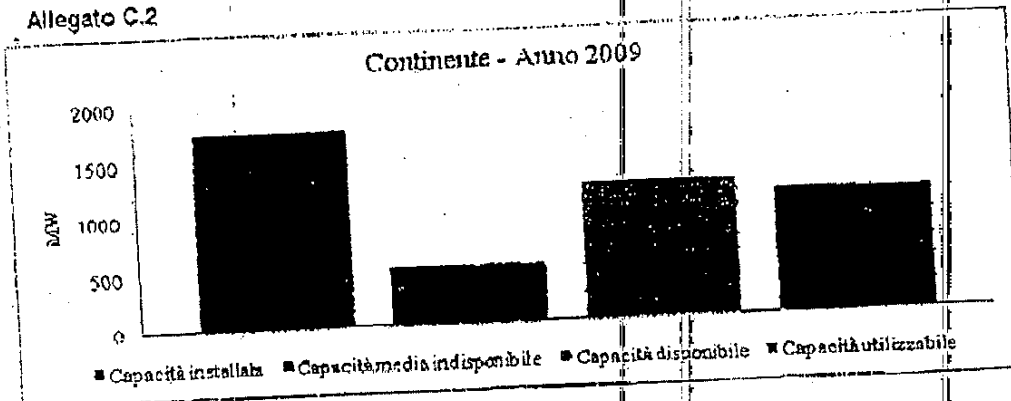


TERNA SPA



Direzione
Classificazione
& Certificazione

Allegato C.2



Nota: la capacità utilizzabile è pari alla capacità disponibile ridotta per effetto della probabilità di mancato avviamento



Direzione
 Deregolamentazione
 e Confindustria

Allegato D
Tabella riepilogativa delle motivazioni tecniche per la necessità degli impianti turbogas nelle attuali condizioni del sistema

Area	Località	Localizzazione	Motivazioni tecniche	Distribuzione di mercato	Mezzo
Campanino	UP_CAMPOMARO_1	Continente	1. Riserva terziaria		
	UP_CARPI_TUR_1	Continente	1. Riserva terziaria		
	UP_CARPI_TUR_2	Continente	1. Riserva terziaria		
Camerata Picena	UP_CMRPICENA_5	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
	UP_CMRPICENA_6	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Giugliano	UP_GIUGLIANO_1	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
	UP_GIUGLIANO_2	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
	UP_GIUGLIANO_3	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
	UP_GIUGLIANO_4	Continente	1. Riserva terziaria 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		



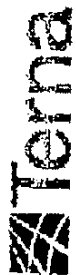
Direzione
 Di Coordinamento
 di Catanzaro

Conte	Prodotto	Chia	Localizzazione	Motivazioni tecniche	Dirigenti di riferimento	Note
Larino	UP_LARINO_TG_1	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra 3. Riserva terziaria	ROS dalla C.le a 150 kV di Larino alla C.P. a 150 kV di Carrubbo	
Larino	UP_LARINO_TG_2	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Alessandria	UP_LESSANDRIA_1	Continente		1. Riserva terziaria 5. Vincolo a rete non integra		
Alessandria	UP_LESSANDRIA_2	Continente		3. Riserva terziaria 5. Vincolo a rete non integra		
Maddaloni	UP_MADDALONI_1	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Maddaloni	UP_MADDALONI_2	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		Il gruppo della centrale di Maddaloni in alcune condizioni particolare del sistema elettrico di alto carico possono essere richiesti in servizio anche a rete integra, ovvero in assenza di manutenzioni di elementi di rete.
Maddaloni	UP_MADDALONI_3	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	N44 dalla C.le Capriati e/o Maddaloni Turbogas alla C.le T. di Napoli Levante	
Maddaloni	UP_MADDALONI_4	Continente		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		
Montemartini	UP_MONTEMARTI_1	Continente		1. Riserva terziaria		Essenziale per il piano di emergenza della città di S. Maria come risulta anche da nostra comunicazione del 2 ottobre 2007 (prot. TE/PI007011774)



Direzione
 Dipartimento
 Condizione

Sede		Distriche di Riaccensione		Pole	
Località	Unità	Caratterizzazione Motivazioni e Note	Caratterizzazione Motivazioni e Note	Località	Unità
Pietrafitta	UP_PIETRAFITTA_3	Continente	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	RO2 dalla C/le turbogas a 132 KV di Pietrafitta alla C/le 132 KV di Bastardo	
Pietrafitta	UP_PIETRAFITTA_4	Continente	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra		In assenza del collegamento in cavo a 132KV tra l'isola D'Elba e Piombino è necessaria la presenza in servizio dell'impianto per garantire l'alimentazione dell'isola.
Portoferraio	UP_PORTOFERRAIO_1	Isola d'Elba	1. Riserva terziaria 5. Vincoli a rete non integra		
Tor di Valle	UP_TOR DI VALLE_2	Continente	1. Riserva terziaria 5. Vincoli a rete non integra		
Assemini	UP_ASSEMINI_1	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	CAB dal Nucleo di Ripartenza della Centrale Salsus alla Centrale Salsus e alla Centrale di Assemini;	Necessari considerati i margini di adeguatezza a test in Sardegna almeno fino all'ingresso del secondo polo del collegamento Salsus.
Assemini	UP_ASSEMINI_2	Sardegna	1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 4. Compensatore sincrono 5. Vincoli a rete non integra	CAB dalla Centrale di Assemini alla Centrale Salsus;	



1. Carico
 2. Spaccamento
 3. Conduzione

Centrale di produzione		Codice Unita/GS		Localizzazione		Motivazioni tecniche		Note	
Fiumesanto	UP_FIUMESANTO_5	Sardegna		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area				CA1 Dalla Centrale di Fiumesanto 7G alle Centrali di Fiumesanto Carbone e Fiumesanto Olio;	
Fiumesanto	UP_FIUMESANTO_6	Sardegna		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area					
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_42	Sicilia		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra					
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_5	Sicilia		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra					
Trapani	UP_TRAPANI_C_1	Sicilia		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra				PA2 dalla Centrale turbogas di Trapani alla Centrale termoelettrica di Termini Imerese	
Trapani	UP_TRAPANI_C_2	Sicilia		1. Riserva terziaria 2. Direttrice di Riaccensione 3. Copertura del fabbisogno di area 5. Vincoli a rete non integra					

€ sul C/C n. 0000000871012

di Euro 2000,00

IMPORTO IN LETTERE DUBBILA/00

INTESTATO A TESORERIA PROV. STATO ROMA

CAUSALE
VERSAMENTO SU CAPO 20 CAP. ENTRATA
M. 2595 - TARIFFA ISTRUTTORIA EX ART 10
DUO 54/65 A.I.A. DSA - DEC. 2009/000/1904
DEL 18.12.2009

PAGATO
SAI-TO

63/001 18 08-10-10 F1
0165 €*2.000,00*
VCY 0260 €*1,10*
C/C 000000871012 P 0073

BOLLO DELL'UFFICIO POSTALE

ESEGUITO DA ENEL PRODUZIONI SAI - UBLA
CASELLA - III P CARPI MODENA
VIA - PIAZZA VIA ARGENTEA PO
CAP. 39015 LOCALITÀ CASSEL S. GIOVANNI (PC)