



s.e.f.



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

E.prot DVA-2011-0031917 del 21/12/2011

Spett.

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Direzione Generale per la Valutazione Ambientale - Divisione VI - AIA

Via C. Colombo, 44
00147 Roma
Fax. 06-57223040

Prot. 173
Ferrara, 16/12/2011



Oggetto: Istanza di modifica di prescrizione ai sensi dell'art. 29-nonies, comma 1 DLgs 152/2006 e s.m.i

Riferimento: Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000658 del 4 ottobre 2010 pubblicato su G.U. n°243 del 16 ottobre 2010.

La scrivente s.e.f. S.r.l. con sede legale in San Donato Milanese, Piazza Vanoni 1, codice fiscale 13212410156, in persona del gestore Responsabile di Stabilimento, Ing. Domenico Galante, di seguito s.e.f.

Premesso che:

a) con Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000658 del 4 ottobre 2010 pubblicato su G.U. n°243 del 16 ottobre 2010, il MATT ha emesso l'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dello stabilimento s.e.f. di Ferrara.



s.e.f.

b) L'allegato Parere Istruttorio Conclusivo prescrive al paragrafo 8.1.1 "Emissioni in atmosfera", "ulteriori prescrizioni" lettera b) pag.42: "CTE2. La centrale dovrà essere dotata di contatore sigillato a disposizione degli organi di controllo. Essa deve essere mantenuta in riserva fredda e sarà attivata per non più di 52 ore/anno, solo se non saranno disponibili i Cicli Combinati."

c) La prescrizione n°4 del DEC/VIA/7581 del 3/09/2002 "Decreto di pronuncia di compatibilità ambientale concernente il progetto relativo alla realizzazione di un impianto di cogenerazione a ciclo combinato da ubicare all'interno del polo petrolchimico in Comune di Ferrara, presentata dalla Società s.e.f. S.r.l. prevede che "la CTE2, di tipo tradizionale, sia considerata, come proposto da s.e.f. S.r.l. nelle integrazioni presentate, come riserva "fredda" per un limite di 52 ore/anno e venga alimentata, di norma, a gas metano e solo in casi di emergenza ad olio combustibile; eventuali deroghe a tale limite orario dovranno essere preventivamente autorizzate dall'autorità competente".

Considerato inoltre che:

- 1) Gli impianti del petrolchimico di Ferrara sono continuamente alimentati dal vapore tecnologico prodotto dalla nuova centrale a ciclo combinato di s.e.f. e necessitano di adeguata affidabilità della fornitura correlata alla tipologia di processi produttivi a ciclo continuo ivi utilizzati .
- 2) All'atto del rilascio dei Decreti di cui in premessa, in caso di indisponibilità delle due unità di produzione s.e.f. disponeva di un contratto di fornitura di vapore tecnologico con la Società Centro Energia Ferrara S.p.A (CEF) sita all'interno del petrolchimico di Ferrara. CEF, per mezzo della propria centrale termoelettrica in esercizio continuo sino al 31/12/2010 a fronte di una convenzione CIP6, ha costituito l' unità di riserva per gli impianti utilizzatori di vapore tecnologico .
- 3) In data 5 novembre 2010, CEF ha comunicato a s.e.f. formale recesso da tale contratto di fornitura vapore, con decorrenza 5 novembre 2011 a seguito della decisione della stessa di avvalersi della facoltà di rescissione anticipata al 31/12/2010, ex DM 2 Agosto 2010, della convenzione CIP6.
- 4) La rescissione del contratto di fornitura vapore da parte di CEF ha modificato sostanzialmente la situazione in cui s.e.f. accettò la sopracitata prescrizione VIA facendone venir meno il presupposto principale costituito dalla disponibilità di una fornitura anche di riserva.



s.e.f.

Tutto ciò premesso e considerato, s.e.f. S.r.l.

CHIEDE

che venga riesaminata la prescrizione di cui al paragrafo 8.1.1 "Emissioni in atmosfera", "ulteriori prescrizioni" lettera b) pag.42 del Parere Istruttoria Conclusivo del Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000658 del 4 ottobre 2010 .

In particolare chiede la sostituzione del limite orario per l'esercizio della CTE2 attualmente fissato in 52 ore/anno con la previsione che il numero di ore medie annuali di marcia nell'arco della validità dell'autorizzazione AIA, non superi il valore di 500 ore/anno affinché l'unità sia ritenuta "di riserva" ferme restando tutte le altre prescrizioni del Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000658.

Le motivazioni della richiesta, le valutazioni quantitative sull'utilizzo atteso di CTE2 come unità di riserva e sul conseguente impatto ambientale sono più dettagliatamente descritte nell'allegata nota tecnica "Richiesta di modifica della prescrizione di cui al par. 8.1.1 pt.b del decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010 - Utilizzo come riserva fredda dell'unità CTE2 "

Distinti saluti.

s.e.f. srl
Stabilimento di Ferrara
Il Responsabile
Ing. Domenico Galante



NOTA TECNICA ESPLICATIVA

**Richiesta di modifica della prescrizione di cui al par. 8.1.1 pt.b del decreto
DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010 - Utilizzo come riserva fredda
dell'unità CTE2**

1 – Testo, origine e motivazioni della prescrizione

Con il decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010 (G.U. n°243 del 16 Ottobre 2010) MATTM ha rilasciato l'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dello stabilimento SEF di Ferrara. CTE2 è autorizzata solo con gas naturale ed in riserva fredda. Il testo della prescrizione in oggetto recita :

“ CTE2: La centrale dovrà esser dotata di contaore sigillato a disposizione degli organi di controllo. Essa deve esser mantenuta in riserva fredda e sarà attivata per non più di 52 ore /anno solo se non saranno disponibili i Cicli Combinati ”

I limiti emissivi prescritti per CTE2 (NOx 300 mg/Nmc; CO 200 mg/Nmc , fumi secchi, 3% O₂ vol.) sono conformi al DLgs152/06 e s.m.i . Non è richiesto l'allineamento alle MTD (vds P.I.C. pagg. 34-35) in quanto il beneficio ambientale sarebbe assai limitato a fronte di costi non giustificabili, trattandosi di unità di riserva.

La prescrizione trae origine da quanto riportato nel decreto DEC/VIA/7581 del 03/09/2002 che prevede :

“La centrale CTE2 , di tipo tradizionale funzioni come proposto da SEF srl nelle integrazioni presentate, come riserva “fredda” per un limite di 52 ore/anno e venga alimentata di norma a gas metano e solo in casi di emergenza ad olio combustibile. Eventuali deroghe a tale limite orario dovranno essere preventivamente autorizzate dall'autorità competente”

La prescrizione è presente nel parere favorevole condizionato reso dal Comune di Ferrara, Provincia di Ferrara e Regione Emilia Romagna come riportato al pt.4 pag. 15 del DEC/VIA/7581

Il decreto MAP n° 015/2002 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio della centrale ricomprende (Art.2 pt.13) tutte le prescrizioni del decreto DEC/VIA/7581 .

La prescrizione ebbe origine dalla volontà degli enti locali di migliorare la qualità dell'aria prevedendo la fermata delle due unità convenzionali esistenti CTE1 e CTE2 ubicate nel sito petrolchimico, come la nuova centrale CCGT, a ridosso della città di Ferrara .



In risposta alla richiesta di integrazioni della Commissione VIA (Nota prot. 8717/VIA/A.O.13.B del 3 Agosto 2001- Estratto in All. A), con riferimento alla possibilità di dismettere definitivamente le esistenti unità CTE1 e CTE2, il Proponente comunicava che "non risulta percorribile l'ipotesi di chiudere la centrale CTE2" supportando questa affermazione con un'analisi quantitativa dei fabbisogni di vapore del sito e delle ore attese di indisponibilità dei cicli combinati nonché con l'affidabilità e disponibilità della fornitura di vapore tecnologico richieste dal sito petrolchimico .

Il Proponente stimava che mediamente, su base statistica, CTE2 dovesse esser utilizzata come riserva per 380 h/a ma che "potrebbe esser chiamata ad operare anche per periodi sensibilmente più lunghi di quelli indicati, di fatto legati alla gravità dell'inconveniente che ha determinato il fuori servizio".

Successivamente il Proponente fu in condizioni di accettare la prescrizione con limitazione a 52 ore/anno (associata alla previsione di possibili deroghe di durata) in quanto nel sito petrolchimico di Ferrara era in servizio la centrale cogenerativa a ciclo combinato in regime CIP6 attualmente di Centro Energia Ferrara (CEF) S.p.A, con cui era stato stipulato un contratto di fornitura di vapore tecnologico e che era tecnicamente adeguata a fornire tutto il fabbisogno del sito petrolchimico anche in casi di emergenza .

2 – Situazione attuale

La configurazione impiantistica e gli assetti produttivi di SEF sono immutati rispetto a quanto descritto e valutato nel decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010 e relativo Parere Istruttorio Conclusivo.

Tuttavia in data 5 novembre 2010, Centro Energia Ferrara S.p.A ha comunicato a SEF formale recesso dal contratto fornitura vapore (con effetto al termine dei successivi 12 mesi) in quanto la società ha deciso di avvalersi della facoltà di rescissione anticipata al 31/12/2010 , ex DM 2 Agosto 2010, della convenzione CIP6.

Sulla base di questo contratto CEF forniva vapore tecnologico a SEF per gli impianti del sito petrolchimico in condizioni normali di esercizio e, poiché normalmente in marcia a fronte del contratto CIP6 e tecnicamente adeguata, interveniva nelle situazioni di emergenza (blocco delle unità produttive SEF) assicurando continuità alla fornitura.

Dopo la rescissione della convenzione CIP6 ,la marcia della centrale CEF è determinata solo dalle condizioni del mercato elettrico e per questo il suo esercizio è ora fortemente discontinuo e non può assicurare continuità alla fornitura di vapore tecnologico .

La rescissione del contratto di fornitura vapore da parte CEF ha modificato sostanzialmente la situazione in cui il Proponente accettò la prescrizione facendone venir meno il presupposto principale.

3 – Valutazione quantitativa dell'utilizzo atteso di CTE2

E' possibile valutare quantitativamente su base statistica sia la frequenza attesa di accensione della CT2 (n°/anno) sia la durata di utilizzo (ore/anno) con l'avvertenza, già sottolineata a suo tempo dal Proponente nelle integrazioni alla VIA (vds. All.A), che si tratta di valori medi statistici ovvero rappresentativi della situazione nel lungo periodo.

E' possibile infatti che un evento avverso su un componente critico di un ciclo combinato ne provochi l'indisponibilità anche per alcune migliaia di ore; se ciò avvenisse in concomitanza con la manutenzione generale dell' altro ciclo combinato la fornitura di vapore tecnologico al sito petrolchimico sarebbe conseguentemente compromessa per lungo tempo.

E' anche opportuno riprendere la valutazione fatta a suo tempo (2001) dal Proponente in quanto nel frattempo si sono resi disponibili dati statistici aggiornati relativi all'affidabilità e disponibilità dei cicli combinati .

In particolare i dati del periodo 2006-2010 contengono le informazioni relative alla moltitudine di cicli combinati di classe tecnologica F (come quelli di SEF) entrati in servizio dell'ultimo decennio in Europa e nel Nord America; tali dati non potevano ovviamente esser disponibili al momento della prima valutazione che è stata fatta sulla base di valori attesi forniti dai costruttori.

Per l'aggiornamento della valutazione sono stati rielaborati dati derivanti da :

- database Generating Availability Data System - Generating Availability Report (GADS-GAR) aggiornamento Luglio 2011, gestito da NERC (North American Electric Reliability Corporation) . Si tratta del principale data base affidabilistico mondiale per unità termoelettriche e nucleari, di tutte le tecnologie. I dati utilizzati provengono da segmento "Combined cycle- All MW sizes" 2006-2010

Dall'analisi dei dati GADS-GAR del quinquennio 2006-2010 si evince che :

- il numero medio annuo dei fuori servizio accidentali risulta essere 7,17
- l'indisponibilità accidentale è ≈ 225 ore/anno;
- la somma dell'indisponibilità accidentale e di manutenzione a breve non programmata è ≈ 370 ore/anno ;
- l' indisponibilità media per manutenzione programmata è di ≈ 517 ore/anno;
- l'indisponibilità totale, comprensiva dei prolungamenti delle manutenzioni programmate, è di ≈ 910 ore/anno corrispondente a $\approx 10,4\%$ del "Period hours" (8760 h/a)



NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION													
GENERATING AVAILABILITY DATA SYSTEM													
COMBINED CYCLE All MW Sizes 2006-2010 Data													
2006-2010													
ANNUAL UNIT PERFORMANCE STATISTICS													
AGE	NCF	SF	NOF	AF	EAF	FOR	EFOR	EFORd	SOF	FOF	SR	ART	
2006	11.24	30.81	39.14	70.36	80.03	87.16	8.47	11.18	7.22	6.36	3.62	98.51	41.48
2007	11.62	35.34	43.61	72.43	91.29	88.50	4.96	6.89	4.42	6.43	2.28	98.04	40.36
2008	12.06	34.16	38.86	73.26	89.85	87.63	5.44	7.07	4.45	7.91	2.24	98.73	37.57
2009	12.22	38.56	44.49	74.84	89.15	87.17	5.03	6.21	4.31	8.50	2.36	98.63	53.63
2010	12.91	46.08	48.48	76.76	87.67	85.77	5.04	6.52	4.75	9.76	2.57	98.86	66.15
2006-10	37.35	43.11	73.91	89.55	87.22	5.67	7.40	4.96	7.86	2.59	98.74	46.95	-
		2006	2007	2008	2009	2010	2006-10						
Unit-Years	:	139.08	148.42	148.33	169.50	163.58	768.92						
Maximum Capacity (MW)													
GROSS:		275	288	296	296	290	289						
NET:		267	280	288	288	283	282						
Dependable Capacity (MW)													
GROSS:		271	284	291	293	288	286						
NET:		264	275	284	286	281	278						
Actual Generation (MWh)													
GROSS:		743,360	893,598	892,751	1,031,251	1,139,958	949,015						
NET:		718,019	863,325	863,632	999,039	1,107,577	918,981						
Attempted Unit Starts	:	82.48	95.35	92.03	73.68	63.88	80.91						
Actual Unit Starts	:	81.25	94.34	90.86	72.07	63.15	78.88						
Service Hours	:	3,370.60	3,807.79	3,413.18	3,897.34	4,177.60	3,750.98						
Reserve Shutdown Hours		4,382.06	4,158.80	4,479.32	3,912.24	3,377.00	4,040.34						
Number of Occurrences	:	71.76	69.75	66.41	72.44	62.81	76.30						
Pumping Hours	:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Synchronous Condensing Hours	:	0.00	4.53	0.00	0.00	0.00	0.87						
TOTAL AVAILABLE HOURS	:	7,752.56	7,971.12	7,892.50	7,809.58	7,554.59	7,792.20						
Forced Outage Hours	:	311.88	199.17	196.37	206.40	221.61	225.39						
Number of Occurrences	:	10.55	6.08	6.65	6.20	6.76	7.17						
Planned Outages:													
Planned Outage Hours	:	306.77	437.52	585.04	544.75	621.42	517.51						
Number of Occurrences	:	1.74	1.95	1.83	2.01	2.16	1.95						
Planned Outage Ext. Hours	:	32.00	9.94	16.54	18.98	27.72	20.79						
Number of Occurrences	:	0.40	0.05	0.09	0.10	0.15	0.15						
Maintenance Outages:													
Maintenance Outage Hours	:	117.20	113.59	113.89	180.36	190.58	145.40						
Number of Occurrences	:	2.42	2.03	2.12	3.37	2.76	2.57						
Maintenance Outage Ext. Hours	:	0.47	0.00	0.33	0.15	1.16	0.43						
Number of Occurrences	:	0.04	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01						
TOTAL UNAVAILABLE HOURS		858.31	760.61	891.16	950.63	1,062.51	909.58						
TOTAL PERIOD HOURS	:	8,610.87	8,731.73	8,783.66	8,760.21	8,617.11	8,701.78						
Equiv. Forced Hours	:	103.44	79.70	80.16	50.09	66.62	70.91						
Equiv. Scheduled Hours	:	30.98	37.21	25.66	36.19	31.94	32.95						
Equiv. Forced Hours During RS	:	31.68	35.66	19.76	24.30	24.76	27.63						
Equiv. Seasonal Derated Hours	:	112.77	126.93	109.70	85.36	64.88	98.68						
TOTAL EQUIVALENT DERATED HOURS		134.42	116.90	85.44	88.28	98.76	103.91						

Fig. 1 – GADS-GAR Annual unit performance statistics CCGT 2006 + 2010

- report CESI A6004753 che riporta la distribuzione di durata degli eventi di fuori servizio accidentale di cicli combinati ottenuta sulla base di 86310 eventi nell'arco degli ultimi 20 anni, presenti nella sezione non pubblica del data base GADS .

Intervallo di durata delle indisponibilità accidentali (h)	P	P (cumulata)	Limite superiore durata evento (h)	Durata media evento (h)	Contributo alla durata totale (h)
0-1 h	30,0%	30,0%	1	0,5	1,1
1-3 h	22,0%	52,0%	3	2	3,2
3-12 h	18,0%	70,0%	12	7,5	9,7
12-36 h	15,0%	85,0%	36	24	25,8
36-100 h	7,0%	92,0%	100	68	34,1
100-300 h	4,5%	96,5%	300	200	64,5
300 -1000 h	2,5%	99,0%	1000	650	116,5
>1000 h	1,0%	100,0%	3000	2000	143,4

Fig. 2 – Distribuzione della durata degli eventi accidentali

Per individuare le necessità di accensione ed esercizio dell'unità CTE 2 è necessario considerare l'indisponibilità combinata di entrambi i cicli combinati . Si ipotizza inoltre di prevedere l'accensione della CTE2 solo quando, con un Ciclo Combinato indisponibile, l'altro sia soggetto ad un fuori servizio accidentale che presupponga una indisponibilità di almeno 12 ore poiché l'avviamento di CTE 2 ha una durata di circa 8 ore.

Con riferimento la distribuzione riportata in fig. 2, incrociata con il dato di 7,17 blocchi/anno, si ricava che 2,15 blocchi nell'arco in un anno comporterebbero una fermata > 12 ore con durata complessiva di 384,4 h ovvero con durata media di $384/2,15 = 178,6$ h . Per rendere necessario l'avviamento della CTE 2 tale fermata dovrà essere contestuale all'indisponibilità dell'altro Ciclo Combinato; pertanto la frequenza di accadimento di tale evento risulta essere pari a $10,4\% * 2,15 = 0,22$ accensioni/anno.

Ne consegue che statisticamente è possibile stimare :

- un avviamento dell'unità CTE2 ogni 4,5 anni circa;
- che il singolo evento abbia una durata media di ≈ 179 ore;
- che l'utilizzo medio annuale sia di circa 40 ore/anno.

Risulta quindi confermato, in relazione all'esercizio già autorizzato in sede AIA, che l'unità è certamente classificabile come unità di riserva con utilizzo atteso ben inferiore a 500 ore/anno ed anzi, su basi statistiche e nel lungo periodo, non superiore a quanto già autorizzato (52 h/a)

4 – Valutazione quantitativa dell' impatto emissivo di CTE2

Sulla base di quanto riportato nel decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010 (Vds All. B) si ricava la seguente tabella in cui sono sintetizzati i valori autorizzati :

Camino	Altezza (m)	Centrale	Monitoraggio in continuo	Portata fumi (Nmc/h)	NOx		CO		O2 (% vol.)
					Conc. Autorizzata (mg/Nmc)	Flusso di massa (kg/h)	Conc. Autorizzata (mg/Nmc)	Flusso di massa (kg/h)	
E1	85	CTE2	SI	240.000	300	72	200	48	3%
E2	60	CC1	SI	2.180.000	40	87,2	30	65,5	15%
E3	60	CC2	SI	2.180.000	40	87,2	30	65,5	15%

Fig. 3 – Concentrazioni autorizzate ed emissioni massiche alla max capacità produttiva

5 – Proposta di modifica della prescrizione

Come detto la rescissione del contratto di fornitura vapore da parte CEF ha modificato sostanzialmente la situazione in cui il Proponente accettò la prescrizione facendone venir meno il presupposto principale.

Permangono comunque inalterate le esigenze che richiedono una riserva per la produzione di vapore tecnologico come a suo tempo rappresentato da Proponente in sede di integrazioni VIA.

Per esser confacente alla nuova situazione e tener conto delle autorizzazioni nel frattempo rilasciate, la prescrizione dovrebbe :

- Confermare che CTE2 è in riserva fredda
- Confermare che possa esser attivata solo nel caso di indisponibilità dei cicli combinati ed utilizzare solo gas naturale
- Confermare il rispetto dei limiti in concentrazione per l'unità CTE2 e di flusso di massa NOx per l'intera centrale (920 t/a) previsti dal decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010



s.e.f.

- Non riportare un limite di ore di utilizzo annuale ma prevedere che il numero di ore medie annuali di marcia nell'arco della durata dell'autorizzazione AIA non superi il valore di 500 ore/anno affinché l'unità sia ritenuta "di riserva";
- Consentire, previa preventiva comunicazione all'Autorità competente e con ore di marcia da ricomprendersi nel totale autorizzato, l'avvio e brevi marce della CTE2 al fine di verificarne l'efficienza come riserva (verifiche impiantistiche e di legge, formazione del personale).

Inoltre è possibile la precisazione che CTE2 possa essere utilizzata per la sola produzione del vapore tecnologico richiesto dal sito intendendosi con ciò che non è ammessa la produzione di energia elettrica. L'utilizzo con questa limitazione conferma la volontà di impiego per i soli casi di effettiva emergenza.


s.e.f. srl
Stabilimento di Ferrara
Il Responsabile
Ing. Domenico Galante

**ULTERIORI CHIARIMENTI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

SEF S.r.l. - SERVIZI ENERGETICI FERRARA

Data : Ottobre 2001

Impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 800 MW_e
di Ferrara

Pagina : 4/27

A. VERIFICA SULLA POSSIBILITA' DI CHIUSURA DELLA CTE2

"Verificare la possibilità di chiusura anche della seconda centrale e dello smantellamento di entrambe le due centrali, fornendo indicazioni circa il conseguente diverso utilizzo dell'area resa libera"

Lo Studio di Impatto Ambientale prevede per la centrale SEF l'esportazione di vapore alle utenze del petrolchimico per una portata nominale di:

- vapore media pressione: 60 t/h (90 t/h max)
- vapore bassa pressione: 80 t/h (100 t/h max)

A seguito delle dichiarazioni di reciproco interesse recentemente manifestate da SEF ed AGEA (v. capitolo J di questo documento), ai quantitativi di vapore sopra indicati bisogna aggiungere il vapore previsto a beneficio dell'espansione della rete di teleriscaldamento della città di Ferrara. Questo, nello specifico, in base alle esigenze manifestate dalla Società municipalizzata, dovrebbe raggiungere a regime il valore massimo di circa 150 t/h di vapore a bassa pressione.

Tra i due tipi di fornitura sopra indicati esiste però una sostanziale differenza di fondo: mentre infatti le utenze del petrolchimico possono considerarsi pressoché costanti nell'arco di tutto l'anno, l'utenza civile (teleriscaldamento) è strettamente vincolata ai periodi "freddi", con modulazioni di fornitura variabili sia mensilmente che nell'arco della giornata.

In questo nuovo scenario, quindi, si rende necessaria una elevata flessibilità nella fornitura di vapore; per tale ragione, si è deciso di inserire due turbine a vapore al posto dell'unica turbina inizialmente ipotizzata (si riporta nel successivo paragrafo A.1 la descrizione delle modifiche non sostanziali adottate da tale variazione).

Sulla base delle premesse sopra indicate, è stata effettuata una nuova analisi statistica di disponibilità della centrale SEF, sintetizzata nella tabella sottostante ed utile per verificare quanto richiesto.

Tabella A.1 – Analisi disponibilità centrale SEF

Rif.	Carico %	Ore/anno	SEF Treno 1	SEF Treno 2
1	100.0	7413.5	Operativo	Operativo
2	50.0	327.7	Operativo	Fermo per guasti
3	50.0	327.7	Fermo per guasti	Operativo
4	50.0	319.2	Operativo	Fermo per manutenzione
5	50.0	319.2	Fermo per manutenzione	Operativo
6	0.0	24.3	Fermo per guasti	Fermo per guasti
7	0.0	14.2	Fermo per guasti	Fermo per manutenzione
8	0.0	14.2	Fermo per manutenzione	Fermo per guasti
Totale		8760.0		



s.e.f.

ULTERIORI CHIARIMENTI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

SEF S.r.l. - SERVIZI ENERGETICI FERRARA

Data : Ottobre 2001

Impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 800 MW,
di Ferrara

Pagina : 5: 27

In relazione a quanto indicato, si sottolinea che le manutenzioni programmate (Rif. 4 e 5) verranno effettuate separatamente per ciascun treno e di principio nel periodo estivo, durante il quale le uniche utenze allacciate (polo petrolchimico) possono essere soddisfatte con il solo treno in funzione.

Qualora tuttavia si verificassero fermate accidentali di uno dei due treni durante i periodi "freddi" dell'anno, la centrale SEF non sarebbe in grado di fornire tutta l'energia termica richiesta dalle utenze (a maggior ragione ciò risulta vero quando tutta la centrale è soggetta ad una fermata accidentale), a causa di un deficit di circa 75 t/h di vapore a bassa pressione.

Per tali ragioni si prevede che la centrale CTE2 debba marciare mediamente per circa 380 ore all'anno (Rif. 2/3+6+7+8).

Sulla base di quanto indicato, quindi, non risulta percorribile l'ipotesi di chiudere la centrale CTE2. Inoltre, dal momento che i dati riportati fanno riferimento a delle analisi di tipo statistico, si ritiene altresì che il valore di 380 h/anno possa essere ritenuto valido solo come valore medio. In altri termini, da un punto di vista statistico non è possibile escludere casi in cui la centrale CTE2 potrebbe essere chiamata ad operare anche per periodi sensibilmente più lunghi a quelli indicati, di fatto legati alla gravità dell'inconveniente che ha determinato il fuori servizio.

Si conferma invece la decisione di SEF di chiudere e smantellare la CTE1.

Come sopra anticipato, si riportano di seguito le modifiche non sostanziali conseguenti all'introduzione di due turbine a vapore.

A.1. MODIFICHE NON SOSTANZIALI

In riferimento alle modifiche non sostanziali, si riporta di seguito una sintesi dei cambiamenti indotti dalla separazione della turbina a vapore della centrale in due unità separate più piccole, ma di potenza complessiva equivalente.

Configurazione

Relativamente al presente aspetto, si segnala proprio la sostituzione della turbina a vapore con due unità di potenza equivalente.

Dal momento che si è deciso di considerare come ipotesi progettuale di base la sola alimentazione con gas naturale (v. anche capitolo I del presente documento), si deve aggiungere anche la rimozione dei postcombustori dei gas combustibili di recupero, inizialmente previsti "in vena" nei condotti di adduzione dei gas di scarico dalle turbine a gas alle caldaie a recupero.

AMBIENTEITALIA

All. B - Estratto dal decreto DVA-DEC-2010-0000658 del 4 Ottobre 2010


 Commissione Istruttoria IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
 Parere Istruttorio Conclusivo - SOCIETÀ ENIPOWER FERRARA S.R.L.

Dai monitoraggi risulta che le emissioni verso la matrice acqua sono estremamente limitate, in particolare le emissioni delle sostanze definite "pertinenti" nell'Allegato 3 del D.Lgs. 59/05 sono trascurabili. Inoltre, con riferimento alle sostanze per le quali il D. Lgs. 152/06, Allegato 1 alla Parte III, che definisce degli Standard di qualità per le acque superficiali, dalle analisi dei reflui emessi dagli scarichi parziali le quantità emesse sono sempre al di sotto del limite di rilevabilità del metodo analitico considerato.³

4.9 Emissioni in aria

4.9.1 Emissioni convogliate in aria

Le principali fonti di emissione in atmosfera sono costituite dai camini associati a Cicli Turbogas ed alla sezione CTE2. Il Gestore dichiara che le emissioni in atmosfera, generate dalla combustione del gas naturale, sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NOx) e dal monossido di carbonio (CO). I dati dichiarati dal Gestore sui camini della centrale sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 15. Emissioni convogliate in atmosfera alla MCP

Caminio	Altezza del vuoto [m]	Area sezione di uscita [m ²]	Fami e dispositivi tecnici di provenienza	Emiss. in cont.:	Portata (Nm ³ /h)	NOx			CO			%O ₂
						Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [g/Nm ³]	Conc. limite [mg/Nm ³]	Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [g/Nm ³]	Conc. limite [mg/Nm ³]	
E1	85	8,03	CTE2	si	240.000	72 ⁴	3.744 ⁴	300 ⁵	60,12 ⁶	3.128 ⁶	250 ⁷	3
E2	80	37,73	Ciclo Combinato1	si	2.180.000	108,08 ⁸	n.p. ⁹	50 ⁸	65,52 ⁸	524.180 ⁸	30 ⁸	15%
						87,2 ⁸	n.p. ⁹	40 ⁸	65,52 ⁸	524.180 ⁸	30 ⁸	15%
E3	80	37,73	Ciclo Combinato2	si	2.180.000	108,08 ⁸	n.p. ⁹	50 ⁸	65,52 ⁸	524.180 ⁸	30 ⁸	15%
						87,2 ⁸	n.p. ⁹	40 ⁸	65,52 ⁸	524.180 ⁸	30 ⁸	15%

1 - Limite fissato dal D. Lgs. 152/06, Allegato II alla Parte V, Parte II Sezione IV, al 3% di O₂;

2 - Riferimento Decreto MAP 015/2002, al 15% O₂;

3 - Riferimento ad Accordo Volontario di programma - media giornaliera;

4 - Calcolata moltiplicando la portata fumi per la concentrazione limite dell'inquinante nei fumi;

5 - Calcolata moltiplicando il flusso di massa orario per le 32 ore di funzionamento autorizzate per la CTE2 come riserva fredda;

6 - Calcolata moltiplicando il flusso di massa orario per le 8.000 ore di funzionamento previste;

7 - Il limite al flusso di massa di ossidi d'azoto come prescritto da DEC VIA 7581 del 3 Settembre 2002 è pari a 1.085 l'anno, comprende le emissioni relative alle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.

8 - Il limite al flusso di massa di ossidi d'azoto come da Accordo Volontario del 27 Gennaio 2009 tra SEF S.r.l., Comune di Ferrara, Provincia di Ferrara e Regione Emilia Romagna, è pari a 980 l'anno e comprende le emissioni relative alle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l.

Il Gestore dichiara che i parametri monitorati in continuo nei camini della Centrale sono i seguenti:

- Cammino E1: Temperatura, % O₂, NOx, CO, Polveri, SO₂;
- Camini E2 ed E3: Temperatura, % O₂, NOx, CO.

Il Gestore ha effettuato delle simulazioni per valutare gli effetti delle emissioni in atmosfera della Centrale a Ciclo Combinato di Ferrara sulla qualità dell'aria locale, per l'assetto per il quale la società SEF S.r.l. richiede l'autorizzazione ambientale integrata.

Le valutazioni sono state condotte simulando, in particolare, le condizioni più gravose tecnicamente possibili, in termini di ore di funzionamento e di carico emissivo dei singoli gruppi.

Le simulazioni hanno evidenziato, per l'assetto impiantistico oggetto della richiesta di autorizzazione, il rispetto delle soglie fissate dalla normativa nazionale sulla qualità dell'aria.⁴

4.9.2 Emissioni non convogliate in aria

Il Gestore dichiara che non sono presenti sorgenti di Emissioni Diffuse o Fuggitive.

³ Cfr. Scheda D - Allegato D.7.

⁴ Cfr. Scheda D - Allegato D.6.



8 PROPOSTE DI LIMITI E PRESCRIZIONI

8.1.1 Emissioni in atmosfera

Devono essere rispettati i seguenti limiti di emissione in atmosfera.

Caso	Fase	Parametro	Intervalli di prestazione del BREF ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)	Limiti autorizzati ^(2,3) (mg/Nm ³)	Limiti AIA proposti - medi orarie (mg/Nm ³)	%O ₂
E1	CTE2	SO ₂	<10	10	-	3
		NO _x	50 - 120	300	300	
		Polveri	<5	5	-	
		CO	30 - 100	200	200	
E2, E3	Ciclo Combinato 1 Ciclo Combinato 2	SO ₂	<10	-	-	15
		NO _x	20-50	50	40	
		Polveri	<5	-	-	
		CO	5-100	30	30	

I valori limite di emissione per le polveri e gli ossidi di zolfo si considerano rispettati se viene utilizzato gas naturale.

⁽¹⁾ Valore medi giornalieri, rif. BREF LCP. Gli intervalli sono riferiti all'impiego delle MTD per turbine nuove, alimentate con combustibile gas naturale, a ciclo combinato (CCGT) senza o con post bruciatore nel caso delle 2 turbogas e alle caldaie alimentate a gas naturale nel caso della CTE2.

⁽²⁾ CTE2: rif. Decreto AIA MATTM n° 971 del 03/08/2009 (CTE2 alimentata a gas).

⁽³⁾ CC1 e CC2: Rif. Decreto MAP 015/2002: Valori limite orari; VLE giornalieri durante la fase di collaudo, massima durata 6 mesi. Rif. DEC/VIA/7581 del 03/09/2002: media giornaliera delle medie semiorarie.

Conformità ai valori limite di emissione.

I valori limite di emissione si considerano rispettati se,

- per i parametri misurati in continuo (NO_x, CO), nelle ore di normale funzionamento, nessun valore medio orario di concentrazione supera i pertinenti valori limite di emissione.
- per i parametri misurati in discontinuo (NO_x, CO), nel corso di una misurazione di verifica, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

Ogni singola sezione, Ciclo Combinato 1 e Ciclo combinato 2, deve rispettare i limiti di emissione in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto e al disotto del Minimo Tecnico, fin dalla messa in esercizio.

I limiti sono riferiti a gas secchi con tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi pari quanto indicato in tabella.

Ulteriori prescrizioni.

a) Premesso che:

- il Decreto VIA 7581/02 prescrive che il flusso di massa di NO_x non deve superare il valore di 1.085 t/a;
- un Accordo Volontario del 2009 con gli enti locali prevede che il flusso di massa totale annuo degli NO_x per il funzionamento congiunto della centrale a turbogas, della centrale CTE2 come riserva fredda e delle caldaie per il recupero degli OFF-gas di Polimeri Europa S.p.A. e Basell Poliolefine Italia S.r.l. non deve superare il valore di 980 t/anno;
- le emissioni di NO_x degli off-gas pesano all'incirca per 60 t/anno (Cfr. Allegato D_6);
- è opportuno, anche ai fini dell'individuazione delle singole responsabilità, stralciare il flusso di massa annuo per le attività oggetto di questo parere, dagli off-gas in capo a altri gestori, recependo nel contempo in toto la prescrizione VIA e l'Accordo Volontario,

si prescrive l'obbligo per la centrale in oggetto di non superare il flusso di massa delle emissioni di NO_x (espressi come NO₂) di 920 t/anno. Durante il periodo transitorio di contemporaneo