

**AEM** SPA

**AREA PRODUZIONE**

**RELAZIONE TECNICA  
AIA06-TRM-000-A-RT-002**

**Foglio 1 di 45**

**CENTRALE TERMOELETTRICA AEM DI CASSANO D'ADDA  
DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE  
(D.LGS. 18/02/2005, N. 59)**

**B 18**

**RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

0	15.09.2006	PRIMA EMISSIONE	APR/SFA	AFG/QAS/AMB	APR/PRT	APR
			Magon	Ferruti	Yiganò	Sparacino
REV	DATA	OGGETTO DELLA REVISIONE	PREPARAZIONE	CONTROLLO	VERIFICA	APPROVAZIONE

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 2 di 45

## INDICE

1.	LA CENTRALE TERMOELETTRICA DI CASSANO D'ADDA .....	4
1.1.	UBICAZIONE DELLA CENTRALE .....	4
1.2.	EVOLUZIONE DELLA CENTRALE .....	6
2.	IL CICLO PRODUTTIVO .....	9
2.1.	LA CAPACITÀ PRODUTTIVA .....	11
2.2.	I LIMITI ALLE EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	11
2.3.	MATERIA PRIMA, PRODOTTO E RILASCI .....	13
3.	LE FASI DI PROCESSO .....	13
3.1.	RIDUZIONE E DISTRIBUZIONE GAS NATURALE - RDG .....	14
3.2.	PRODUZIONE ELETTRICA IN CICLO COMBINATO CC1 – PE1 .....	15
3.3.	PRODUZIONE ELETTRICA IN CICLO COMBINATO CC2 – PE2 .....	17
3.4.	TRASFORMAZIONE E SMISTAMENTO ENERGIA ELETTRICA – TEE .....	18
3.5.	GESTIONE DELLA ACQUE – GEA .....	20
3.5.1.	<i>Il sistema acque di raffreddamento .....</i>	<i>20</i>
3.5.2.	<i>Il sistema acqua industriale e demineralizzata .....</i>	<i>21</i>
3.5.3.	<i>Sistema di raccolta acque reflue .....</i>	<i>22</i>
3.5.4.	<i>Cicli di trattamento acque .....</i>	<i>22</i>
3.6.	MANUTENZIONE – MAN .....	23
3.7.	GESTIONE DEI RIFUTI – GER .....	26
3.7.1.	<i>Produzione e classificazione .....</i>	<i>26</i>
3.7.2.	<i>Raccolta, imballaggio, pesatura ed etichettatura .....</i>	<i>27</i>
3.7.3.	<i>Movimentazione interna e deposito temporaneo .....</i>	<i>27</i>
3.7.4.	<i>Conferimento a terzi .....</i>	<i>28</i>
3.7.5.	<i>Registrazioni e comunicazioni .....</i>	<i>28</i>
3.8.	TELERISCALDAMENTO - TLR .....	28
3.9.	PRODUZIONE ENERGETICA AUSILIARIA E DI EMERGENZA - PEA .....	29
3.10.	SERVIZI GENERALI – SEG .....	30
4.	BILANCIO ENERGETICO – EMISSIVO .....	30
4.1.	CONSUMI ED EMISSIONI NEI PERIODI DI ESERCIZIO TRANSITORIO DEGLI IMPIANTI .....	32
5.	SISTEMI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE .....	36
5.1.	IL SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI (S.M.E.) .....	36
5.2.	LA RETE DI RILEVAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA .....	37

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 3 di 45

5.3.	IL SISTEMA DI MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI (ECOACQUE).....	37
5.3.1.	<i>Cabina N. 1 – Stazione N. 10</i> .....	38
5.3.2.	<i>Cabina N. 2 – stazione N. 12</i> .....	39
5.3.3.	<i>Centro elaborazione, acquisizione e registrazione dei dati</i> .....	39
6.	MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA CENTRALE.....	40
6.1.	BLOCCHI NON PROGRAMMATI .....	41
6.2.	INCIDENTI AMBIENTALI.....	42
6.2.1.	<i>Emissione di rumore del 21 gennaio 2005</i> .....	42
6.2.2.	<i>Superamento dei limiti di emissione degli NO<sub>x</sub> del TG5 del 24 gennaio 2005</i> .....	43
7.	MODALITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME E AUSILIARI.....	43
8.	COMPONENTI DI IMPIANTO DISMESSE.....	44

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 4 di 45

## 1. LA CENTRALE TERMOELETTRICA DI CASSANO D'ADDA

### 1.1. UBICAZIONE DELLA CENTRALE

La Centrale si colloca ai margini meridionali dell'abitato di Cassano d'Adda a circa 30 km a est di Milano, in un'area ad uso prevalentemente agricolo prossima al territorio del parco regionale Parco Adda Nord e alla valle alluvionale del fiume Adda.

L'area della Centrale ha una estensione di circa 220.000 m<sup>2</sup> e si presenta in forma poligonale con tre tipologie territoriali che la delimitano:

- a nord-ovest, compresa tra la Centrale, la linea ferroviaria MI-VE a nord e la SP 104, un'area di insediamenti abitativi misti ad attività commerciali e industriali di piccole dimensioni;
- sul lato est-sudest, il canale Muzza. Gli insediamenti abitativi in questa area sono ridotti ad alcuni cascinali sparsi e alla residenza del personale di sorveglianza al canale. Sono assenti strade aperte al traffico;
- sul lato sud-ovest, la zona agricola impostata sulla SP 104. In tale area sono collocati un edificio residenziale (ca. 150 m da confine) e l'impianto di depurazione consortile.

L'edificio esterno più vicino alla recinzione è posto lungo la strada che delimita il confine settentrionale del sito.

All'interno dell'area di impianto possono essere identificati i seguenti ambiti:

- la palazzina uffici, presso l'ingresso;
- il complesso produttivo, costituito principalmente dagli edifici dei turbogas e dei generatori di vapore a recupero, dalla sala macchine, dai camini e dalle officine; occupa la porzione centrale dell'area;
- l'area all'aperto costituita dalla sottostazione da 220 kV, dagli stalli di allacciamento alla RTN da 380 kV e dalla sottostazione da 380 kV (proprietà Brulli Energia s.r.l.), che rappresentano l'interconnessione con il sistema di trasporto nazionale dell'energia;
- l'area più a sud dell'intero complesso che ospita l'area depurazione acque, deposito rifiuti e rottami. Questo ambito comprende l'ex area ricevimento e deposito combustibili liquidi oggi interamente smantellata;
- l'ambito collocato presso il canale Muzza costituito dalle opere idrauliche per il prelievo e la restituzione delle acque di raffreddamento nonché dall'impianto di ricevimento e decompressione del gas naturale.

Inoltre, il sito comprende un'area di rispetto di superficie pari a circa 23.500 m<sup>2</sup> delimitata a sud dalla Centrale e dalla zona residenziale-produttiva e a nord dalla linea ferroviaria MI-VE.



**AEM** SPA

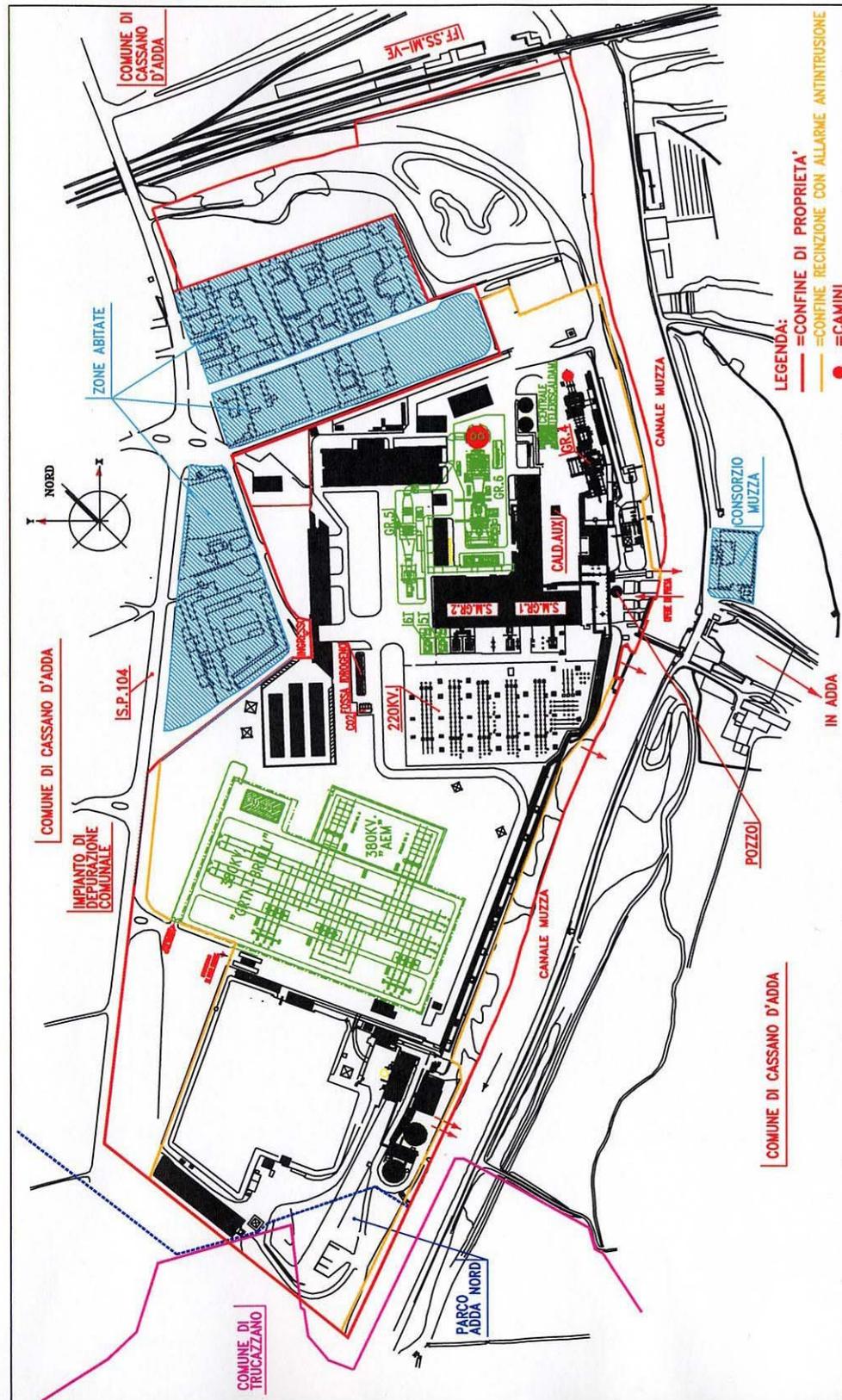
## AREA PRODUZIONE

Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

Data: 15.09.2006

Foglio 5 di 45



Planimetria generale della Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 6 di 45

## 1.2. EVOLUZIONE DELLA CENTRALE

La Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda è stata costruita nel **1961** e sin dalla sua realizzazione la proprietà è in capo alla Comunione tra l'AEM s.p.a. di Milano e l'ASM Brescia s.p.a.

La gestione è completamente demandata ad AEM s.p.a.

In origine l'impianto era costituito da un gruppo convenzionale a vapore da 75 MWe (Gruppo 1).

Nel **1975**, al Gruppo 1 viene affiancata una turbina a gas da 25 MWe (Gruppo 3) il cui scarico dei fumi preriscalda l'acqua di alimento del Gruppo 1, portando la potenza complessiva della Centrale a 100 MWe.

Nel **1982**, la Comunione AEM-ASM decide per un ulteriore incremento della potenza installata: alle unità esistenti è aggiunto un nuovo gruppo a vapore da 320 MWe (Gruppo 2). La potenza elettrica installata in Centrale sale a 420 MWe.

In seguito all'emanazione del DPR 24 maggio 1988, n. 203, la proprietà è tenuta ad attuare un piano di interventi per il risanamento ambientale della Centrale, con particolare riferimento alle emissioni in atmosfera. Gli interventi di risanamento sono autorizzati nel **1994**: vengono eseguiti gli interventi di gas reburning e installati gli elettrofiltri sul Gruppo 1 (il Gruppo 2 ne era già provvisto). Il provvedimento autorizza anche l'installazione di una ulteriore turbina a gas da 130 MWe da affiancare al Gruppo 2.

In seguito, la Comunione AEM-ASM ritiene di dover incrementare i livelli di efficienza e di energia prodotta utilizzando la tecnologia a più alto rendimento energetico disponibile sul mercato: il ciclo combinato. Viene così proposto, in alternativa alla turbina a gas da 130 MW da affiancare al Gruppo 2, un "Piano di adeguamento e potenziamento" che prevede l'installazione di un nuovo turbogas da 155 MW<sub>e</sub> (Gruppo 4): in data 2 novembre **1998**, il Piano è autorizzato dal Ministero dell'Industria, del Commercio, e dell'Artigianato (MICA). Gli interventi sono effettuati nel corso del **2000** e riguardano: la completa dismissione del Gruppo 3 da 25 MW<sub>e</sub>, la messa fuori servizio della caldaia del Gruppo 1 da 75 MW<sub>e</sub> (attualmente dismessa ed in corso di smantellamento) e la sua sostituzione con un generatore di vapore che recupera l'energia termica proveniente dai fumi di scarico della nuova sezione turbogas. Il nuovo Gruppo 4 entra in esercizio commerciale il 13 dicembre 2000 e porta la potenza elettrica totale installata in Centrale da 420 a 550 MW<sub>e</sub>, senza incremento della potenza entrante con il combustibile rispetto a quanto autorizzato nel 1994.

Successivamente, nell'ambito di un ulteriore sviluppo del Piano di adeguamento, in data 9 gennaio **2001** il MICA autorizza l'installazione di un nuovo turbogas da 250 MW<sub>e</sub> (Gruppo 5) in luogo dell'esistente caldaia del Gruppo 2. Gli interventi consistono nella messa fuori servizio della caldaia da 320 MW<sub>e</sub> e nella sua sostituzione con un generatore di vapore che recupera l'energia termica proveniente dai fumi di scarico della nuova sezione turbogas. Dal dicembre 2003 il nuovo Gruppo 5 funziona in ciclo combinato con la turbina a vapore del Gruppo 2 da 320 MW<sub>e</sub>, sfruttandone la potenza per una quota pari a circa il 40% di quella massima. La potenza elettrica totale della Centrale sale da 550 a 610 MW<sub>e</sub>, senza incremento della potenza termica entrante con il combustibile. Tra l'altro, l'autorizzazione del 2001 prescrive lo smantellamento del parco serbatoi (combustibili liquidi) che è stato completato nel 2005. Al termine delle attività di trasformazione, gli impianti risultano completamente convertiti dalla tecnologia di produzione tradizionale a vapore alla tecnologia di produzione in **ciclo combinato**. A parità di energia prodotta, la tecnologia dei cicli combinati associa una maggiore efficienza degli impianti, quindi una maggiore redditività, ad

 <b>AEM SPA</b>	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 7 di 45

un importante miglioramento delle prestazioni ambientali sia come risparmio delle risorse naturali utilizzate (combustibile), sia come diminuzione delle emissioni inquinanti in atmosfera. Con la completa conversione in ciclo combinato dei gruppi produttivi della Centrale di Cassano d'Adda, cessa l'utilizzo dell'olio combustibile, sostituito dal gas naturale, e con esso l'emissione in atmosfera di inquinanti quali biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e polveri.

Per ottimizzare l'utilizzo della turbina a vapore del Gruppo 2, nel **2002** la Comunità AEM-ASM presenta la richiesta di un potenziamento della Centrale di Cassano d'Adda che prevede l'installazione di una nuova sezione turbogas da 250 MW<sub>e</sub> (Gruppo 6) da porre anch'essa in ciclo combinato con la turbina a vapore Gruppo 2. In tal modo essa può essere sfruttata per ulteriori 130 MW<sub>e</sub>, aumentando il rendimento complessivo della Centrale e ottimizzando il funzionamento degli impianti. Il 2 aprile **2004**, il Ministero delle Attività Produttive (MAP) autorizza, anche per quanto concerne l'Autorizzazione Integrata Ambientale, la realizzazione di questa nuova sezione turbogas. Oltre alla installazione del nuovo turbogas e del generatore di vapore a recupero, gli interventi effettuati hanno comportato la sostituzione delle due canne di acciaio interne al camino in calcestruzzo da 200 m con due nuove di sezioni idonee a convogliare i fumi di entrambe le turbine a gas da 250 MW<sub>e</sub> (secondo le prescrizioni avute della Regione Lombardia); lo smantellamento della caldaia, dell'elettrofiltro e del condotto fumi del Gruppo 2; la realizzazione di una nuova stazione elettrica di smistamento a 380 kV, da affiancare all'esistente stazione a 220 kV; la realizzazione, per esplicita richiesta del GRTN, di un elettrodotto del tipo entra-esce di lunghezza di circa 800 metri costituito da due linee su palificazioni separate, per il collegamento con le esistenti linee di trasporto nazionali che transitano nel territorio dei Comuni di Cassano d'Adda e Trucazzano.

Il nuovo Gruppo è entrato in esercizio commerciale il 9 febbraio **2006**.

La realizzazione della nuova stazione elettrica e del relativo elettrodotto è stata richiesta dal GRTN per l'ottimizzazione e l'equilibrio della rete di trasporto locale in conseguenza dell'ulteriore carico elettrico che sarà prodotto dalla Centrale.

Ad oggi la Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda è costituita da:

- Ciclo combinato CC1: Gruppo 4 turbogas da 155 MW<sub>e</sub> in ciclo combinato con la turbina a vapore del Gruppo 1 da 75 MW<sub>e</sub>, per una potenza elettrica complessiva del ciclo di **230 MW<sub>e</sub>**;
- Ciclo combinato CC2: Gruppi 5 e 6 turbogas da 250 MW<sub>e</sub> ciascuno in ciclo combinato con la turbina a vapore del Gruppo 2 per circa 260 MW<sub>e</sub> (circa 80% della precedente potenza nominale), per una potenza elettrica complessiva del ciclo di 760 MWe.

**La potenza termica nominale installata in Centrale è pari a 1.800 MWt corrispondenti a una potenza di generazione elettrica lorda pari a 990 MWe.**

Nella Tabella successiva sono riportati i dati più significativi che caratterizzano l'evoluzione della Centrale dal 1990 ad oggi.



**AEM SPA**

**AREA PRODUZIONE**

Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

Data: 15.09.2006

Foglio 8 di 45

		1990	1995	1997	1998	2001	2004	2006	2008
<b>Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda</b> <b>ANDAMENTO ENERGETICO ED EMISSIVO</b>		Anno base	Dopo gas reburning sul Gruppo 1 e adeguamento Gruppo 3	Dopo installazione dell'elettrofiltro sul Gruppo 1 e ulteriori interventi sul Gruppo 3	Gas reburning sul Gruppo 2	Dopo realizzazione del Gruppo 4, messa fuori servizio della caldaia del Gruppo 1 e messa fuori servizio del Gruppo 3	Dopo messa fuori servizio della caldaia del Gruppo 2 e realizzazione del Gruppo 5	Dopo realizzazione del Gruppo 6	Riduzione dei limiti di concentrazione delle emissioni su tutti i gruppi
<b>Decreti autorizzativi alla base degli interventi</b>			<b>DM 1994</b>			<b>DM 1998</b>	<b>DM 2001</b>	<b>DM 2004</b>	
<b>Gruppo 1</b> <i>Caldaia e turbina a vapore</i>	Potenza termica entrante (MWt)	197	197	197	197				
	Potenza elettrica lorda (MWt)	75	75	75	75	75	75	75	75
	Rendimento lordo (%)	38	38	38	38				
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)	810	200	200	200				
	CO (mg/Nm3)	200	200	200	200				
	SO2 (mg/Nm3)	1.700	1.700	1.700	1.700				
	Polveri (mg/Nm3)	50	50	50	50				
<b>Gruppo 4</b> <i>Turbogas</i>	Potenza termica entrante (MWt)					443	443	443	443
	Potenza elettrica lorda (MWt)					155	155	155	155
	Rendimento lordo (%) del CC1					52	52	52	52
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)					50	50	50	40/30 <sup>(1)</sup>
	CO (mg/Nm3)					50	50	30	30
<b>Gruppo 3</b> <i>Turbogas</i>	Potenza termica entrante (MWt)	66	66	66	66				
	Potenza elettrica lorda (MWt)	25	25	25	25				
	Rendimento lordo (%) <sup>(2)</sup>	38	38	38	38				
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)	714	250	200	200				
	CO (mg/Nm3)	100	100	100	100				
<b>Gruppo 2</b> <i>Caldaia e turbina a vapore</i>	Potenza termica entrante (MWt)	762	762	762	762	762			
	Potenza elettrica lorda (MWt)	320	320	320	320	320	130	260	260
	Rendimento lordo (%)	42	42	42	42	42			
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)	1.027	1.027	1.027	200	200			
	CO (mg/Nm3)	200	200	200	200	200			
	SO2 (mg/Nm3)	3.850	3.850	3.850	400	400			
	Polveri (mg/Nm3)	50	50	50	50	50			
<b>Gruppo 5</b> <i>Turbogas</i>	Potenza termica entrante (MWt)						678,5	678,5	678,5
	Potenza elettrica lorda (MWt)						250	250	250
	Rendimento lordo (%) del CC2						56	56	56
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)						50	50	30
	CO (mg/Nm3)						50	30	30
<b>Gruppo 6</b> <i>Turbogas</i>	Potenza termica entrante (MWt)							678,5	678,5
	Potenza elettrica lorda (MWt)							250	250
	Rendimento lordo (%) del CC2							56	56
	Limiti emissivi								
	NOx (mg/Nm3)							50	30
	CO (mg/Nm3)							30	30

(1) Il limite di 40 mg/Nm<sup>3</sup> è prescritto dal Decreto autorizzativo MAP aprile 2004; il limite di 30 mg/Nm<sup>3</sup> è prescritto dalla Delibera della Giunta Regionale del 28 giugno 2004, n. VII/17989.

(2) In ciclo affiancato al Gruppo 1.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 9 di 45

<b>Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda</b> <b>ANDAMENTO ENERGETICO ED EMISSIVO</b>		1990	1995	1997	1998	2001	2004	2006	2008
		Anno base	Dopo gas reburning sul Gruppo 1 e adeguamento Gruppo 3	Dopo installazione dell'elettrofiltro sul Gruppo 1 e ulteriori interventi sul Gruppo 3	Gas reburning sul Gruppo 2	Dopo realizzazione del Gruppo 4, messa fuori servizio della caldaia del Gruppo 1 e messa fuori servizio del Gruppo 3	Dopo messa fuori servizio della caldaia del Gruppo 2 e realizzazione del Gruppo 5	Dopo realizzazione del Gruppo 6	Riduzione dei limiti di concentrazione delle emissioni su tutti i gruppi
<b>Decreti autorizzativi alla base degli interventi</b>			<b>DM 1994</b>			<b>DM 1998</b>	<b>DM 2001</b>	<b>DM 2004</b>	
Riepilogo intera Centrale termoelettrica	Potenza termica entrante (MWt)	1.025	1.025	1.025	1.025	1.196	1.122	1.800	1.800
	Potenza elettrica lorda (MWt)	420	420	420	420	550	610	990	990
	Rendimento lordo (%)	41	41	41	41	46	54,4	55	55

## 2. IL CICLO PRODUTTIVO

Il processo di trasformazione energetica converte l'energia contenuta nel combustibile in energia elettrica.

Dalla conversione alla tecnologia dei cicli combinati (2001-2003) la Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda è alimentata esclusivamente a gas naturale.

La Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda è costituita da:

- Ciclo combinato CC1: Gruppo 4 turbogas da 155 MW<sub>e</sub> in ciclo combinato con la turbina a vapore del Gruppo 1 da 75 MW<sub>e</sub>, per una potenza elettrica complessiva del ciclo di 230 MW<sub>e</sub>;
- Ciclo combinato CC2: Gruppi 5 e 6 turbogas da 250 MW<sub>e</sub> ciascuno in ciclo combinato con la turbina a vapore del Gruppo 2 per circa 260 MW<sub>e</sub> (circa 80% della potenza nominale), per una potenza elettrica complessiva del ciclo di 760 MW<sub>e</sub>.

GRUPPO	DATA INSTALLAZIONE	COSTRUTTORE	ESTREMI ATTO AUTORIZZATIVO
Turbina a vapore Gruppo 1	1961	ANSALDO	Decreto del Ministro per l'Industria e il Commercio N° 91 del 15 luglio 1959
Turbina a vapore Gruppo 2	1982	FRANCO TOSI	Decreto Interministeriale del 10 agosto 1976
Turbina a gas Gruppo 4	2000	SIEMENS	Decreto del Ministero del Commercio dell'Industria e Artigianato N° 004/98 MD del 02 novembre 1998
Turbina a gas Gruppo 5	2003	GENERAL ELECTRIC	Decreto del Ministero del Commercio dell'Industria e Artigianato N° 001/2001 del 09 gennaio 2001
Turbina a gas Gruppo 6	2005	GENERAL ELECTRIC	Decreto del Ministero delle Attività Produttive N°55/02/2004 del 02 aprile 2004

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 10 di 45

Nella tabella successiva sono indicate le principali caratteristiche delle unità di produzione installate in Centrale.

Unità	Potenza termica nominale [MWt]	Potenza elettrica lorda [MWe]
Turbogas Gruppo 4	443	155
Turbogas Gruppo 5	678,5	250
Turbogas Gruppo 6	678,5	250
Turbina a vapore Gruppo 1	-	75
Turbina a vapore Gruppo 2	-	260 (circa 80% della potenza nominale)
<b>TOTALE</b>	<b>1.800</b>	<b>990</b>

Il gas naturale utilizzato nel processo entra nel sito direttamente dalla rete di trasporto in alta pressione Snam Rete Gas con una tubazione dedicata. Il punto di ricevimento è costituito da una cabina di riduzione dove il gas è filtrato, contabilizzato, condizionato termicamente e decompresso. La cabina è dotata di valvole di regolazione e sfiato in atmosfera che vengono azionate in caso di emergenza.

La fase iniziale per la produzione di energia elettrica in un processo a ciclo combinato si basa sulla combustione di gas naturale in una turbina a gas [TG]. Il gas naturale proveniente dalla rete di distribuzione, una volta decompresso e filtrato, viene immesso in turbina. Le unità turbogas installate nella Centrale di Cassano sono ad alto rendimento (35 ÷ 37%), dotate di combustori con tecnologia a bassa emissione di NOx (DLN – *Dry Low NOx*), atti alla combustione esclusiva di gas naturale.

All'albero della turbina a gas è accoppiato un generatore per la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica. I fumi scaricati ad alta temperatura vengono inviati ad un generatore di vapore a recupero [GVR] alimentato con acqua demineralizzata. Il vapore prodotto grazie allo scambio di calore tra i due fluidi viene inviato alla turbina a vapore [TV] che genera un'ulteriore potenza elettrica.

Il vapore in uscita dalla turbina viene riportato alla fase liquida in un condensatore alimentato con l'acqua di raffreddamento prelevata dal canale Muzza e da qui reimpresso in circolo come input del GVR, dopo opportuni reintegri di acqua di pozzo preventivamente demineralizzata.

L'acqua di raffreddamento necessaria alla condensazione del vapore di processo viene derivata dal Canale Muzza attraverso un'opera idraulica per una portata massima di 14 m<sup>3</sup>/s. Per gli usi industriali, prevalentemente legati al reintegro delle perdite di vapore, viene utilizzata l'acqua proveniente da un pozzo situato all'interno della Centrale preventivamente trattata in un impianto di demineralizzazione a scambio ionico. La Centrale è infine allacciata all'acquedotto comunale per tutti gli usi igienico-sanitari.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 11 di 45

I generatori di energia elettrica, azionati dalla turbina a gas e dalla turbina a vapore, sono collegati a dei trasformatori elevatori per l'immissione dell'energia elettrica nella rete di trasporto nazionale: la tensione di generazione (13÷20 kV) viene elevata alla tensione di 220 kV e 380 kV. All'interno dell'area di Centrale sono presenti due sottostazioni per lo smistamento dell'energia elettrica prodotta alle linee di trasporto nazionali cui la Centrale è connessa. Le sottostazioni a 220 kV e 380 kV sono proprietà rispettivamente di AEM Trasmissione S.p.A. e di Brulli Energia s.r.l..

Dopo aver ceduto calore per la produzione di vapore all'interno del generatore di vapore a recupero (GVR), i fumi di combustione sono convogliati ai camini per l'emissione in atmosfera. La Centrale di Cassano d'Adda è dotata di due camini: uno da 100 metri per l'evacuazione dei fumi provenienti dalla sezione turbogas Gruppo 4 e uno da 200 metri per l'evacuazione dei fumi provenienti dalle sezioni turbogas Gruppo 5 e Gruppo 6. Gli inquinanti emessi coi fumi di combustione sono gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e il monossido di carbonio (CO). La Centrale è dotata di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (S.M.E.): il monitoraggio in continuo è realizzato secondo protocolli definiti da AEM in accordo con gli Enti pubblici competenti (Regione Lombardia, ARPA Lombardia, Provincia di Milano, Comune di Cassano d'Adda). Tali procedure riguardano le modalità operative da applicare per la verifica del rispetto dei valori limite di emissione autorizzati per la Centrale e la gestione degli eventuali superamenti dei limiti.

Gli scarichi provenienti dall'impianto di demineralizzazione dell'acqua e dagli spurghi dei generatori di vapore a recupero sono raccolti in una rete fognaria dedicata e convogliati all'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR). All'impianto di trattamento giungono altresì le acque provenienti dalle aree occupate dalle componenti di impianto e le acque provenienti dai servizi igienico e sanitari. All'impianto di trattamento, i reflui subiscono processi di natura chimica, fisica e biologica che determinano caratteristiche qualitative idonee al loro scarico nel Canale Muzza.

## **2.1. LA CAPACITÀ PRODUTTIVA**

Vista la potenza elettrica complessivamente installata in Centrale (990 MWe), considerando un rendimento lordo del 55% e un numero di ore equivalenti di funzionamento annue pari a 7.500 heq, si calcola una capacità produttiva lorda dell'impianto pari a 7.425 GWhe.

La capacità produttiva lorda della centrale nella precedente configurazione, Ciclo combinato 4/1 + Ciclo combinato 5/2, era pari a 4.575 GWhe.

Tali valori sono teorici: con l'entrata in vigore del nuovo mercato elettrico e della Borsa Elettrica, la produzione segue necessariamente una domanda di energia estremamente variabile che può determinare significative variazioni di carico dei Gruppi. I cicli combinati presentano i rendimenti maggiori al carico nominale: se l'esercizio dei Gruppi avviene a carichi inferiori i rendimenti diminuiscono e si verificano rendimenti annuali inferiori a quelli teorici previsti.

## **2.2. I LIMITI ALLE EMISSIONI IN ATMOSFERA**

Il Decreto autorizzativo MAP n. 55/02/2004 impone, per un periodo transitorio di due anni dalla messa a regime del gruppo 6, i limiti di emissione riassunti nella tabella 1 di seguito riportata.

Al termine del secondo anno dalla messa a regime del gruppo 6, i limiti di emissione subiranno una ulteriore restrizione ed i nuovi valori da rispettare sono riassunti nella tabella 2 di seguito riportata.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 12 di 45

**Tabella 1 – Limiti orari e giornalieri sulle emissioni in atmosfera dei gruppi turbogas 4, 5 e 6 (Decreto MAP n. 55 del 02 aprile 2004).**

Limiti validi per i primi due anni dalla messa a regime del turbogas Gruppo 6				
UNITA'	O <sub>2</sub> di rif. [%]	NO <sub>x</sub> <i>media oraria</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> <i>media giornaliera ponderata</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO <i>media oraria</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Turbina a gas Gruppo 4 da 155 MWe	15	50	40	30
Turbina a gas Gruppo 5 da 250 MWe	15	50		30
Turbina a gas Gruppo 6 da 250 MWe	15	50		30

**Tabella 2 – Limiti orari e giornalieri sulle emissioni in atmosfera dei gruppi turbogas 4, 5 e 6 (Decreto MAP n. 55 del 02 aprile 2004).**

Limiti validi dopo 2 anni dalla messa a regime del turbogas Gruppo 6					
UNITA'	O <sub>2</sub> di rif. [%]	NO <sub>x</sub> <i>media oraria</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> <i>media mobile giornaliera ponderata</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> <i>media mobile settimanale</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO <i>media oraria</i> [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Turbina a gas Gruppo 4 da 155 MWe	15	50	-	40	30
Turbina a gas Gruppo 5 da 250 MWe	15	50	30	-	30
Turbina a gas Gruppo 6 da 250 MWe	15	30		-	30

A questi si aggiunge la disposizione della Regione Lombardia (DGR del 28 giugno 2004, n. VII/17989) che prevede, entro il 31 dicembre 2008, per le turbine a gas oltre i 300 MWt il limite di 30 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NO<sub>x</sub>.

Nella Tabella B.7.2 della Scheda B sono riportati i flussi di massa degli inquinanti emessi in atmosfera calcolati sulla base dei limiti alle emissioni vigenti dal 2008 (per tutti i gruppi 30 mg/Nm<sup>3</sup> per NO<sub>x</sub> e CO). Anche il bilancio emissivo presentato al Par. 5. del presente documento è calcolato considerando i livelli emissivi della Centrale che saranno perseguiti entro il 2008 con la seguente progressione:

- per i turbogas Gruppi 5 e 6 entro due anni dalla messa in esercizio del turbogas Gruppo 6;
- per il turbogas Gruppo 4 entro il 2008.

Il programma di adeguamento è iniziato con l'installazione in fase di realizzazione sul turbogas Gruppo 6 di bruciatori idonei a garantire un livello emissivo < 30 mg/Nm<sup>3</sup>.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 13 di 45

### 2.3. MATERIA PRIMA, PRODOTTO E RILASCI

Nella tabella successiva sono riportati i principali flussi di materia prima, energia prodotta e rilasci della Centrale in esercizio al massimo carico.

Per il calcolo delle emissioni orarie sono considerati i limiti emissivi in vigore a due anni dall'entrata a regime del turbogas Gruppo 6 (DM MICA, n. 55/02/2004). Inoltre, entro il 2008 il limite alle emissioni di NOx della unità Turbogas Gruppo 4 devono essere adeguati ai limiti prescritti dalla Delibera della Giunta della Regione Lombardia del 28 giugno 2004, n. VII/17989, pari a 30 mg/Nm<sup>3</sup>.

Poiché le tecnologie adottate consentono un ampio rispetto dei limiti emissivi, le emissioni calcolate e riportate in tabella risultano superiori alle emissioni reali della Centrale: si tratta quindi di uno scenario conservativo.

Unità	INPUT		OUTPUT			
	Portata gas naturale [Sm <sup>3</sup> /h]	Energia elettrica lorda [MWhe]	Limite NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni di NOx [kg/h] *	Limite CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni di CO [kg/h] *
Turbogas Gruppo 4	45.000	155	30	39	30	39
Turbogas Gruppo 5	72.000	250	30	62	30	62
Turbogas Gruppo 6	72.000	250	30	62	30	62
Turbina a vapore Gruppo 1	-	75	-	-	-	-
Turbina a vapore Gruppo 2	-	260	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>189.000</b>	<b>990</b>	<b>-</b>	<b>163</b>	<b>-</b>	<b>163</b>

\* Valori calcolati considerando le emissioni costantemente ai limiti massimi di 30 mg/Nm<sup>3</sup>

### 3. LE FASI DI PROCESSO

Nel seguito sono individuate e descritte le fasi del processo produttivo in riferimento agli schemi a blocchi riportati nell'allegato A.25.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 14 di 45

### 3.1. RIDUZIONE E DISTRIBUZIONE GAS NATURALE - RDG

#### INPUT

- gas naturale: circa 191.000 Sm<sup>3</sup>/h (40 ÷ 60 bar)

#### OUTPUT

- gas naturale:
  - circa 45.000 Sm<sup>3</sup>/h a 22 bar (TG4)
  - circa 144.000 Sm<sup>3</sup>/h a 33 bar (TG5-TG6)
  - circa 2.000 Sm<sup>3</sup>/h a 2,5 bar (caldaia ausiliaria) \*

\* Caldaia di emergenza per la generazione di vapore (vds. paragrafo 3.9)

Il processo ha il fine di assicurare ai combustori le corrette condizioni di pressione, temperatura e portata del gas naturale.

Il gas naturale giunge in Centrale mediante metanodotto dedicato della SNAM. L'impianto di ricevimento e decompressione costituisce il punto di interfaccia con la Centrale. Il gas naturale, fornito a una pressione tra 40 e 60 bar, viene filtrato mediante filtri a cartuccia e ridotto alla pressione di esercizio richiesta dagli utilizzatori (22 bar per il turbogas Gruppo 4, 33 bar per i turbogas Gruppi 5 e 6, 2,5 bar per la caldaia ausiliaria). La decompressione avviene mediante valvole riduttrici in serie.

Le linee di alimentazione dei bruciatori sono dotate di batterie di valvole di regolazione e sfiato in atmosfera che vengono azionate in caso di emergenza o di messa in fuori esercizio.

Il sistema per la riduzione e distribuzione del gas naturale è costituito da:

- sistema di filtrazione/separazione di gasolio costituito da tre linee uguali atte a depurare il gas dalle particelle solide e liquide contenute nel gas stesso raccogliendole in idoneo serbatoio d'accumulo;
- sistema di misura fiscale volumetrico costituito da due linee uguali e ridondanti per i turbogas 4, 5 e 6;
- sistema di misura fiscale volumetrico costituito da un'unica linea per caldaia ausiliaria;
- sistema di riduzione della pressione per alimentazione del turbogas 4 costituito da due linee uguali e ridondanti
- sistema di riduzione della pressione per alimentazione della caldaia ausiliaria costituito da un'unica linea;
- sistema di riduzione della pressione per alimentazione del turbogas 5 costituito da due linee uguali e ridondanti;
- sistema di riduzione della pressione per alimentazione del turbogas 6 costituito da due linee uguali e ridondanti.

Le portate di alimentazione dei gruppi turbogas a regime sono:

- per il TG4, circa 45.000 Sm<sup>3</sup>/h;
- per il TG5 e per il TG6, circa 72.000 Sm<sup>3</sup>/h ciascuno.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 15 di 45

### 3.2. PRODUZIONE ELETTRICA IN CICLO COMBINATO CC1 – PE1

#### INPUT

- gas naturale: circa 45.000 Sm<sup>3</sup>/h a 22 bar

#### OUTPUT

- potenza elettrica lorda: 230 MWe
- emissioni:
  - NOx: 39 kg/h
  - CO: 39 kg/h

Il Ciclo Combinato CC1, in esercizio commerciale dal 13 dicembre 2000, è costituito da una turbina a gas (TG) Siemens V94.2 da circa 155 MWe (ISO) con relativo generatore di vapore a recupero (GVR) in ciclo combinato con una turbina a vapore da 75 MWe. Tale configurazione consente di ottenere una potenza di circa 230 MWe con un rendimento lordo dell'ordine del 52%.

La V94.2 è una macchina industriale turbina-compressore montata sullo stesso albero e collegata al generatore tramite giunto. La combustione avviene in due camere di combustione esterne, a silo, verticali. La turbina a gas è munita di tutte le installazioni ausiliarie quali sistema olio di lubrificazione e sollevamento, sistema olio idraulico, sistema di lavaggio ON/OFF linee del compressore, sistema di attuazione palette orientabili del compressore (IGV).

Il generatore elettrico da 180 MVA accoppiato alla turbina a gas è del tipo raffreddato in aria in ciclo chiuso con eccitazione del tipo statico. Il generatore è dotato di tutti i necessari dispositivi ausiliari (armadi di protezione, regolatore di tensione, ecc.).

I gas di scarico in uscita dalla turbina a gas alimentano il generatore di vapore a recupero (GVR). Il GVR è del tipo a due livelli di pressione (alta pressione [AP], e media pressione [MP]), a disposizione orizzontale rispetto al flusso dei gas di scarico della turbina a gas. Le due sezioni di scambio termico sono a circolazione naturale. Sia la sezione di AP che quella di MP sono composte rispettivamente da un economizzatore, un evaporatore ed un surriscaldatore.

Il vapore in uscita dal surriscaldatore di AP viene inviato alla sezione di alta pressione della turbina a vapore Gruppo 1. Il vapore scaricato dalla turbina di AP viene miscelato con quello uscente dal surriscaldatore di MP, inviato al risurriscaldatore del GVR e da qui inviato alla sezione di MP della turbina a vapore dove espande fino alla pressione del condensatore.

La turbina a vapore, costruita dall'Ansaldo, è del tipo a surriscaldamento e condensazione ad un solo asse e l'alternatore, costruito dalla Tecnomasio Italiana Brown-Boveri (TIBB), è del tipo a raffreddamento forzato ad idrogeno sia per il rotore sia per lo statore.

La turbina a vapore, di potenza pari a 75 MWe, con 9 stadi di alta pressione (vapore surriscaldato a 110 bar(g) e 530°C), 14 stadi di media pressione (vapore entrante a 31 bar(g) e 530°C) e 5 stadi di bassa pressione, è accoppiata ad un alternatore sincrono trifase, raffreddato ad idrogeno, di potenza apparente nominale pari a 93,75 MVA ed una tensione nominale di 13,8 kV.

Il sistema elettrico per la trasformazione dalla media alla alta tensione (MT/AT) dell'energia prodotta dal CC1 è descritto successivamente (Par. 4.4.)

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 16 di 45

La supervisione, regolazione e controllo dei gruppi è realizzata con un sistema a microprocessori costruito dall'ABB Automation (ex Elsag Bailey) del tipo INFI 90.

Il nuovo turbogas è stato realizzato da una ATI costituita da ENELPOWER – ANSALDO – FIAT su licenza SIEMENS.

In tabella sono riassunti i principali parametri di esercizio del ciclo.

<u>Caratteristiche di funzionamento del generatore di vapore a recupero</u>	
portata fumi	501,14 kg/s
temperatura fumi (in ingresso)	552 °C
temperatura fumi (in uscita)	150 °C
<u>Caratteristiche del vapore surriscaldato di alta pressione</u>	
portata	184,3 t/h
temperatura (in uscita)	531 °C
pressione (in uscita)	110 bar (a)
temperatura acqua alimento	157 °C
<u>Caratteristiche del vapore surriscaldato di media pressione</u>	
portata	32 t/h
temperatura (uscita)	310 °C
pressione (uscita)	32,7 bar (a)
temperatura acqua alimento	156 °C
<u>Caratteristiche del vapore risurriscaldato di media pressione</u> (ritorno del TV + vapore surriscaldato MP)	
portata	216,3 t/h
temperatura (in uscita)	531 °C
pressione (in uscita)	30,8 bar (a)

I fumi di scarico in uscita dal GVR sono convogliati ad un camino di altezza di 100 m dal piano campagna. Si tratta di un camino a doppia camicia con due canne metalliche concentriche di adeguato spessore opportunamente coibentato. La canna interna è destinata a contenere e guidare i fumi resistendo alle sollecitazioni termiche e chimiche; la canna esterna ha la funzione di assorbire le sollecitazioni statiche e dinamiche dovute al vento e di proteggere la coibentazione interposta. Il diametro interno del camino è pari a circa 5,6 m ed è calcolato per consentire il tiraggio necessario ed una velocità di deflusso dei fumi a 21 m/s; ad un'altezza di 80 m è installato il sistema di campionamento e l'analisi dei fumi accessibile tramite passerella raggiungibile dal GVR.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 17 di 45

### 3.3. PRODUZIONE ELETTRICA IN CICLO COMBINATO CC2 – PE2

#### INPUT

- gas naturale: circa 144.000 Sm<sup>3</sup>/h a 33 bar

#### OUTPUT

- potenza elettrica lorda: 760 MWe
- emissioni:
  - NOx: 124 kg/h
  - CO: 124 kg/h

Il Ciclo Combinato 2 (CC2) è costituito dai due turbogas Gruppo 5 e Gruppo 6 (General Electric 9FA) da 250 MWe ciascuno, accoppiati a due generatori a recupero di vapore e ad una turbina a vapore da 320 MWe nominali utilizzata per 260 MWe complessivi. La potenza elettrica complessiva del ciclo è di circa 760 MWe con un rendimento lordo pari a circa il 56%. Entrambi i Gruppi turbogas sono del tipo heavy-duty ad alto rendimento (circa 35 ÷ 37%), dotati di combustori a tecnologia Low NOx che adotta come combustibile esclusivamente gas naturale.

Le turbine a gas sono del tipo multistadio e monoalbero, costituite da cassa, rotore, statore, palettature e relativo sistema di raffreddamento. Le camere di combustione sono costituite da combustori solidali alle macchine e montati radialmente tra compressore e turbina.

Entrambi i turbogas sono dotati di un compressore a 18 stadi e di una turbina a 3 stadi; i fumi allo scarico hanno una portata di 2.286 t/h ed una temperatura di 610 °C.

Ciascun turbogas è inoltre dotato dei seguenti principali componenti ausiliari: sistema di aspirazione aria con dispositivo anti icing; sistema di alimentazione/trattamento solo gas naturale; sistema di lavaggio del compressore della turbina e relativo trattamento reflui; sistema di lubrificazione comune turbogas/alternatore; condotti di scarico fumi; sistema di gestione e controllo tipo Mark 6.

Gli alternatori accoppiati ai turbogas gruppi 5 e 6 hanno potenza apparente nominale pari a 295 MVA ciascuno, con tensione nominale di 15,75 kV. Entrambi sono raffreddati in idrogeno e collegati ad un trasformatore elevatore per l'immissione della potenza elettrica nella rete a 380 kV.

I fumi scaricati dai turbogas alla temperatura di circa 610 °C sono convogliati a due generatori di vapore a recupero (GVR) con tre livelli di pressione posti in serie a ciascun turbogas. I GVR sono del tipo ad asse orizzontale a tre livelli di pressione (AP, MP, BP). Ciascun GVR ha una produzione di vapore ad alta pressione (AP) pari a 280 t/h di vapore ad una pressione di 115 bar(g) e temperatura di 540°C, e una produzione di vapore a media pressione (MP) di 320 t/h ad una temperatura di 540 °C ad una pressione di 17 bar(g).

Il vapore generato nei GVR è inviato alla turbina a vapore Gruppo 2 per una potenzialità produttiva di circa 260 su 320 MWe disponibili. La turbina a vapore, costruita dalla Franco Tosi di Legnano (MI), è del tipo a surriscaldamento e condensazione, ad un solo asse. Si tratta di una turbina a vapore con 13 stadi di alta pressione (vapore surriscaldato a 169 bar(g) e 538°C), 10 stadi di media pressione (vapore entrante a 30 bar(g) e 538°C) e 6 stadi di bassa pressione (in doppio flusso contrapposto).

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 18 di 45

La turbina è collegata ad un alternatore sincrono trifase di potenza nominale pari a 390 MVA ed una tensione nominale di 20 kV. L'alternatore, costruito dalla Tecnomasio Italiana Brown Boveri (TIBB), è del tipo a raffreddamento forzato ad idrogeno per la parte rotorica e ad acqua demineralizzata per la parte statorica.

Alla fine del ciclo, il vapore scaricato dalle turbine è riportato alla fase liquida al condensatore.

La supervisione, regolazione e controllo dei gruppi è realizzata con un sistema a microprocessori costruito del tipo INFI 90.

I turbogas, costruiti dalla GE POWER SYSTEM, sono stati installati da ENELPOWER.

La configurazione finale (Gruppo 2 + Gruppo 5 + Gruppo 6) ha i seguenti parametri di funzionamento:

- Portata vapore totale SH	kg/s	80
- Portata vapore totale RH (BP)	kg/s	15,3
- Pressione vapore ammissione TV (SH)	bar	120
- Pressione vapore ammissione TV (RH)	bar	28,5
- Temperatura vapore ammissione TV (SH)	°C	539
- Temperatura vapore ammissione TV (RH)	°C	539
- Portata acqua alimento AP totale (GVR5+6)	kg/s	80
- Portata acqua alimento MP/BP	kg/s	22,2
- Portata di Combustibile (gas metano)	Sm <sup>3</sup> /h	144.000

I fumi in uscita da ciascun GVR, alla temperatura di circa 105 °C, sono inviati al camino in cemento armato da 200 m, all'interno del quale sono alloggiare due canne ellittiche in acciaio.

### **3.4. TRASFORMAZIONE E SMISTAMENTO ENERGIA ELETTRICA – TEE**

#### INPUT

- potenza elettrica lorda: circa 990 MWe (13 ÷ 20 kV)

#### OUTPUT

- potenza elettrica netta: circa 970 MWe (220 e 380 kV)

Il processo consiste nella trasformazione della tensione dell'energia elettrica prodotta in Centrale alle esigenze di trasporto e collegamento con la rete di trasporto nazionale.

Una parte dell'energia prodotta viene utilizzata dalla stessa Centrale per alimentare i propri sistemi elettrici MT/BT ai quali sono allacciati i servizi ausiliari degli impianti di produzione (autoconsumi).

Gli impianti per la trasformazione e lo smistamento dell'energia elettrica prodotta sono posizionati all'aperto, in corrispondenza degli edifici che ospitano le turbine a vapore e delle due aree destinate alle sottostazioni da 220 e 380 kV.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 19 di 45

I Gruppi 1, 2 e 4 sono connessi elettricamente tramite un sistema di due sbarre in parallelo a 220 kV, poste all'esterno nella sottostazione di smistamento dell'energia prodotta. La sottostazione, smista poi tramite cinque elettrodotti AEM (quattro linee verso la città di Milano e una linea verso la città di Brescia) l'energia prodotta dalla Centrale.

I Gruppi 5 e 6 sono connessi elettricamente tramite un sistema di due sbarre in parallelo a 380 kV, poste nella sottostazione Brulli Energia di smistamento dell'energia prodotta. La sottostazione, smista poi tramite un elettrodotto del tipo entra-esci di lunghezza di circa 800 metri, per il collegamento con le esistenti linee di trasporto nazionali che transito nel territorio dei Comuni di Cassano d'Adda e Truccazzano.

I montanti dei generatori delle turbine a gas e a vapore con tensione di macchina compresa tra 13 e 20 kV sono equipaggiati con gruppi interruttore/sezionatore a valle dei quali è derivato un ramo per l'alimentazione dei trasformatori principali per l'innalzamento della tensione a 220 o 380 kV.

Sono presenti ulteriori derivazioni collegate a trasformatori ausiliari per l'alimentazione delle utenze di Centrale.

Il sistema di trasformazione principale è costituito da trasformatori elevatori raffreddati ad olio, del tipo ONAN/ONAF, e installati in opportuni bacini di contenimento in caso di versamenti accidentali di olio in caso di guasti/incidenti.

Per quanto riguarda la trasformazione dell'energia elettrica prodotta dai generatori di macchina e il collegamento alle stazioni di distribuzione dell'energia alla Rete di Trasporto Nazionale (RTN), la configurazione adottata in Centrale è la seguente:

- generatore turbina a gas Gruppo 4 collegato ad un trasformatore 20/220 kV da circa 190 MVA (4T) per il collegamento alla sottostazione di distribuzione a 220 kV;
- generatore turbina a vapore Gruppo 1 collegato ad un trasformatore 13,8/220 kV da circa 100 MVA (1T) per il collegamento alla sottostazione di distribuzione a 220 kV;
- generatore turbina a gas Gruppo 5 collegato ad un trasformatore 15,75/380 kV da circa 320 MVA (5T) per il collegamento alla sottostazione di distribuzione a 380 kV;
- generatore turbina a gas Gruppo 6 collegato ad un trasformatore 15,75/380 kV da circa 320 MVA (6T) per il collegamento alla sottostazione di distribuzione a 380 kV;
- generatore turbina a vapore Gruppo 2 collegato a due trasformatori 20/220 kV da circa 190 MVA (2T1 e 2T2) per il collegamento alla sottostazione di distribuzione a 220 kV.

I trasformatori 4T, 5T e 6T sono affiancati da trasformatori a 6 kV (4TA, 5TA, 6TA) per l'alimentazione degli ausiliari dei rispettivi gruppi turbogas 4, 5 e 6.

Il collegamento con la rete di trasporto dell'energia ha luogo presso due aree all'aperto:

- l'area adibita alla stazione di smistamento a 220 kV, attigua al locale turbine a vapore e di estensione pari a circa 10.000 m<sup>2</sup>. Il collegamento è assicurato da due doppie sbarre a 220 kV e da 9 stalli, cinque dei quali alimentano altrettante linee afferenti a tre elettrodotti (uno ASM, due AEM); gli altri quattro stalli sono dedicati ai Gruppi di produzione e agli ausiliari di Centrale;
- l'area adibita alla stazione di smistamento a 380 kV, localizzata tra la cabina a 220 kV e l'ex area adibita al ricevimento e allo stoccaggio dei combustibili liquidi e di superficie pari a circa 20.000 m<sup>2</sup>. Il collegamento è assicurato da una doppia sbarra a 380 kV: due montanti

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 20 di 45

sono collegati alle linee di trasporto nazionale a 380 kV “Verderio-Ciserano”; due montanti sono dedicati ai Gruppi di produzione e agli ausiliari di Centrale. AEM ha ceduto il diritto di superficie di tale area; l’impianto è stato realizzato ed è gestito da Brulli Energia s.r.l..

Gli interruttori sono collocati in camere di interruzione inserite in contenitori isolanti chiusi ermeticamente. L’interruzione dell’arco viene ottenuta con il ricorso a esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), dotato di elevato potere dielettrico, soffiato alla pressione di 4-5 atm tra i contatti. L’SF<sub>6</sub> è stoccato in serbatoi ermetici presso la cabina all’aperto contenenti 55 kg ciascuno. Ogni stallo è completato da una serie di scaricatori di tensione impiegati per proteggere le apparecchiature elettriche dalle sovratensioni di linea.

### **3.5. GESTIONE DELLA ACQUE – GEA**

Le acque sono gestite per il loro utilizzo attraverso quattro sistemi principali:

- il sistema acque di raffreddamento, ovvero la derivazione delle acque del Canale Muzza per uso raffreddamento;
- il sistema acqua industriale e demineralizzata, ovvero l’approvvigionamento di acqua di pozzo per usi industriali e il successivo trattamento di demineralizzazione;
- il sistema di raccolta delle acque reflue (, acque bianche, oleose, acide e nere,), ovvero la raccolta e il convogliamento delle acque reflue verso i punti di scarico (acque bianche) e verso l’impianto di trattamento ITAR (oleose, acide e nere);
- il sistema di trattamento delle acque reflue, ovvero i processi chimici, fisici e biologici cui vengono sottoposte le acque reflue presso l’Impianto di Trattamento Acque Reflue (ITAR).

#### **3.5.1. Il sistema acque di raffreddamento**

Il sistema di raffreddamento operante in Centrale è caratterizzato da un sistema a ciclo aperto che preleva e restituisce le acque al canale Muzza in cui si inseriscono sostanzialmente due sistemi a ciclo chiuso che consentono l’assorbimento del surplus di calore generato dai sistemi produttivi della Centrale.

Il raffreddamento degli impianti della Centrale viene ottenuto prelevando acqua da apposite opere di presa posizionate sul Canale Muzza; l’acqua è restituita pochi metri a valle allo stesso Canale attraverso uno stramazzone posto in sponda destra a valle della traversa. È previsto anche uno scarico di emergenza da effettuarsi attraverso l’utilizzo della così detta “traversa San Bernardino” solo nel caso di lavori urgenti e straordinari sul canale, a cura dell’Ente Gestore dello stesso, che ne richiedano la messa in secca.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 21 di 45

La portata media di acqua derivata è di 14 m<sup>3</sup>/s. Le acque sono restituite con un aumento di temperatura contenuto entro i 10 °C. I prelievi necessari sono suddivisi in base alle seguenti esigenze:

- |                            |                     |                      |
|----------------------------|---------------------|----------------------|
| - per i condensatori:      | Ciclo Combinato CC1 | 3 m <sup>3</sup> /s  |
|                            | Ciclo Combinato CC2 | 10 m <sup>3</sup> /s |
| - altri sistemi ausiliari: |                     | 1 m <sup>3</sup> /s  |

### Sistemi di raffreddamento a Ciclo aperto

Il Ciclo aperto delle acque di raffreddamento risponde alle esigenze di refrigerazione dei turbogas e dei sistemi ad essi connessi, e della turbina a vapore attualmente già in funzione.

L'acqua del canale opportunamente filtrata, attraverso griglie esterne, a passo largo e tre rotanti a maglia fine, per differenza di livello arriva ad una vasca di calma e sedimentazione da dove viene aspirata da due pompe di circolazione che conducono alle varie utenze della Centrale.

Le utenze sono costituite dai circuiti chiusi nei quali l'acqua prelevata dal canale Muzza non entra mai in contatto con le acque di processo degli impianti stessi, mantenendo così inalterate le proprie caratteristiche chimiche e subendo l'esclusivo incremento di temperatura.

Le utenze del sistema di raffreddamento della Centrale sono rappresentate principalmente dai condensatori posti a valle del ciclo di produzione del vapore e dai circuiti di scambio termico a ciclo chiuso posti sui circuiti di lubrificazione.

La Centrale dispone di un sistema di controllo delle acque di raffreddamento restituite alla Muzza, facente parte del sistema di controllo degli scarichi denominato "ECOACQUE" che interessa anche il monitoraggio degli scarichi delle acque reflue di processo. Sono presenti tre postazioni di misura della temperatura: a monte delle opere di presa; sullo scarico dei condensatori (prima della restituzione al canale); sul canale (a valle di tutto l'impianto).

### 3.5.2. Il sistema acqua industriale e demineralizzata

L'acqua utilizzata proviene da un pozzo presente in Centrale.

Il sistema provvede alla produzione di acqua demineralizzata per il riempimento e il reintegro del ciclo termico del vapore, per i lavaggi dei macchinari ed il riempimento dei principali circuiti ausiliari.

L'impianto di produzione di acqua demineralizzata è costituito da due linee (A e B); le due linee sono indipendenti tra loro e vengono normalmente gestite in modo che il fine ciclo di una linea coincida con l'entrata in servizio dell'altra, così da garantire la necessaria continuità produttiva e il mantenimento dei livelli di sicurezza nel serbatoio di stoccaggio.

La potenzialità massima oraria di produzione di acqua demineralizzata è pari a circa 50 m<sup>3</sup>/h.

La sequenza delle attività che costituisce il processo è la seguente:

- scambio ionico in colonna contenente resina cationica, a letti stratificati, per il processo di decationizzazione dell'acqua di pozzo (grezza);
- torre degassante sotto vuoto per la rimozione di ossigeno e anidride carbonica dall'acqua cationizzata;

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 22 di 45

- scambio ionico in colonna contenente resina anionica, a letti stratificati, per il processo di deanonizzazione dell'acqua in uscita dal degassatore;
- scambio ionico in colonna a letto misto contenente resina anionica e cationica per l'affinamento del processo e la rimozione di eventuali ulteriori presenze in tracce di ioni indesiderati.

Al termine di ciascun ciclo produttivo le Unità di scambio ionico della linea vengono poste in fase di rigenerazione. L'unità di letto misto può trattare, ad ogni ciclo, fino a 20.000 m<sup>3</sup> di acqua. La fase di rigenerazione delle resine cationiche e anioniche viene effettuata rispettivamente con acido cloridrico e soda caustica alla concentrazione prestabilita in modo da ripristinare la efficienza di scambio delle resine. Al termine di questa fase la linea viene posta in stand-by.

L'acqua demineralizzata prodotta viene stoccata in un serbatoio da 1.000 m<sup>3</sup>. Tale serbatoio di stoccaggio è dotato di una membrana di tenuta che consente all'acqua di evitare il contatto con l'atmosfera. Il serbatoio è inoltre dotato di un serpentino di riscaldamento per il periodo invernale.

### 3.5.3. Sistema di raccolta acque reflue

L'intera Centrale è servita da un sistema di reti interrato, fisicamente separate tra loro, di seguito descritto:

- fognatura "acque oleose": raccoglie le acque meteoriche e di lavaggio provenienti da aree soggette a potenziali versamenti di oli lubrificanti, isolanti o combustibili (gasolio). Tale rete drena anche le superfici coperte potenzialmente soggette a versamenti;
- fognatura "acque acide": raccoglie le acque meteoriche e di lavaggio provenienti da zone in cui possono verificarsi fuoriuscite o perdite dal ciclo termodinamico. La rete raccoglie inoltre le acque generate dalla rigenerazione delle resine del ciclo di demineralizzazione e dalle operazioni di lavaggi apparecchiature;
- fognatura "acque bianche": raccoglie le acque meteoriche della Centrale. Per le aree asservite agli impianti di produzione è operante un sistema di raccolta delle acque di prima pioggia;
- fognatura "acque nere": raccoglie le acque dei servizi igienici della centrale.

### 3.5.4. Cicli di trattamento acque

Le reti delle acque oleose, acida, nere e di prima pioggia, recapitano all'impianto di trattamento (ITAR) presente in Centrale. Tale impianto è dimensionato per una portata massima di 80-90 m<sup>3</sup>/ora.

Le **acque oleose** sono sottoposte a trattamenti fisici di disoleazione per separazione gravimetrica. La prima separazione avviene in una vasca di accumulo di circa 1.000 m<sup>3</sup> e il processo si completa in successive vasche API. Gli oli recuperati vengono inviati ad appositi serbatoi di raccolta mentre le acque vengono inviate al serbatoio delle acque acide.

Le **acque nere** subiscono un preventivo trattamento biologico a fanghi attivi e vengono quindi immesse nel serbatoio di accumulo delle acque acide. I fanghi estratti sono trasferiti al neutralizzatore o al chiarificatore dell'impianto chimico.

Le **acque acide** o alcaline sono sottoposte a trattamenti chimici di neutralizzazione. Dalla vasca di accumulo di circa 1.500 m<sup>3</sup>, vengono trasferite alle vasche di neutralizzazione primaria e secondaria dove viene corretto il pH con una soluzione di latte di calce con la conseguente formazione di

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 23 di 45

fanghi. Segue la chiarificazione dove per sedimentazione vengono separati i fanghi, mentre le acque sono sottoposte alla ulteriore correzione finale del pH mediante anidride carbonica. I fanghi raccolti dalle vasche di sedimentazione vengono avviati al filtropressa per la fase di ispessimento e disidratazione. Un container scarrabile raccoglie i fanghi prodotti che vengono poi periodicamente smaltiti.

Tutte le acque provenienti dalle varie sezioni dell'impianto di trattamento vengono inviate alla vasca finale di miscelazione dove viene eseguito un primo controllo qualitativo.

Il sistema di monitoraggio, costituito da una cabina di campionamento ed analisi, misura i seguenti parametri: torbidità; pH; conducibilità; ossigeno disciolto; oli. Inoltre, sono presenti due punti di misura sul circuito delle acque di raffreddamento (uno sulla Muzza a monte delle opere di presa e l'altro subito prima della restituzione) e due relativi all'impianto di trattamento delle acque reflue (uno prima dello scarico dal depuratore – "vasca trappola" – e l'altro sulla Muzza, a valle dello scarico). Nel caso in cui i parametri misurati nella "vasca trappola" risultassero al di fuori dei limiti consentiti, è possibile intercettare lo scarico e ricircolare le acque a monte dell'impianto di trattamento. In caso di "fuori esercizio" dell'impianto di depurazione è prevista la possibilità di accumulo delle acque in una vasca che ha la capacità sufficiente per accogliere gli afflussi di almeno tre giorni di esercizio.

Per le acque di raffreddamento prelevate e restituite al Canale Muzza e per le acque bianche provenienti da zone di impianto non soggette a potenziale contaminazione (oli, reagenti, ecc.) non è previsto alcun trattamento.

In sintesi, gli scarichi idrici della Centrale che recapitano nel Canale Muzza sono:

- lo scarico principale delle acque reflue depurate;
- lo scarico delle acque di raffreddamento;
- i tre scarichi delle acque meteoriche non sottoposte a trattamento.

Inoltre, sono presenti due scarichi di emergenza utilizzabili nel caso di lavori urgenti e straordinari a cura dell'Ente gestore del Canale che ne richiede la messa in secca:

- uno scarico di emergenza delle acque reflue depurate nel Canale Muzza a monte della traversa San Bernardino;
- uno scarico di emergenza delle acque di raffreddamento nel Fiume Adda attraverso la traversa San Bernardino.

### **3.6. MANUTENZIONE – MAN**

Rientrano in tale ambito le attività correlate alla programmazione, all'esecuzione e al controllo di tutti i lavori di manutenzione degli impianti connessi alla produzione, sia che siano eseguiti da personale AEM coerentemente da quanto dettato dalle procedure aziendali, sia da personale degli appaltatori nel rispetto degli impegni tecnici e amministrativi stabiliti negli appositi contratti, in funzione della politica qualità/ambiente/sicurezza stabilita dalla Direzione e dalle normative vigenti.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 24 di 45

Le attività di manutenzione sono rivolte ad assicurare la continua capacità del processo produttivo.

Nell'ambito della Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda le attività di manutenzione sui componenti, le apparecchiature e i sistemi degli impianti possono suddividersi in:

- **manutenzione meccanica**, il cui campo d'azione comprende: opere civili (basamenti, fondazioni e scavi, cunicoli, sbancamenti e bonifiche di terreni; rimozioni e demolizioni; reti fognarie; protezioni passive antincendio; rilievi e indagini geognostiche e geotecniche) e opere meccaniche (tubazioni, reti di distribuzione di fluidi, vapori e valvole in genere; supporti rigidi/a molla, guide; bocchelli, pozzetti per prese di temperatura, sfiati e drenaggi; rete impianti antincendio; coibentazioni e verniciature; ventilatori, pompe e altre apparecchiature meccaniche; serbatoi, vasche, recipienti, scambiatori, filtri e componenti meccanici in genere; turbine macchine, componenti di caldaie, ecc.);
- **manutenzione elettrica**, il cui campo d'azione comprende: macchine statiche e rotanti e motori elettrici; sottostazione elettrica; reti di alimentazione e distribuzione energia elettrica, reti di illuminazione e f.m., sistemi in c.c.; componentistica e apparecchiature di potenza e protezione; tracciature elettriche e impianti di riscaldamento elettrici; reti di terra e di protezione contro le scariche atmosferiche;
- **manutenzione automazione e strumenti**, il cui campo d'azione comprende: sistemi di supervisione, regolazione e controllo; sistemi a microprocessori locali e centralizzati; componenti elettronici registratori e tessere di sala manovra; reti e sistemi di monitoraggio ambientale; quadri di strumentazione locali e centrali; primari e secondari di strumentazione e trasduttori di misura; reti e materiali elettrostrumentali in genere.

Inoltre, è presente una Unità di Programmazione Manutenzione a supporto delle suddette unità specialistiche.

Periodicamente sono effettuate attività di ispezione degli impianti in modo di prevenire guasti che potrebbero danneggiare le macchine, prevedendo per tempo una adeguata manutenzione in funzione dell'ottimizzazione dei tempi e dei costi. Tale attività predittiva è programmata ed inserita nel programma pluriennale di manutenzione della Centrale, identificando i componenti interessati e la frequenza di esecuzione. Le attività di manutenzione hanno cicli variabili a seconda della parte di impianto interessata e a secondo delle disposizioni dei costruttori, possono andare dalla frequenza semestrale/annuale per le manutenzioni ordinarie fino a periodi di più anni per interventi più consistenti, quali ad esempio il rifacimento o l'adeguamento di porzioni di impianto.

Le attività di manutenzione sono organizzate in accordo a:

- piano pluriennale di manutenzione programmata;
- richieste di lavoro di tipo accidentale;
- programma preventivamente stabilito per gli investimenti e le modifiche migliorative di carattere ambientale e di sicurezza;
- lavori di spianto;
- supporto per attività in carico ad altre Unità organizzative della Centrale.

Nell'ambito della manutenzione preventiva e programmata rientrano le attività di manutenzione eseguite a intervalli predeterminati o secondo criteri e programmi volti a ridurre le probabilità di guasto e il degrado degli impianti. Vi fanno parte inoltre azioni ispettive agli impianti con ripristino

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 25 di 45

delle funzioni previste, predisposizioni per nuovi assetti di rete, semplici interventi manutentivi nell'ambito della funzionalità degli impianti.

Nell'ambito della manutenzione correttiva e su guasto rientrano le attività di manutenzione eseguite a seguito di rilevazioni di avarie e disservizi, volte a riportare gli impianti nella condizione di funzionamento richiesto.

L'unità organizzativa di manutenzione si avvale, tramite la stipula di contratti specifici, del personale di costruttori o di ditte specializzate nel caso di lavori complessi e articolati di grosso impegno in termini tecnici e di tempo, delle revisioni di grossi macchinari tipici del costruttore, e delle attività specifiche su componenti/sistemi tecnologicamente complessi (i.e. Sistema di Monitoraggio delle Emissioni, SME) o sistemi di importante rilevanza ai fini del rispetto delle norme di legge (i.e. sistema antincendio).

Per i restanti lavori di manutenzione accidentale e/o programmata l'unità di manutenzione, ad integrazione e supporto delle attività svolte dal proprio personale, si avvale di appositi contratti di servizi di durata pluriennale.

Per quanto riguarda l'assegnazione dei lavori di manutenzione in appalto, l'unità di manutenzione in accordo con l'unità di Approvvigionamento individua, ove possibile, le caratteristiche e le competenze tecniche delle ditte esterne anche per ciò che attiene a comportamenti "ambientali" (rischi specifici dell'ambiente di lavoro, misure di prevenzione e protezione da adottare dall'appaltatore per l'esercizio dei lavori, gestione dei rifiuti, ecc.). In particolare è previsto che venga verificato in campo che:

- l'appaltatore smaltisca direttamente i rifiuti prodotti o conferisca gli stessi negli appositi contenitori predisposti da AEM;
- in caso di allestimento di un'area cantiere all'interno della Centrale, da parte dell'appaltatore, vengono indicati da AEM gli eventuali punti di interfaccia per acqua, scarichi, aria, ecc., affinché l'appaltatore possa allestire ordinatamente e nel rispetto della normativa vigente il proprio cantiere;
- l'appaltatore sia in possesso delle schede di sicurezza dei prodotti chimici presenti nell'area di lavoro;
- nel corso dei lavori, vengano mantenute condizioni di igiene e sicurezza nell'area di lavoro assegnata all'appaltatore;
- in fase di collaudo vengano eseguite prove idrauliche e di tenuta per accertare l'assenza di perdite di fluidi (i.e. olii).

Vista la pluralità e differenziazione delle attività di manutenzione condotte presso la Centrale, attraverso l'analisi del piano pluriennale di manutenzione, le interviste con i responsabili delle aree di manutenzione precedentemente descritte e l'analisi dei dati fisici di interesse ambientale contabilizzati, è stata svolta l'analisi degli aspetti ambientali correlati a tali attività. Gli aspetti ambientale individuati sono la produzione di rifiuti e di reflui destinati all'impianto di trattamento delle acque. Tra i principali rifiuti prodotti: diverse tipologie di materiali filtranti (camera filtri turbogas, materiale filtrante alternatori), olii lubrificanti e dielettrici esausti sostituiti quando i cicli di rigenerazione non sono più sufficienti a garantire le proprietà chimico-fisiche richieste agli olii, batterie e lampade esauste, i rottami derivanti dagli spianti di impianti dismessi.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 26 di 45

### 3.7. GESTIONE DEI RIFUTI – GER

La completa conversione del processo produttivo alla tecnologia dei cicli combinati ha comportato l'annullamento della produzione di rifiuti pericolosi generati dall'utilizzo di combustibili liquidi (olio combustibile), quali le ceneri residue separate dai fumi negli elettrofiltri. Ad oggi, la produzione di rifiuti strettamente legata all'esercizio degli impianti è limitata ai residui delle operazioni di filtrazione delle acque di raffreddamento derivate dal Canale Muzza e ai fanghi residui prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue. La quota più significativa dei restanti rifiuti prodotti in Centrale è generata dalle operazioni di manutenzione degli impianti: tale produzione è minimizzata attraverso l'ottimizzazione dei cicli di manutenzione annuali e pluriennali.

Su tutti i rifiuti prodotti in Centrale è verificata la possibilità di recupero.

I rifiuti prodotti presso la Centrale sono gestiti secondo le modalità operative previste dalla Procedura Operativa PO3519. In ogni fase della gestione è assolutamente vietata la miscelazione di rifiuti con caratteristiche diverse tra loro.

La gestione dei rifiuti si articola nelle seguenti fasi:

- produzione e classificazione
- raccolta, imballaggio, pesatura ed etichettatura
- movimentazione interna e deposito temporaneo
- conferimento a terzi
- registrazioni e comunicazioni.

#### 3.7.1. Produzione e classificazione

I rifiuti prodotti presso la Centrale sono classificabili come segue:

- assimilabili agli urbani non pericolosi,
- speciali non pericolosi,
- speciali pericolosi.

I rifiuti speciali pericolosi sono a loro volta assoggettati o meno alle norme ADR.

Presso la Centrale è attuata la raccolta differenziata di vetro, plastica, lattine, umido, carta e secco attraverso contenitori e cassonetti di tipo civile diversamente colorati e dislocati in aree opportune.

Per quanto riguarda le principali attività di provenienza, il processo principale di produzione di energia elettrica da gas naturale non è caratterizzato dalla produzione di rifiuti qualitativamente e/o quantitativamente significativi.

I rifiuti sono prodotti principalmente dalle attività di manutenzione e dai processi di supporto al processo principale. In particolare, la fase di Gestione delle acque (GEA) genera rifiuti vegetali dalla filtrazione delle acque derivate dal Canale Muzza a scopo raffreddamento e fanghi dal trattamento delle acque reflue.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 27 di 45

Le quantità più significative di rifiuti sono prodotti dalle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, comprese le attività di realizzazione di nuove componenti di impianto e/o dismissione di componenti dismesse.

Per l'elenco esaustivo delle tipologie di rifiuti prodotte presso la Centrale si veda la Tabella B.11.2.

### 3.7.2. Raccolta, imballaggio, pesatura ed etichettatura

I rifiuti prodotti vengono raccolti in funzione della tipologia in contenitori atti a salvaguardare l'ambiente sia durante le fasi movimentazione e deposito temporaneo presso la Centrale, sia durante la fase di carico per lo smaltimento a cura di appaltatori autorizzati. A tal scopo sono utilizzati: cassonetti per RSU e raccolta differenziata, cassonetti per la raccolta dei residui di lavorazione, fusti o autobotte, cassoni scarrabili dedicati o sfusi.

I fusti, del tipo metallici con coperchio a baionetta e guarnizione, sono dislocati in aree delimitate con tutte le precauzioni atte ad eliminare eventuali inquinamenti. L'area di raccolta è opportunamente segnalata con un cartello che indica lo stato di "punto di prima raccolta" dovuto a lavori in corso. Nello stesso contenitore sono raccolti esclusivamente rifiuti di tipologia omogenea. In seguito i fusti vengono sigillati, trasportati per la relativa pesatura (per singoli fusti o per lotti omogenei), etichettati e trasportati e depositati presso le aree appositamente attrezzate in Centrale. I fusti contenenti rifiuti pericolosi, prima dello stoccaggio nell'area adibita, vengono identificati con etichette autoadesive soddisfacenti i requisiti della normativa ADR. Si provvede alla registrazione del carico sull'apposito registro.

Per i rifiuti raccolti in cassoni o cassonetti di tipo civile, tutti i contenitori sono identificati con cartello segnaletico riportante il codice CER e la descrizione del tipo di rifiuto. Si tratta di cassoni del tipo scarrabile da 18/20 metri cubi, dislocati in aree predefinite. Le unità di Centrale competenti provvedono a sostituire i contenitori quando sono pieni. In considerazione della oggettiva difficoltà ad effettuare pesature dei rifiuti stoccati nei cassoni, si effettuano il peso del rifiuto è stimato dai volumi in essi contenuti.

Per i rifiuti sfusi (rottami ferrosi misti, rottami alluminio, rottami rame, rottami cavi PVC, rottami apparecchiature elettriche, ecc.) sono individuate aree di raccolta predefinite individuate in funzione del servizio richiesto e del tipo di rifiuto.

### 3.7.3. Movimentazione interna e deposito temporaneo

Per ciò che riguarda i fusti, la movimentazione è eseguita direttamente da personale di Centrale a seguito della richiesta di smaltimento rifiuti per le operazioni necessarie alla pesatura e al trasporto all'area di deposito adibita.

I fusti contenenti i rifiuti sono depositati (dopo le operazioni di registrazione del modulo "RICHIESTA DI SMALTIMENTO RIFIUTI", etichettatura del singolo fusto e di pesatura del lotto omogeneo del rifiuto) nelle aree adibite a tale scopo. L'area denominata "deposito temporaneo rifiuti speciali" è recintata e segregata con cancelli per limitarne l'accesso. Per quanto riguarda i cassoni, la movimentazione è eseguita con mezzi idonei direttamente dell'appaltatore.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 28 di 45

#### 3.7.4. Conferimento a terzi

All'atto dell'avvio dei rifiuti infustati allo smaltimento, personale interno della Centrale provvede a verificare che i mezzi degli appaltatori che effettuano il trasporto siano autorizzati e a verificare che il trasportatore sia in possesso delle schede ADR e in caso contrario consegnare copia delle schede.

Per i rifiuti posti in cassoni e sfusi lo smaltimento viene effettuato in conformità con i contratti di appalto stipulati con gli appaltatori stessi.

Al momento dell'avvio del rifiuto allo smaltimento si provvede a registrare lo scarico sull'apposito registro e a compilare il formulario di identificazione.

#### 3.7.5. RegISTRAZIONI e comunicazioni

Le registrazioni e comunicazioni inerenti la gestione dei rifiuti prodotti presso la Centrale avvengono in conformità a quanto stabilito dalle leggi vigenti. In particolare:

- denuncia dei rifiuti: presentazione annuale del detentore;
- registri di carico/scarico: compilazione con cadenza almeno settimanale, su registro e su foglio elettronico, per determinare le quantità stoccate e avviate allo smaltimento;

formulari di identificazione: compilazione a cura del detentore in coerenza con i registri di scarico. Il detentore ne trattiene una copia e verifica che entro tre mesi dalla data di emissione sia stata ritornata la copia comprovante l'avvenuta consegna allo smaltitore finale; in caso contrario verrà immediatamente messa in atto la prassi per inviare le opportune comunicazioni agli Enti competenti.

### 3.8. TELERISCALDAMENTO - TLR

È attiva e in fase di progressivo sviluppo la rete di teleriscaldamento (TLR) alimentata da una centrale di scambio termico installata all'interno della Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda e che recupera calore dal ciclo termoelettrico.

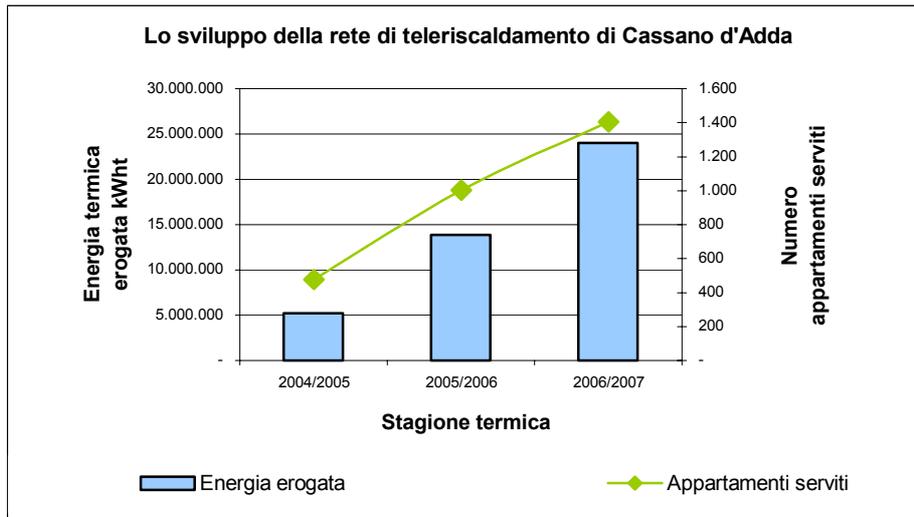
Il recupero del calore è possibile attraverso spillamenti di vapore a bassa entalpia sia dalla turbina a vapore del CC1 (turbina a vapore Gruppo 1) sia dalla turbina a vapore del CC2 (turbina a vapore Gruppo 2). Lo scambio termico tra il vapore spillato e l'acqua di ritorno del circuito del teleriscaldamento avviene in una centrale di scambio dedicata. In seguito allo scambio, il vapore condensato rientra nel ciclo al degasatore (se spillato dalla turbina a vapore Gruppo 2), oppure scaricato all'impianto di trattamento delle acque reflue ITAR (se spillato dalla turbina a vapore Gruppo 1).

Le temperature di mandata e ritorno dell'acqua calda del circuito del teleriscaldamento sono rispettivamente di 65 e 100 °C.

I due sistemi di alimentazione del teleriscaldamento sono di riserva uno all'altro; in condizioni "normali" il teleriscaldamento viene alimentato dagli spillamenti di vapore dalla turbina Gruppo 1. In caso di emergenza (fermo di entrambi i gruppi a vapore) il circuito del teleriscaldamento può essere alimentato dalla caldaia ausiliaria a gas naturale presente in Centrale.

Nella stagione termica 2005-2006 erano allacciati 1.000 appartamenti e 26 enti ed esercizi pubblici, per un totale di circa 18 MW<sub>t</sub> di potenza installata all'utenza.

Il progetto di teleriscaldamento è stato approvato dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas (AEEG) ai fini del rilascio dei titoli di risparmio energetico (Certificati bianchi) ex DM 20 luglio 2004.



### 3.9. PRODUZIONE ENERGETICA AUSILIARIA E DI EMERGENZA - PEA

In Centrale sono presenti diversi sistemi per l'approvvigionamento di energia elettrica e termica in condizioni di anomalia (avviamento) e/o di emergenza. In particolare si tratta di:

- n. 1 caldaia ausiliaria (rif. schemi a blocchi AUX), alimentata a gas naturale, necessaria per l'avviamento dei gruppi termoelettrici e per l'alimentazione del teleriscaldamento in caso di disservizio contemporaneo dei gruppi a vapore 1 e 2. Attualmente, è installata una caldaia a gas naturale (Del Monego D/CL2), di potenza termica nominale pari a circa 20 MW<sub>t</sub>; in sostituzione dell'attuale è prevista l'installazione di una nuova caldaia di potenza termica nominale di circa 30 MW<sub>t</sub> per l'adeguamento alle esigenze della Centrale nel nuovo assetto (CC1 + CC2 potenziato). Le due caldaie saranno contemporaneamente presenti fino a che non sarà collaudata e verificato il corretto funzionamento della nuova installazione, cui seguirà lo smantellamento della caldaia attualmente esistente da circa 20 MW<sub>t</sub>. La caldaia, di costruzione DEL MONEGO, è stata messa in servizio nel 1987.
- n. 3 generatori di servizio e/o emergenza (rif. schemi a blocchi DG1, DG2, DG3), di cui:
  - n. 2 (DG1 e DG2) motori diesel da 530 kW<sub>e</sub> (Isotta Fraschini ID36SS8V)
  - n. 1 (DG3) motore diesel da 1.150 kW<sub>e</sub> (Mitsubishi S12R-PTA2)
- n. 2 motopompe antincendio diesel da 880 kW<sub>e</sub> (Cummins KTA50).

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 30 di 45

Inoltre, la Centrale può essere alimentata dall'energia elettrica in ingresso:

- dalla cabina ENEL da 15 kV;
- dalle linee della Rete di Trasporto Nazionale (RTN). La quota di energia acquistata e utilizzata è misurata dagli stessi contatori per la misura dell'energia elettrica netta prodotta dalla Centrale e immessa in rete (contatori bidirezionali).

### 3.10. SERVIZI GENERALI – SEG

In questa fase sono comprese le attività a supporto delle fasi precedentemente descritte e le attività comuni condotte presso la Centrale quali la pulizia degli edifici, la manutenzione del verde, ecc.

## 4. BILANCIO ENERGETICO – EMISSIVO

L'assetto energetico della Centrale è il seguente:

	Potenza termica entrante con i combustibili MWt	Rendimento lordo %	Potenza elettrica TOTALE MWe	Potenza termica dissipata nell'ambiente MWt
Unità 4 turbogas 155 MW <sub>e</sub> in ciclo combinato con la turbina della Unità 1	443	52	230	213
Unità 5 e 6 turbogas da 250 MW <sub>e</sub> ciascuna in ciclo combinato con la turbina della Unità 2	1.357	56	760	597
<b>TOTALE di CENTRALE (CC 1 + CC 2)</b>	<b>1.800</b>	<b>55%</b>	<b>990</b>	<b>810</b>

L'energia dissipata nell'ambiente può essere suddivisa nelle seguenti quote:

- il 22,3 dell'energia entrante con il combustibile è dissipata con le acque di raffreddamento ai condensatori;
- il 12,6% dell'energia entrante con il combustibile è dissipata con i fumi al camino;
- il 10,1% dell'energia entrante con il combustibile è dissipata in altre forme.

Di seguito viene presentato il bilancio energetico-emissivo del ciclo produttivo. Il bilancio è calcolato considerando:

- l'ipotesi di funzionamento dell'impianto a regime per 7.500 heq/a;
- i limiti emissivi prescritti dal DM MAP del 2004 a due anni dalla messa a regime del turbogas Gruppo 6;
- i limiti emissivi della Delibera della Giunta della Regione Lombardia del 28 giugno 2004, n. VII/17989 applicabili ai turbogas di potenza termica maggiore a 300 MWt dal 31 dicembre 2008.



**AEM SPA**

**AREA PRODUZIONE**

Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

Data: 15.09.2006

Foglio 31 di 45

La progettazione del turbogas Gruppo 6 ha previsto l'installazione di bruciatori ad elevate prestazioni ambientali che garantiscono il rispetto del limite orario di 30 mg/Nm<sup>3</sup> fin dalla sua installazione; nel 2007 è prevista la sostituzione dei bruciatori del turbogas del Gruppo 5 con bruciatori analoghi a quelli installati sul Gruppo 6 (NO<sub>x</sub> < 30 mg/Nm<sup>3</sup>); entro il 2008 sono previsti ulteriori interventi di adeguamento sul turbogas Gruppo 4.

		CICLO COMBINATO 1	CICLO COMBINATO 2	TOTALE CENTRALE
Potenza elettrica lorda	MW	230	760	990
Potenza elettrica TG	MW	155	500	655
Rendimento elettrico TG	%	0,35	0,36	-
Rendimento elettrico lordo	%	0,52	0,56	0,55
Potenza termica installata	MW	443	1.357	1.800
Consumo ausiliari	%	0,02	0,02	0,02
Consumo ausiliari	MW	4,6	15,2	19,8
Potenza elettrica netta	MW	225	745	970
Rendimento elettrico netto	%	51	55	54
Portata gas metano	Sm <sup>3</sup> /h	46.165	144.781	190.946
Energia elettrica	MWhe/a	1.725.000	5.700.000	7.425.000
Ore equivalenti GN	h/a	7.500	7.500	7.500
Gas naturale	Sm <sup>3</sup> /a	346.237.500	1.085.857.500	1.432.095.000
Gas naturale	MWh/a	3.322.221	10.419.029	13.741.250
Fumi secchi 15% O <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	1.305.546	4.094.407	5.399.953
<b>Consumi specifici di combustibile</b>	tep/MWhe	0,166	0,157	0,159
<b>Emissioni specifiche</b>				
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	0	0	-
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	30	30	-
PTS	mg/Nm <sup>3</sup>	0	0	-
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	30	30	-
<b>Fattori di emissione</b>				
SO <sub>2</sub>	g/kWhe	0	0	0
NO <sub>x</sub>	g/kWhe	0,17	0,16	0,16
PTS	g/kWhe	-	0	0
CO	g/kWhe	0,17	0,16	0,16
CO <sub>2</sub>	g/kWhe GN	388	361	368
<b>Emissioni totali</b>				
SO <sub>2</sub>	t/a	0	0	0
NO <sub>x</sub>	t/a	294	921	1.215
PTS	t/a	0	0	0
CO	t/a	294	921	1.215
CO <sub>2</sub>	t/a	669.300	2.057.700	2.728.894

*I fattori emissivi di CO<sub>2</sub> prodotta per unità di combustibile utilizzati è pari a 56.100 g/GJ per il GN*

 <b>AEM SPA</b>	<b>AREA PRODUZIONE</b>	
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002	
	Rev.: 0 Data: 15.09.2006	
Foglio 32 di 45		

#### 4.1. CONSUMI ED EMISSIONI NEI PERIODI DI ESERCIZIO TRANSITORIO DEGLI IMPIANTI

Per l'esercizio delle turbine a gas Gruppi 4, 5 e 6 la condizione di avviamento è definita dalla presa di carico graduale della turbina fino al raggiungimento del minimo tecnico, ovvero del carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime. Al di sopra del minimo tecnico la potenza di generazione è modulata in funzione della richiesta di carico.

Il minimo tecnico dichiarato per ciascun turbogas è riportato in tabella:

TURBOGAS	POTENZA ELETTRICA NOMINALE	MINIMO TECNICO	
	MWe	MWe	%
Gruppo 4	155	105	67,7%
Gruppo 5	250	130	52,0%
Gruppo 6	250	90	36,0%

Al di sotto del minimo tecnico i valori di concentrazione di emissione sono esclusi dal calcolo delle medie per la valutazione del rispetto dei limiti.

Un'indicazione dell'andamento della concentrazione degli inquinanti emessi coi fumi al variare del carico di generazione tra il minimo tecnico e la potenza nominale è rappresentato per ciascun gruppo turbogas nei grafici seguenti. A titolo di esempio sono stati utilizzati i dati di emissione e potenza di un giorno rappresentativo dell'esercizio della Centrale (6 settembre 2006).

Dai grafici si può desumere che:

- per quanto riguarda il CO:
  - i valori massimi di emissione si registrano durante la presa di carico dei gruppi;
  - quando il carico è massimo e costante la concentrazione di CO è nulla;
- per quanto riguarda gli NO<sub>x</sub>:
  - per il turbogas Gruppo 5 i massimi valori di concentrazione nei fumi si registrano ai massimi carichi;
  - per i turbogas Gruppi 4 e 6 i massimi valori di concentrazione nei fumi si registrano durante l'esercizio al minimo tecnico e diminuiscono quando è raggiunto il massimo carico.

In tutte le condizioni è garantito il rispetto del limite orario alle emissioni.



**AEM** SPA

## AREA PRODUZIONE

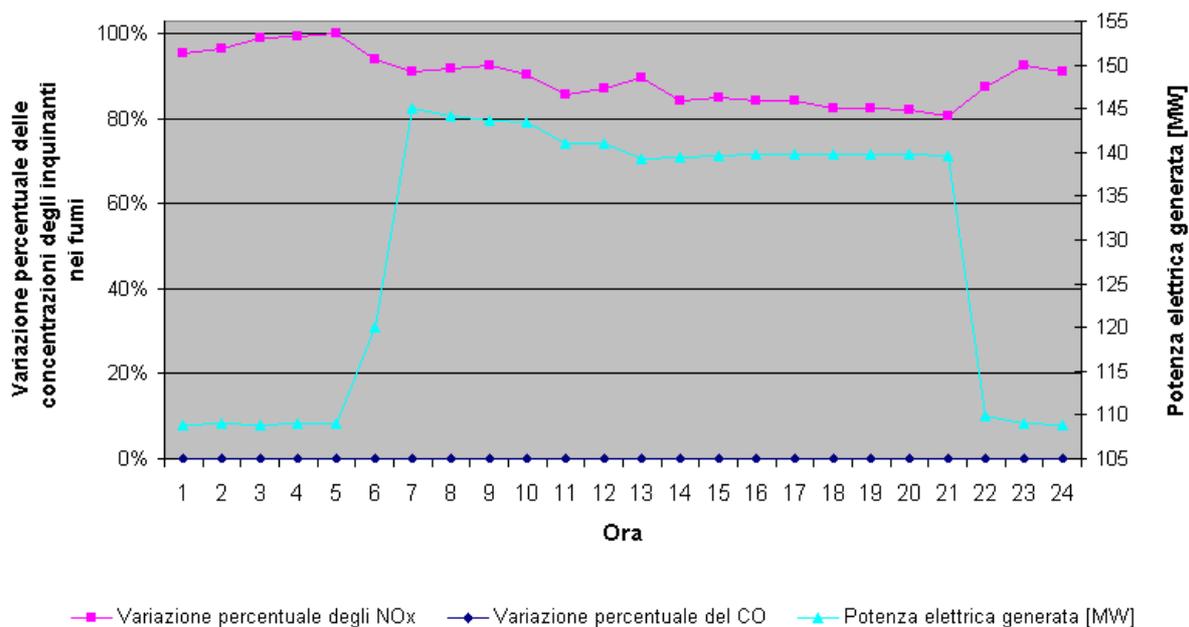
Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

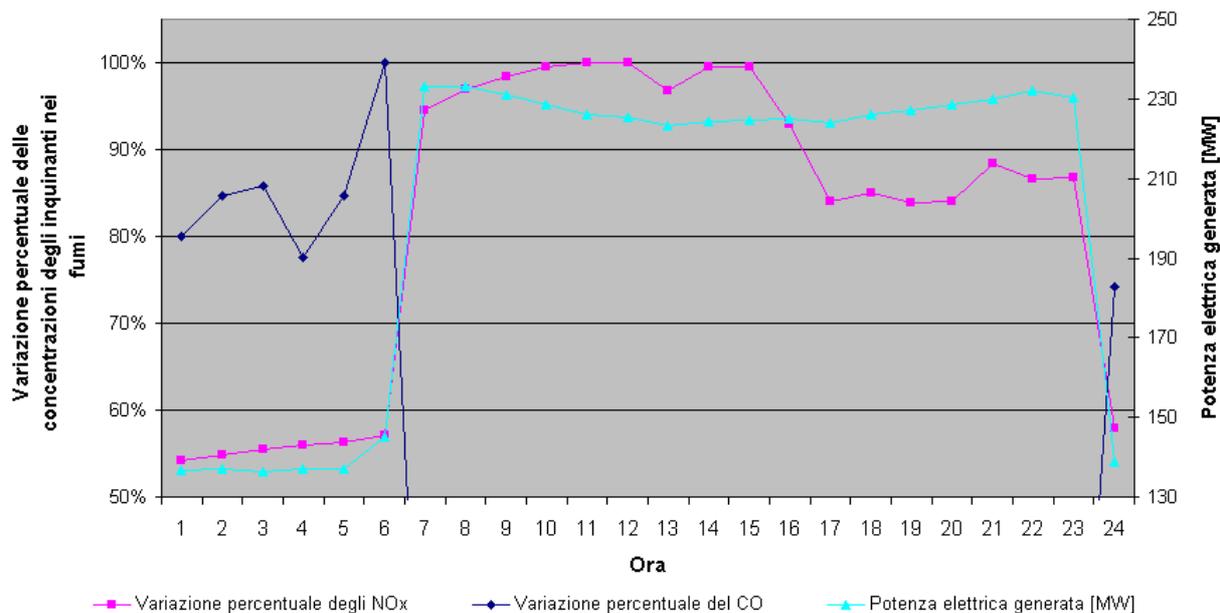
Data: 15.09.2006

Foglio 33 di 45

**TURBOGAS GR4 - Emissioni del 06/09/2006**



**TURBOGAS GR5 - Emissioni del 06/09/2006**





**AEM** SPA

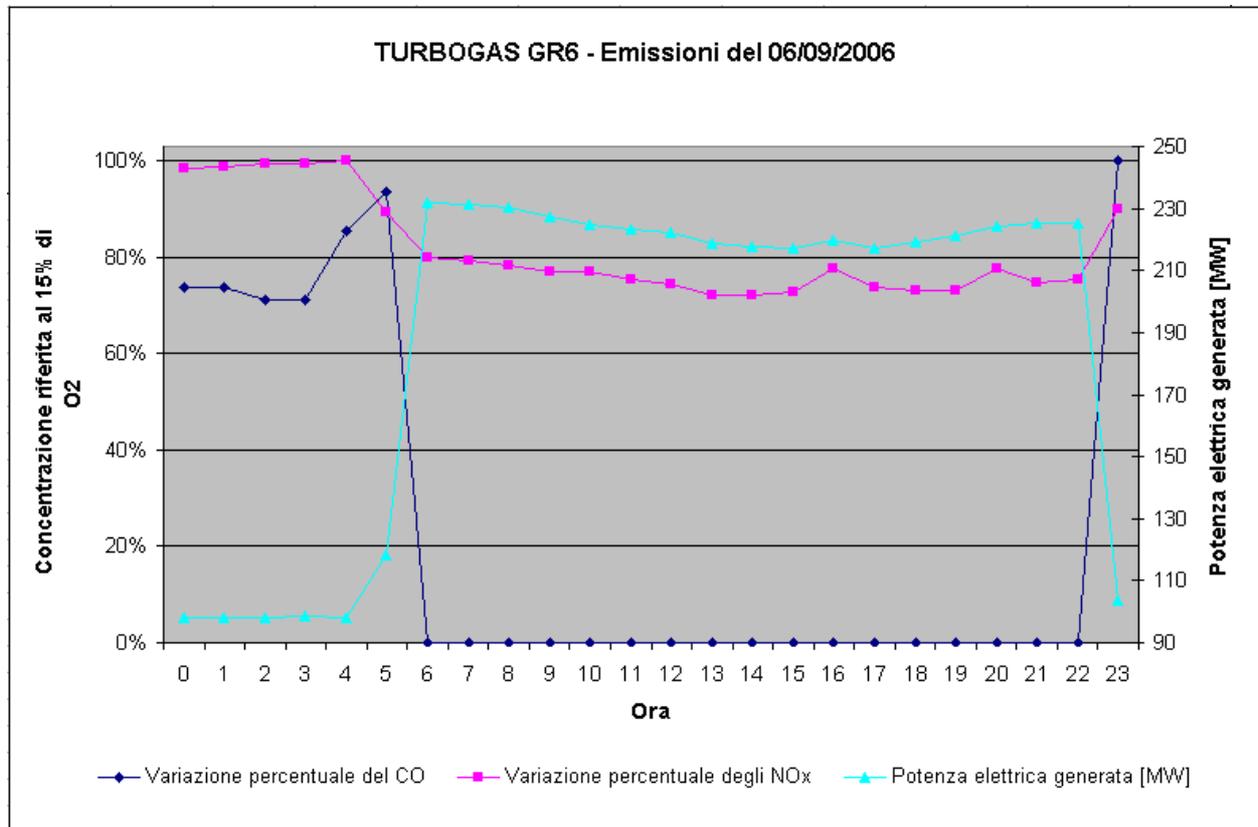
## AREA PRODUZIONE

Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

Data: 15.09.2006

Foglio 34 di 45



Per quanto riguarda il consumo specifico, si tratta di un parametro della misura dell'efficienza dell'impianto che dipende da un elevato numero di variabili sia ambientali (temperatura, pressione e umidità dell'aria) sia di esercizio (modalità di conduzione della Centrale, pressione al condensatore, ecc.). La correlazione tra consumo specifico e carico di esercizio del ciclo combinato risulta quindi di interpretazione complessa e, in generale, si può affermare che:

- i valori massimi di consumo specifico si registrano al minimo tecnico e diminuiscono con la progressione del carico di esercizio;
- tra le due condizioni di esercizio, la variazione media del consumo specifico è generalmente contenuta entro il 10%.

Il consumo specifico di Centrale è ponderato sulla base della ripartizione tra le ore di minimo e massimo carico di ciascun ciclo e della rispettiva produzione energetica.



**AEM** SPA

**AREA PRODUZIONE**

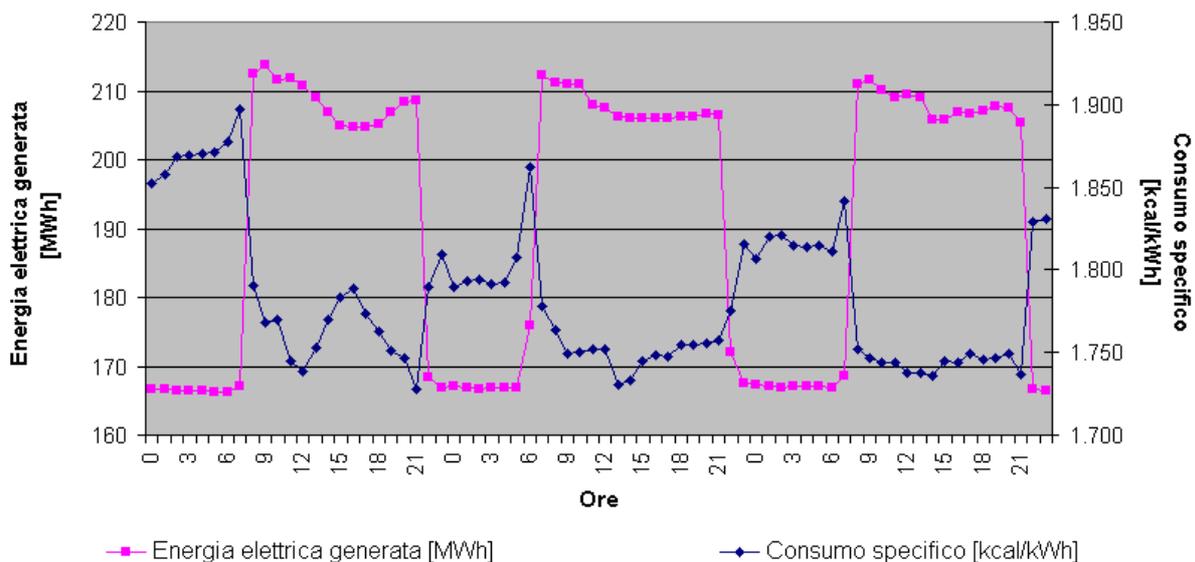
Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002

Rev.: 0

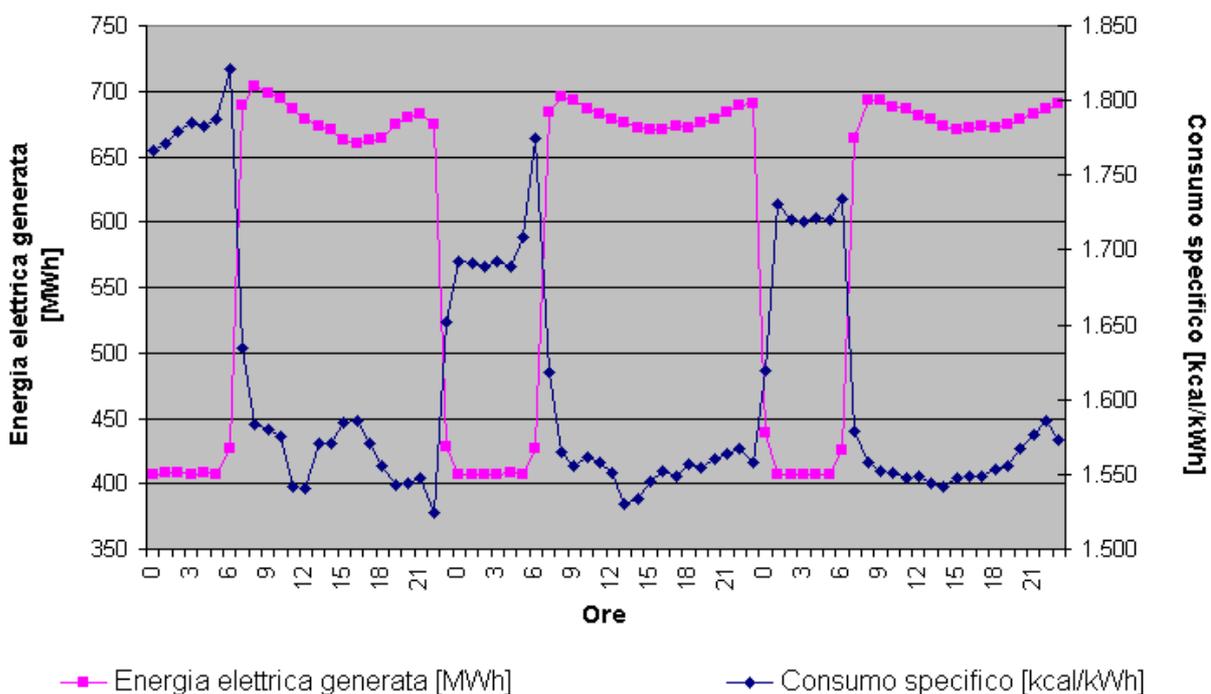
Data: 15.09.2006

Foglio 35 di 45

**Consumo specifico CC 1 [TG4+TV1] dal 5 al 7 settembre 2006**



**Consumo specifico CC 2 [TG5+TG6+TV2] dal 5 al 7 settembre 2006**



	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 36 di 45

## 5. SISTEMI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

### 5.1. IL SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI (S.M.E.)

Il decreto MAP n° 55/02/04, stabilisce i limiti sulle emissioni gassose di CO e NOx da rispettare al fine dell'esercizio dei gruppi termoelettrici della CTE di Cassano.

In Centrale è quindi presente un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) realizzato ed esercito in conformità al D.M. 21/12/95 ed al Decreto del Direttore Generale del 29/8/97 della Regione Lombardia (B.U.R.L. del 9/10/97).

In funzione dei suddetti limiti e delle prescrizioni di legge sulla tipologia della strumentazione da utilizzare, sulle procedure operative di misura e archiviazione dei dati, sulle modalità di trasmissione dei dati agli Enti competenti e sui criteri di gestione del sistema di misura delle emissioni, sono stati predisposti manuali operativi di gestione dello SME che definiscono i criteri da adottare al fine di garantire il rispetto delle suddette prescrizioni.

La strumentazione di misura delle emissioni è installata sui camini di ogni gruppo della Centrale ed è continuamente operativa. I dati acquisiti vengono elaborati da un software dedicato e certificato al fine di riportarli al valore di concentrazione di O<sub>2</sub> definito (15%), di archivarli in un apposito database a disposizione delle autorità competenti e di presentarli agli Enti competenti su tabelle dedicate in accordo alle prescrizioni di legge.

I valori di emissione sono visualizzati sul sistema di supervisione e controllo al servizio degli addetti all'esercizio della Centrale, con segnalazione di preallarmi e allarmi in caso di superamento di opportune soglie. Attraverso il monitoraggio in continuo degli andamenti medi attuali e la previsione di quelli tendenziali delle emissioni in atmosfera, è possibile intervenire sui parametri che governano l'esercizio anticipatamente in previsione di possibili superamenti, attuando immediati interventi di tutela ambientale al fine di garantire l'osservanza dei limiti di legge prescritti.

In concomitanza con l'avviamento del nuovo turbogas Gruppo 6 e per l'adeguamento della Centrale alle prescrizioni del decreto MAP n° 55/02/04, AEM e gli Enti pubblici competenti (Regione Lombardia, ARPA, Provincia di Milano e Comune di Cassano d'Adda) hanno ridefinito protocolli riguardanti:

- i limiti di emissione e i relativi criteri di gestione durante il periodo di messa a regime del nuovo turbogas Gruppo 6;
- le modalità operative da applicare per la verifica del rispetto dei valori limite di emissione autorizzati per la Centrale a regime;
- la gestione degli eventuali superamenti dei limiti.

La gestione delle emissioni in atmosfera e dello SME è definita dalla procedura AEM PO 3506.

## 5.2. LA RETE DI RILEVAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

Esternamente all'area della Centrale di Cassano d'Adda sono installate e mantenute a cura del personale di AEM, n° 6 cabine per la misura ed il controllo delle ricadute al suolo dei principali inquinanti (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, ozono, CO, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, BTX). Le cabine sono installate nel Comune di Cassano (n° 2) e nei Comuni limitrofi (Casirate, Inzago, Rivolta, Truccazzano).

Nell'area della Centrale è invece presente una torre meteo per la misura dei principali parametri meteo. I dati misurati dalle cabine sono trasmessi in tempo reale alla ARPA competente e al Comune di Cassano d'Adda.

STAZIONE	INQUINANTI RILEVATI
<b>Cassano 1</b>	SO <sub>2</sub> - NO <sub>x</sub> - O <sub>3</sub> - PM <sub>10</sub>
<b>Cassano 2</b>	NO <sub>x</sub> - BTX* - PM <sub>2,5</sub>
<b>Inzago</b>	NO <sub>x</sub> - O <sub>3</sub>
<b>Truccazzano</b>	SO <sub>2</sub> - NO <sub>x</sub> - CO
<b>Rivolta d'Adda</b>	NO <sub>x</sub> - PM <sub>10</sub>
<b>Casirate d'Adda</b>	NO <sub>x</sub> - O <sub>3</sub> - PM <sub>2,5</sub> - PM <sub>10</sub>
*BTX: l'analizzatore determina la concentrazione di benzene, toluene, etilbenzene e xileni.	

## 5.3. IL SISTEMA DI MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI (ECOACQUE)

Per l'effettuazione dei controlli analitici sulle acque scaricate nel canale Muzza dagli impianti della CTE di Cassano, AEM S.p.A. ha realizzato un sistema di misura in continuo dei parametri chimico-fisici sia delle acque reflue depurate sia delle acque per il raffreddamento dei macchinari prelevate dal canale Muzza e scaricate allo stesso.

Il controllo dei parametri chimici e fisici degli scarichi della Centrale è eseguito al fine di garantire il rispetto delle prescrizioni stabilite dal D.Lgs 152/99 e dalla Convenzione con il Comune di Cassano d'Adda.

I criteri operativi, procedurali ed organizzativi del processo di monitoraggio degli scarichi idrici è definito dalla procedura AEM PO3507.

Il sistema, denominato "ECOACQUE", è costituito da due cabine-stazioni separate posizionate rispettivamente:

- cabina N.1 - stazione N.10, sul piazzale in corrispondenza del punto di scarico dell'acqua di raffreddamento nel canale Muzza;
- cabina N.2 - stazione N.12, su un'apposita piazzola in corrispondenza del punto di scarico dell'impianto di trattamento delle acque reflue.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 38 di 45

### 5.3.1. Cabina N. 1 – Stazione N. 10

La cabina N.1 - stazione N.10 misura i dati analitici delle acque di raffreddamento prelevate dal Canale Muzza e scaricate allo stesso. Il sistema è così costituito:

- n. 2 pompe sommerse denominate A e B con le seguenti funzioni:
  - la pompa A preleva l'acqua dal punto di prelievo dell'opera di presa a valle delle griglie fisse della Centrale,
  - la pompa B preleva l'acqua di scarico dal punto di restituzione al Canale Muzza (scarico principale);
- n. 3 punti di misura termometrici per il controllo dell'inquinamento termico denominate:
  - T1 per la misura della temperatura dell'acqua prelevata dal Canale Muzza in prossimità della pompa A all'opera di presa;
  - T2 per la misura della temperatura dell'acqua restituita al Canale Muzza in prossimità della pompa B a monte dello scarico principale;
  - T3 per la misura della temperatura dell'acqua del Canale Muzza posta a valle dello scarico principale nel Canale Muzza;
- strumentazione di controllo delle caratteristiche dell'acqua di raffreddamento ai punti di prelievo e di restituzione:
  - torbidità;
  - pH;
  - conducibilità;
  - ossigeno disciolto;
  - oli;
- elettronica DMS-5 installata all'interno della cabina per la misura e la trasmissione dei parametri al sistema centrale di acquisizione, controllo e registrazione.

La pompa B è normalmente attiva al fine di monitorare in continuo le caratteristiche dell'acqua allo scarico. Solo saltuariamente viene messa in servizio la pompa A per la verifica delle caratteristiche chimiche dell'acqua prelevata dal canale Muzza.

La pompa A si attiva anche automaticamente qualora si abbia un'anomalia di funzionamento della pompa B. Contemporaneamente viene generato un segnale di allarme.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 39 di 45

### 5.3.2. Cabina N. 2 – stazione N. 12

La cabina N.2 - stazione N.12 misura i dati analitici delle acque depurate e scaricate nel Canale Muzza a valle del trattamento dell'impianto acque reflue. Il sistema è così costituito:

- n. 2 pompe sommerse denominate C e D con le seguenti funzioni:
  - la pompa C preleva l'acqua depurata dalla vasca finale dell'impianto di trattamento,
  - la pompa D preleva l'acqua direttamente dal Canale Muzza subito a valle dello scarico delle acque depurate;
- strumentazione di analisi per il controllo delle caratteristiche delle acque reflue dopo la depurazione e dell'acqua della Muzza a valle dello scarico di tali acque mediante le misure di:
  - torbidità
  - pH
  - conducibilità
  - ossigeno disciolto
  - oli
- elettronica DMS-5 installata all'interno della cabina per la misura e la trasmissione dei parametri al sistema centrale di acquisizione, controllo e registrazione.

L'impianto di trattamento delle acque reflue è dimensionato in maniera tale da garantire il trattamento di tutti gli scarichi generati dagli impianti della CTE di Cassano.

Il livello delle acque depurate nella vasca finale dell'impianto di trattamento è controllato da sensori di livello installati sullo stramazzo nel canale dalla vasca stessa. Nel momento in cui l'acqua contenuta nella vasca viene restituita in Muzza, viene avviata automaticamente la pompa C per il prelievo del campione da analizzare.

Quando l'acqua non viene scaricata nel canale Muzza oppure nel caso di un malfunzionamento della pompa C, viene automaticamente avviata la pompa D. In quest'ultimo caso, viene contemporaneamente generato un segnale di allarme.

### 5.3.3. Centro elaborazione, acquisizione e registrazione dei dati

Tutti i dati analitici misurati dalla strumentazione installata nelle due cabine sopra descritte sono trasmessi ad un centro di elaborazione, acquisizione e registrazione dati posto in sala controllo e continuamente presidiato dagli operatori in turno dell'unità organizzativa esercizio.

Sulla postazione centralizzata vengono presentati, in tempo reale, su apposite pagine video:

- i risultati delle analisi eseguite dalla strumentazione,
- i singoli allarmi analogici e digitali del sistema,
- le eventuali anomalie delle pompe ed il relativo intervento in commutazione,
- gli allarmi relativi a tutte le anomalie dei singoli strumenti di analisi.

Il sistema centrale di elaborazione, acquisizione e registrazione dati è realizzato in maniera integrata con il sistema di elaborazione, acquisizione e registrazione dati delle emissioni in atmosfera denominato "SME".

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 40 di 45

## 6. MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA CENTRALE

Il Cliente della Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda è la società AEM Trading Srl, società del Gruppo che svolge attività di compravendita all'ingrosso di energia elettrica. Tra le due società è stipulato un contratto di Tolling: in virtù di tale accordo AEM SpA svolge a favore di AEM Trading Srl il servizio di presa in consegna del gas naturale e della sua trasformazione in energia elettrica. L'energia elettrica prodotta è ritirata da AEM Trading Srl e da questa venduta in parte ai clienti grossisti, con contratti bilaterali, in parte sulla Borsa Elettrica e in parte alla società del Gruppo, AEM Energia Spa, la quale si configura come acquirente grossista che vende ai clienti finali sul mercato libero.

Il Responsabile dell'esercizio della Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda comunica ad AEM Trading la disponibilità dei gruppi di produzione sulla base dei programmi di manutenzione e delle eventuali indisponibilità accidentali. Sulla base di tale disponibilità, delle negoziazioni di Borsa e delle previsioni di vendita, AEM Trading trasmette alla Centrale il programma di carico vincolante dei gruppi di produzione, cioè la quantità di energia elettrica da produrre ogni quarto d'ora. Questo programma può essere modificato a seguito degli ordini di dispacciamento inviati in tempo reale dal Gestore della Rete Elettrica Nazionale (TERNA), sulla base dei fabbisogni della rete.

L'avviamento dei gruppi di produzione in ciclo combinato richiede tempi differenti in base allo stato delle componenti:

- circa 10 ore, in caso di avviamento da freddo (ad esempio in seguito a manutenzione programmata con impianti fermi per oltre 7 giorni);
- circa 4 ore, in caso di avviamento dopo 48 ore di fermata;
- circa 2 ore, in seguito a blocco accidentale degli impianti cui segue immediato riavvio dei gruppi.

Le fasi principali dell'attività di avviamento da fermo del ciclo combinato sono:

- vuoto al condensatore
- avviamento macchinari
- start turbina a gas
- parallelo della turbina a gas
- riscaldamento tubazioni vapore,
- rullaggio turbina a vapore
- parallelo turbina a vapore
- presa di carico graduale fino al minimo tecnico;

una volta raggiunto il minimo tecnico i gruppi sono eserciti in funzione della richiesta di carico programmata.

L'arresto dei cicli richiede circa 1 ora di tempo.

Nel periodo lunedì-venerdì l'esercizio del CC1 è continuo con variazioni di carico in funzione della richiesta; per quanto riguarda il CC2, durante i periodi notturni si ha la fermata di uno dei Gruppi turbogas 5 o 6. Nelle giornate di sabato e domenica il CC1 viene generalmente fermato; il CC2 resta in esercizio con solo uno dei due gruppi turbogas (TG5 o TG6).

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002
	Rev.: 0
	Data: 15.09.2006
Foglio 41 di 45	

Durante le fermate programmate nei giorni di sabato e domenica vengono svolte le attività di manutenzione necessarie per garantire l'esercizio dei gruppi.

Durante l'anno è inoltre prevista una fermata programmata della durata di circa tre settimane per ciascun turbogas, durante la quale vengono svolte le attività più significative previste dal piano pluriennale di manutenzione programmata e dal programma delle modifiche migliorative di carattere ambientale e di sicurezza.

## 6.1. BLOCCHI NON PROGRAMMATI

Nel seguito si riporta una sintesi degli eventi di guasto e/o blocco non programmato della Centrale o di sue componenti accaduti nel corso del 2005.

DATA GUASTO	TIPOLOGIA
21-1-2005	Blocco TV del GR1
24-01-2005	Fornitura anomala gas naturale da rete SNAM
21-03-2005	Guasto alla valvola regolatrice della temperatura dell'aria in ingresso al compressore del TG5
17-04-2005	Anomalie durante la fase di avviamento del CC1
19-04-2005	Anomalie durante la fase di avviamento del TG5
05-06-2005	Blocco TG4 e TV1
06-06-2005	Anomalie durante fase di avviamento TG5
07-06-2005	Blocco TG4 per errore umano
08-07-2005	Guasto alla valvola regolatrice della temperatura dell'aria in ingresso al compressore del TG5
09-07-2005	Blocco TV GR1
12-07-2005	Disservizio CC1 per blocco elettrico
19-07-05	Fuoriuscita dal parallelo della TV del GR2 per rottura componente sottostazione da 220 kV
25-07-2005	Fermata durante avviamento CC2 per anomalia durante la presurizzazione del GVR
03-08-2005	Blocco elettrico TG4
22-08-2005	Blocco TV GR1
26-08-05	Blocco CC1
09-09-2005	Blocco TG4 per anomalia del sistema gas
14-09-2005	Anomalie durante nella fase preparatoria all'avviamento del gruppo CC2
04-11-2005	Blocco CC1 per mancanza di alimentazione in seguito ad apertura interruttori
05-11-2005	Blocco durante la fase di avviamento del CC1
11-11-2005	Blocco TG4 e fuori servizio TV GR1 per anomalia al sistema gas
15-11-2005	Blocco del TG4 e della turbina a vapore GR1 per apertura interruttore e mancanza di alimentazione
29-12-2005	Riduzione carico TG4 per repentino abbassamento del Canale Muzza (allarme basso livello opere di presa acqua di raffreddamento)

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 42 di 45

## 6.2. INCIDENTI AMBIENTALI

La Centrale di Cassano d'Adda è dotata di procedure atte ad individuare gli eventuali incidenti ed emergenze che possono verificarsi nel sito e le risposte immediate da attuare in modo da ridurre l'impatto ambientale che ne potrebbe conseguire.

È altresì predisposto un piano di emergenza la cui simulazione è periodicamente programmata al fine di verificarne l'efficacia e il livello di preparazione e informazione degli addetti della Centrale interessati sia dalla partecipazione alla Squadra di Emergenza sia alle modalità di evacuazione dell'impianto.

La gestione delle emergenze ambientali prevede la comunicazione dell'incidente agli Enti competenti (Regione Lombardia, Comune di Cassano d'Adda, ARPA) e, come previsto dalla procedura di registrazione al Regolamento EMAS, al Comitato per l'Ecolabel e l'Ecoaudit.

Nel seguito, si riportano gli eventi accaduti nel 2005 e classificati come emergenze ambientali.

### 6.2.1. Emissione di rumore del 21 gennaio 2005

Durante la sera e la notte del 21 gennaio 2005 si sono verificati due eventi di rilevante emissione di rumore, dai quali sono scaturite segnalazioni di alcuni cittadini residenti nei pressi della Centrale e la richiesta di informazioni da parte del Responsabile del Servizio Ecologia e Tutela Ambientale del Comune di Cassano d'Adda. Ciascun evento è perdurato per alcuni minuti.

La prima emissione rumorosa è stata generata dal blocco della turbina a vapore del Gruppo 1 in ciclo combinato con il turbogas Gruppo 4, in seguito al quale si è verificata l'apertura delle valvole di sicurezza della caldaia a recupero (GVR). Lo scatto delle valvole di sicurezza ha generato la forte emissione di rumore. Dopo aver arrestato il turbogas Gruppo 4 e aver messo fuori servizio il Ciclo Combinato 1, si è proceduto all'ispezione visiva delle componenti impiantistiche, in base alla quale non sono emerse anomalie. Durante il riavvio del turbogas si è nuovamente verificata l'apertura di una valvola di sicurezza con ripetizione dell'emissione rumorosa, che, come la precedente, si è protratta per alcuni minuti. In seguito alla riduzione del carico del turbogas Gruppo 4 è stata ottenuta una riduzione di pressione del vapore tale da garantire la chiusura della valvola e la scomparsa dell'emissione rumorosa. Una nuova ispezione condotta con il turbogas in esercizio al minimo tecnico ha consentito di individuare il malfunzionamento di una delle valvole di sicurezza: in occasione del primo evento, proprio la decisione di arrestare il turbogas al fine di eliminare il rumore prodotto dallo scatto della valvola non ha permesso l'individuazione del secondo guasto.

Per limitare il disagio alla cittadinanza è stato deciso di limitare la produzione elettrica mantenendo il ciclo al minimo tecnico in attesa della programmazione degli interventi di ripristino della piena funzionalità dell'impianto. Quindi, per tutta la giornata successiva il Ciclo Combinato 1 è rimasto in esercizio al minimo tecnico. Il giorno 23, il ciclo è stato messo fuori servizio per consentire gli interventi di ripristino delle valvole di sicurezza. Completati gli interventi, il giorno 24 gennaio è ripreso il normale esercizio del Ciclo Combinato 1.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 43 di 45

## 6.2.2. Superamento dei limiti di emissione degli NO<sub>x</sub> del TG5 del 24 gennaio 2005

Il giorno 24 gennaio 2005, si sono verificati superamenti dei limiti di emissione degli NO<sub>x</sub> prodotti dal turbogas Gruppo 5. Il superamento è stato causato da una fornitura anomala di gas naturale e si è protratto per alcuni giorni. Dell'evento è stata data pronta comunicazione agli Enti competenti (ARPA Lombardia, Regione Lombardia, Comune di Cassano d'Adda) e al Comitato per l'Ecolabel e l'Ecoaudit.

Un'anomala e consistente presenza di sostanze liquide (gasolina) nel gas naturale proveniente dal gasdotto ha generato un cospicuo accumulo di tali sostanze nei filtri posizionati all'ingresso della cabina di ricezione del gas naturale. I filtri, dimensionati per trattenere quantitativi di gasolina "normali", non sono stati in grado di proteggere gli impianti dal flusso anomalo di gas e liquidi che è giunto ai bruciatori dei turbogas Gruppi 4 e 5.

Mentre il turbogas Gruppo 4, del tipo con camere di combustione esterne, ha superato la fase critica senza particolari conseguenze, il turbogas Gruppo 5 ha subito una perdita di carico di circa 50 MWe e lo sporcamento dei bruciatori delle camere di combustione: la conseguenza è stato il superamento per le emissioni di NO<sub>x</sub> del valore limite di 50 mg/Nm<sup>3</sup>. Le emissioni di CO, seppur aumentate rispetto ai valori registrati durante i normali regime di funzionamento, si sono ampiamente mantenute sotto il limite di 50 mg/Nm<sup>3</sup>. Dato che lo spegnimento del turbogas Gruppo 5 sarebbe stato pericoloso per la macchina, è stato deciso di mantenerlo in servizio in modo da "pulire" il più possibile le linee di adduzione del gas naturale, garantendo nel frattempo la regolazione della temperatura della camera di combustione in modo da minimizzare l'entità del superamento dei limiti previsti per le emissioni di NO<sub>x</sub>. Le emissioni medie orarie di NO<sub>x</sub> dal turbogas Gruppo 5 sono state mantenute su valori compresi tra 51 e 55 mg/Nm<sup>3</sup>.

Il superamento dei limiti emissivi per gli NO<sub>x</sub> del turbogas Gruppo 5 è perdurato fino al 26 gennaio. Nei giorni successivi si è proceduto alla fermata del ciclo per consentire la sostituzione del materiale filtrante della cabina di ricezione e delle linee di adduzione del gas naturale ai gruppi turbogas e la sostituzione dei bruciatori del turbogas Gruppo 5. Il 6 febbraio è ripreso il funzionamento a regime degli impianti.

## 7. MODALITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME E AUSILIARI

Il gas naturale è trasportato all'impianto attraverso metanodotto SNAM cui è collegata la cabina di riduzione del metano presente in Centrale.

Per quanto riguarda le sostanze ausiliarie utilizzate in Centrale queste sono approvvigionate mediante autobotte con periodicità dettata dalla esigenza di garantire l'esercizio continuo degli impianti. In particolare, si tratta:

- dei reagenti utilizzati all'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR);
- dei reagenti utilizzati all'impianto di trattamento dell'acqua industriale (DEMI).

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 44 di 45

La fornitura del gasolio per il funzionamento dei generatori DG1-DG2-DG3 e delle motopompe antincendio avviene saltuariamente tramite autobotte. Si tratta infatti di dispositivi di emergenza che non sono caratterizzati da esercizio continuo, ad eccezione delle prove periodiche di funzionalità.

## 8. COMPONENTI DI IMPIANTO DISMESSE

In seguito all'attuazione degli aggiornamenti del Piano di adeguamento e potenziamento della Centrale di Cassano, sono stati programmati i piani di smantellamento degli impianti dismessi in seguito alla conversione degli impianti alla tecnologia dei cicli combinati. Gli stessi decreti che autorizzativi del Piano (DM MICA n. 004/98 MD del 02 novembre 1998, DM MICA n. 001/2001 del 09 gennaio 2001, DM MAP n. 55/02/2004 del 02 aprile 2004) contenevano prescrizioni relative allo smantellamento delle componenti dismesse della Centrale.

Dal momento della loro dismissione, gli impianti e le componenti interessate sono state smantellate in tempi brevi per consentire l'installazione dei nuovi gruppi e/o per adempiere alle prescrizioni dei decreti, oppure "conservate a freddo" garantendo gli interventi di bonifica necessari alla riduzione dei rischi per l'ambiente.

I principali componenti di impianto smantellati durante il periodo relativo alla conversione a ciclo combinato degli impianti (1998-2006) sono:

- nel 1999 la turbina a gas Gruppo 3;
- nel 2003 il generatore di vapore del Gruppo 2;
- nel 2005 il parco serbatoi combustibili liquidi.

Particolare rilevanza ha avuto lo smantellamento del parco combustibili, in particolare ai fini del miglioramento dell'inserimento paesaggistico della Centrale. Il parco combustibili, situato nell'area sud del sito, era costituito da:

- n. 2 serbatoi di 10.000 m<sup>3</sup> per lo stoccaggio di olio combustibile denso (BTZ);
- n. 1 serbatoio di 30.000 m<sup>3</sup> per lo stoccaggio di olio combustibile denso (BTZ);
- n. 1 serbatoio di 15.000 m<sup>3</sup> per lo stoccaggio di gasolio.

Le attività di demolizione, effettuate secondo le modalità previste dal "Piano di bonifica e smantellamento del parco serbatoi combustibili liquidi" documento AEM n. 20400/MAN/DT/02/2002 del 16.9.2002, sono state le seguenti:

- bonifica e smaltimento materiali contenenti amianto;
- bonifica serbatoio gasolio;
- bonifica serbatoi olio denso e relative tubazioni e componenti;
- rimozione e smaltimento coibente dai serbatoi, tubazioni e componenti;
- demolizione e smaltimento serbatoi, tubazioni, componenti e opere civili;
- analisi ambientale del terreno.

	<b>AREA PRODUZIONE</b>
	Doc.: AIA06-TRM-000-A-RT-002 Rev.: 0 Data: 15.09.2006
	Foglio 45 di 45

In seguito al completamento dei lavori di bonifica e demolizione i terreni interessati dallo smantellamento sono stati oggetto di una indagine ambientale effettuata in coordinamento con i funzionari di ARPA Lombardia. Tali analisi hanno evidenziato il rispetto dei limiti previsti dal D.M. 471/99.

Tutte le attività di smantellamento che hanno comportato la rimozione di coibente contenente amianto sono state eseguite secondo le modalità operative previste dai piani di lavoro approvati dall'ASL2; le attività di demolizione sono state eseguite in conformità al Decreto 494/96 sulla base del quale AEM ha redatto uno specifico Piano di Sicurezza e Coordinamento.

Attualmente, nell'area di Centrale è ancora presente il generatore di vapore del Gruppo 1, dismesso in occasione dell'installazione della turbina a gas e del GVR, la cui demolizione è programmata entro il 2007.