

# **CENTRALE DI TOR DI VALLE**

**INTERVENTI DI AMMODERNAMENTO E RIQUALIFICAZIONE DEL SITO  
DI TOR DI VALLE**

**DOCUMENTAZIONE TECNICA ALLEGATA ALLA RICHIESTA DI DEROGA IN  
AGGIORNAMENTO AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE**

---

**ALLEGATO:**

**B 18**

---

**Relazione tecnica dei processi produttivi**

**Il presente documento contiene la documentazione così come presentata in sede di istanza e istruttoria AIA/2006 ed in particolare:**

- **Allegato B.18 “Relazione tecnica dei processi produttivi”**
- **Allegato C.6 “Nuova relazione tecnica dei processi produttivi” (documentazione integrativa per l’autorizzazione all’introduzione dello spillamento)**

**Il Decreto AIA 0000268 del 14/4/2009 autorizza l’impianto nella configurazione attualmente in esercizio.**

		Rev. 1	Pagina 1 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

---

## ALLEGATO B.18

### RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

09/06/2008	1	Aggiunta tabella in cap. 1 e aggiornata di conseguenza la numerazione dei capitoli.
25/07/2006	0	Prima emissione
Data	Rev.	Modifiche

## Indice

0. Glossario .....	2
1. Caratteristiche tecniche impianto IPPC .....	2
2. Descrizione generale impianto IPPC .....	3
2.1 Sezione CHP.....	4
2.2 Sezione CCGT.....	6
3. Bilancio energetico .....	8
4. Ciclo delle acque.....	12
4.1 Sezione a cogenerazione .....	12
4.2 Sezione a ciclo combinato.....	13
5. Emissioni in atmosfera .....	18
5.1 Sezione CHP.....	18
5.2 Sezione CCGT.....	21
6. Rifiuti.....	23

## 0. Glossario

**CCGT:** sezione a ciclo combinato - si intende quella sezione della centrale costituita dal modulo a ciclo combinato e dai suoi apparati ausiliari (si veda allegato A.25.1)

**CHP:** sezione a cogenerazione - si intende quella sezione della centrale costituita dal modulo a cogenerazione e dai suoi apparati ausiliari, comprese le caldaie ausiliarie (si veda allegato A.25.2)

**TG1 e TG2:** turbine a gas della sezione CCGT

**TV:** turbina a vapore della sezione CCGT

**TG3:** turbina a gas della sezione CHP

**RTN:** rete trasmissione nazionale

## 1. Caratteristiche tecniche impianto IPPC

Rif.	Fase	Caratteristiche dimensionali
A.25.1.1	Cabina Gas naturale sezione CCGT	Pressione in ingresso: 50 bar; primo salto di pressione: 21 bar (Turbogas); secondo salto di pressione: 0,5 bar (Caldaie preriscaldamento). Portata massima 50.000 Smc/h.
A.25.1.2	Combustione in TG1 e TG2 e produzione di energia elettrica	2 X Turbogas Nuovo Pignone MS6001B Portata fumi di combustione: 136,6 kg/s Temperatura fumi di combustione: 542°C Potenza elettrica: 42.1 MW Heat Rate: 11.227 kJ/kWh
	09 giugno 2008	Rev. 1
		Pagina 3 di 25

		Rapporto di compressione: 12.2:1 Velocità turbina: 5.163 rpm
A.25.1.3	Generatore di vapore	2 GVR verticali a 3 livelli di pressione: Produzione vapore A.P.: 16,49 kg/s Temperatura vapore A.P.: 506°C Pressione vapore A.P.: 69,67 barg Produzione vapore M.P.: 4,21 kg/s Temperatura vapore M.P.: 216°C Pressione vapore M.P.: 6,58 barg Produzione vapore B.P.: 0,63 kg/s Temperatura vapore A.P.: 129°C Pressione vapore A.P.: 2,45 barg
A.25.1.4	Turbina a vapore (TV) e produzione di energia elettrica	Turbina ANSALDO n. 2150 Potenza elettrica: 43 MW Velocità turbina: 3.000 rpm
A.25.1.5	Condensatore	Portata vapore: 149,66 ton/h Potenza media dissipata: 62,7 MW
A.25.2.1	Cabina Gas naturale sezione CHP	Pressione in ingresso: 50 bar; primo salto di pressione: 21 bar (Turbogas); secondo salto di pressione 1,2 bar (Caldaie aux); terzo salto di pressione 0,5 bar (Caldaie preriscaldamento). Portata massima 20.000 Smc/h
A.25.2.2	Combustione in TG3 e produzione di energia elettrica	Potenza Nominale = 19000 KW Stadi Compressore = 17 Stadi Turbina = 2 Velocità Compressore e Turbina = 5105 RPM Temperatura all'aspirazione = 150°C Temperatura allo scarico = 482°C
A.25.2.3	Caldaia a recupero	Portata acqua surriscaldata: 677 t/h Temp. in ingresso: 60°C Temp. in uscita: 120°C
A.25.2.4	Serbatoi ad accumulo	N. 8 serbatoi da 215 mc.ciascuno dimensioni: altezza 20.417 mm. diametro 4730 mm
A.25.2.5	3 Caldaie di riserva ed integrazione	Potenza termica al focolare: 16,7 MW cad.

Tabella 1 - Caratteristiche dimensionali fasi dell'impianto

## 2. Descrizione generale impianto IPPC

La Centrale termoelettrica di Tor di Valle è costituita da due unità di impianto distinte:

la sezione di cogenerazione (CHP), entrata in funzione nel 1983, operante a ciclo a gas e dotata di sistema di recupero del calore dei fumi utilizzato per il teleriscaldamento e l'erogazione di acqua sanitaria per utenze civili. Attualmente il sistema è in grado di fornire ogni anno ai circa 20.000 abitanti residenti nei circa 2 milioni di metri cubi di volumetria di fabbricati serviti, energia termica per soddisfare il fabbisogno di climatizzazione invernale degli ambienti e produzione di acqua calda per usi igienico-sanitari tutto l'anno.

Il servizio tramite teleriscaldamento, è attivo

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 4 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

presso due compresori situati tra il GRA e la Via Ostiense, ossia Torrino Sud e Mostacciano.

L'ottimo risultato conseguito nell'erogazione del servizio, ha consentito di acquisire un comprensorio di nuova edificazione confinante con quelli attualmente serviti: Torrino Mezzocammino. Per l'alimentazione di tale comprensorio, è in corso di realizzazione l'estensione della rete a partire dalla centrale di produzione. Il nuovo comprensorio sarà costituito da fabbricati prevalentemente residenziali, per una volumetria complessiva di circa 1,3 milioni di metri cubi.

la sezione di potenziamento (CCGT), entrata in funzione nel 1997, ed operante a ciclo combinato gas – vapore. L'impianto é presidiato h24 con personale qualificato dotato di patente di abilitazione alla conduzione dei Generatori di Vapore operante in turno continuo ed avvicendato, ed é supervisionato

da un sistema DCS sul quale sono riportati tutte le misure e segnalazioni di allarme dal campo. In caso di anomalie e segnalazioni di allarme nella Sala Controllo, l'operatore in turno provvede ad identificare l'anomalia ed attuare le conseguente procedura operativa.

Di seguito si fornisce la descrizione degli impianti.

## **2.1 Sezione CHP**

La sezione di cogenerazione è equipaggiata con un turbogeneratore a gas (si veda A.25.2.2) Nuovo Pignone MS5001 alimentato a gas metano o a gasolio (solo in caso di emergenza, con gasolio proveniente da un serbatoio da 590 m<sup>3</sup>) con potenza termica primaria di circa 100 MW, in grado di produrre 24,5 MWe, e un recuperatore di calore Macchi (A.25.2.3) della potenzialità di 44,4 MWt, dove i fumi caldi scaricati dalla turbina surriscaldano al max 120°C l'acqua che alimenta la rete di teleriscaldamento.

L'energia elettrica prodotta viene immessa nella locale rete di distribuzione ad 8,4 kV; la parte eccedente i fabbisogni locali viene immessa nella RTN ad alta tensione attraverso i trasformatori installati nella sottostazione a 150/20/8.4 kV attigua alla centrale.

Fra lo scarico del TG e la caldaia a recupero è presente un camino di by-pass che consente il funzionamento del Turbogruppo a gas in ciclo semplice, inviando cioè direttamente i fumi in atmosfera senza recupero di calore qualora la parte termica fosse non operativa. Le tre caldaie di riserva ed integrazione (A.25.2.5), caratterizzate ciascuna da potenza termica al focolare pari a 16,7 MW ciascuna, sono costituite ciascuna da un generatore di vapore a tubi d'acqua verticali, del tipo ad irradiazione, e da un sovrastante scambiatore di calore a fascio tubiero.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 5 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

L'acqua che transita nello scambiatore, surriscaldata per mezzo del vapore, è immessa nei circuiti di centrale con l'ausilio di una pompa di circolazione, e, in seguito, inserita nella rete del teleriscaldamento.

L'energia termica prodotta sia in cogenerazione (A.25.2.3) che con le caldaie di riserva ed integrazione (A.25.2.5), viene trasferita all'acqua che costituisce il mezzo di trasporto del calore dalla centrale agli utilizzatori. Il calore prodotto dal generatore, eccedente i fabbisogni del complesso delle utenze, viene accumulato all'interno di sei serbatoi cilindrici verticali da 90 MWh (A.25.2.4) sotto forma di acqua surriscaldata pronta per essere immessa in rete quando necessario.

Il sistema di alimentazione dell'acqua surriscaldata è costituito da cinque pompe centrifughe orizzontali, di cui due alimentate con sistema inverter. Per garantire una costante pressione dell'acqua agli utenti ubicati nei quartieri del Torrino Sud e Mostacciano "A", un sistema di controllo a DCS provvede all'avviamento o all'arresto delle singole pompe in funzione della pressione di acqua richiesta.

Sia il turbogeneratore che le caldaie ausiliarie sono di tipo dual-fuel. Attualmente il funzionamento con alimentazione a gasolio è previsto solo in caso di emergenza per le sole caldaie ausiliarie.

Il gas metano é fornito da ENI Rete Gas attraverso una stazione di consegna nella quale sono installati: i) due riduttori di pressione principali che consentono di ridurre la pressione in arrivo del gas da 40-60 bar a circa 22 bar per l'alimentazione del turbogas, ii) due caldaie di pre-riscaldamento del gas rispettivamente da 288 e 302 kW, iii) stazione di misura dotata di flow-computer per la contabilizzazione dei consumi del gas, iv) altri riduttori di pressione secondari che consentono di ridurre la pressione a valori compatibili per l'alimentazione delle caldaie aux. e quelle del pre-riscaldamento gas. La capacità produttiva dell'intera sezione CHP, prevede un funzionamento continuo per soddisfare il fabbisogno di energia termica per il teleriscaldamento nella stagione invernale (da novembre a marzo dell'anno successivo), e per l'erogazione di acqua sanitaria (nell'intero anno). Di seguito si riportano le ore di funzionamento effettivo per il 2005 della turbina a gas, in assetto cogenerativo e non, e delle 3 caldaie ausiliarie.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 6 di 25
--	----------------	--------	----------------

Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale					
B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi					
2005	TG3		Caldaia B1	Caldaia B2	Caldaia B3
	TG3 in cogenerazione (h)	no cogenerazione (h)			
GENNAIO	369	42	118	176	23
FEBBRAIO	334	29	0	153	144
MARZO	297	72	0	301	180
APRILE	255	107	0	245	12
MAGGIO	2	1	0	207	48
2005	TG3		Caldaia B1	Caldaia B2	Caldaia B3
	TG3 in cogenerazione (h)	no cogenerazione (h)			
GIUGNO	142	99	0	46	0
LUGLIO	200	161	0	29	0
AGOSTO	61	21	0	55	0
SETTEMBRE	118	59	0	14	22
OTTOBRE	76	18	10	0	51
NOVEMBRE	265	44	0	11	64
DICEMBRE	338	4	0	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>2.457</b>	<b>657</b>	<b>128</b>	<b>1.237</b>	<b>544</b>

**Tabella 2 - durata di funzionamento della sezione CHP per il 2005**

L'utilizzo delle caldaie avviene a seguito della necessità di produrre calore, a fronte dell'indisponibilità del TG3, ovvero in occasione di una bassa richiesta di energia elettrica, situazione che comporta una minore convenienza nell'utilizzo del TG3 in assetto cogenerativo. La manutenzione del macchinario è effettuata sulla base delle linee guida fornite dai rispettivi costruttori, adattata secondo l'esperienza maturata durante l'esercizio. Ad un primo livello di controlli ed ispezioni effettuate con l'impianto in esercizio, seguono interventi di manutenzione programmata su base annuale, eseguiti di norma con imprese specializzate nei vari settori. In particolare, per la turbina a gas sono pianificati interventi manutentivi annuali, di livello crescente in funzione del numero di ore di marcia ed avviamenti effettuati.

## 2.2 Sezione CCGT

La sezione, alimentata a gas metano, è composta da due turbine a gas Nuovo Pignone MS6001B di tipo DLN (A.25.1.2) e da una terza turbina a vapore Ansaldo (A.25.1.4), alimentata dal vapore prodotto in due generatori (A.25.1.3) a recupero (uno per ogni turbogas) che utilizzano il calore contenuto nei gas di scarico. Il processo di produzione dell'impianto a ciclo combinato si basa sulla trasformazione del calore prodotto dalla combustione del gas naturale in energia meccanica e quindi in energia elettrica; il nome "ciclo combinato" deriva dal fatto che

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 7 di 25
--	----------------	--------	----------------



queste trasformazioni avvengono sfruttando l'accoppiamento in cascata di due cicli termodinamici, per cui il calore scaricato dal primo ciclo costituisce il calore d'ingresso del secondo ciclo. Il vapore utilizzato nel secondo ciclo viene quindi condensato mediante condensatore (A.25.1.5), per il funzionamento del quale viene prelevata acqua di raffreddamento dal canale di deflusso dell'impianto di depurazione limitrofo e riversata nello stesso dopo l'utilizzo. L'energia meccanica prodotta viene trasformata direttamente in energia elettrica per mezzo di alternatori e successivamente immessa nella RTN. L'alimentazione del gas naturale avviene mediante prelievo dalla rete locale (A.25.1.1), separato da quello della sezione a cogenerazione. Il gas metano è fornito da ENI Rete Gas attraverso una stazione di consegna nella quale sono installati: i) due riduttori di pressione principali che consentono di ridurre la pressione in arrivo del gas da 40-60 bar a circa 22 bar per l'alimentazione del turbogas, ii) due caldaie di pre-riscaldamento del gas rispettivamente da 477 kW, iii) stazione di misura dotata di flow-computer per la contabilizzazione dei consumi del gas, iv) altri riduttori di pressione secondari che consentono di ridurre la pressione a valori compatibili per l'alimentazione delle caldaie di pre-riscaldamento gas.

La potenza termica primaria dell'impianto è pari a circa 260 MW. La potenza elettrica complessiva erogata dalla sezione, è di circa 120 MW, suddivisa in 80 MW dei due generatori turbogas e 40 MW del turbogeneratore a vapore. La capacità max produttiva della sezione CCGT, prevede un funzionamento per 8.000 h/anno, pari a circa 330 giorni.

Di seguito si riportano le ore di funzionamento effettivo per il 2005 delle due turbine a gas.

2005	Funzionamento in h del TG1	Funzionamento in h del TG2	Funzionamento in h del TV
GENNAIO	503	509	497
FEBBRAIO	643	648	643
MARZO	619	551	615
APRILE	507	528	530
MAGGIO	470	432	474
GIUGNO	488	508	492
LUGLIO	481	508	500
AGOSTO	124	188	173
SETTEMBRE	584	598	580
OTTOBRE	516	553	549
NOVEMBRE	474	504	487
DICEMBRE	334	353	347
<b>TOTALE</b>	<b>5.743</b>	<b>5.880</b>	<b>5.887</b>

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 8 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale			
<i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

**Tabella 3 - durata di funzionamento della sezione CCGT per il 2005**

Come si vede dalla tabella sovrastante, le ore di funzionamento delle tre turbine sono all'incirca uguali. Le due turbine a gas possono funzionare indipendentemente l'una dall'altra, continuando ad alimentare la TV attraverso la propria caldaia a recupero. Inoltre è possibile bypassare le caldaie a recupero in caso sia necessario intervenire sulla TV.

Analogamente a quanto indicato per la Sezione Cogenerazione, anche per il macchinario e gli impianti tecnologici della Sezione Ciclo Combinato, la manutenzione è effettuata sulla base delle linee guida fornite dai rispettivi costruttori, adattata secondo l'esperienza maturata durante l'esercizio. Il primo livello di controlli ed ispezioni effettuate con l'impianto in esercizio consente di monitorare il funzionamento dell'impianto, e consente di evidenziare tempestivamente eventuali derive nei parametri di esercizio più significativi. A questo si aggiungono periodicamente interventi di manutenzione pianificati di norma su base annuale in occasione della fermata generale della Sezione, eseguiti con imprese specializzate nei vari settori. In particolare, per le 2 turbine a gas, la turbina a vapore ed i generatori di vapore, vengono programmati interventi manutentivi annuali, di livello crescente in funzione del numero di ore di marcia ed avviamenti effettuati, realizzati anche con l'ausilio del costruttore. In previsione dell'estensione della rete di teleriscaldamento per allacciare il nuovo quartiere di Torrino Mezzocammino, è stato avviato un progetto di ampliamento della capacità produttiva termica dell'impianto di circa 60 MWt, prelevati mediante recupero termico del vapore spillato dalla sezione di media pressione della turbina a vapore. L'intervento è descritto in dettaglio nella relazione allegata con la lettera C.7.

### **3. Bilancio energetico**

Nell'attuale situazione i consumi energetici possono essere ricondotti ai consumi primari di metano, proveniente dalla locale rete di distribuzione, per l'alimentazione:

della turbina a gas della Sezione CHP (si veda allegato A.25.2);

delle 2 turbine a gas della Sezione CCGT (si veda allegato A.25.1);

e nelle situazioni di punta o di indisponibilità del Modulo di cogenerazione, delle 3 Caldaie ausiliarie. L'energia del combustibile viene convertita in energia termica (sezione CHP) ed energia elettrica (sia sezione CHP che CCGT); l'energia elettrica viene immessa nella RTN e nella rete elettrica cittadina mentre dal recupero termico della Sezione di cogenerazione si produce acqua calda che alimenta la rete di Teleriscaldamento a servizio dei quartieri Mostacciano e Torrino Sud.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 9 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

L'esercizio della rete di Teleriscaldamento a servizio dei quartieri Mostacciano e Torrino Sud permette un risparmio di risorse energetiche quantificabile, allo stato attuale, in circa 5.468 TEP/anno.

Di seguito si riporta un bilancio energetico della centrale, comprendente:

1. l'energia lorda prodotta dalle sezioni CCGT e CHP, suddivisa in termica ed elettrica; l'energia termica si riferisce solamente alla sezione CHP (cogenerazione); l'energia termica dalla sezione CHP è ulteriormente suddivisa fra quella prodotta dalla caldaia a recupero e dalle caldaie ausiliarie;
2. gli auto-consumi di energia elettrica interni alla centrale;
3. le perdite di energia, sia elettrica che termica; le perdite di energia elettrica della sezione CHP sono trascurabili, in quanto questa sezione eroga energia alla rete direttamente in media tensione, e non vi è quindi un processo di trasformazione con le conseguenti dissipazioni, così come avviene invece per la sezione CCGT.
4. il consumo di gas naturale, espresso anche come kWh (fattore di conversione pari a 10,56 kWh/Nm<sup>3</sup>, fonte:SNAM Rete gas); la voce relativa al consumo di gasolio venga riportata, anche se non vi sono stati consumi relativi negli ultimi anni, in quanto questo è utilizzato solo per le emergenze;
5. rendimento al netto di perdite ed autoconsumi, ovvero l'energia elettrica erogata alla RTN o energia termica erogata alla rete di teleriscaldamento, in funzione del consumo di gas metano; il calcolo non tiene conto delle perdite della rete di teleriscaldamento in quanto esterna all'impianto;
6. rendimento lordo, ovvero il rapporto fra energia lorda prodotta e combustibile consumato.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 10 di 25
--	----------------	--------	-----------------

Anno	2005	
<b>Consumi combustibile</b>		
Gasolio complessivo	t	0
Gas naturale sez. CCGT	Nm <sup>3</sup>	122.161.835
	kWh	1.289.595.853
Gas naturale TG3	Nm <sup>3</sup>	21.136.626
	kWh	223.127.831
Gas naturale caldaie ausiliarie	Nm <sup>3</sup>	2.234.947
	kWh	23.593.116
Gas naturale complessivo	Nm <sup>3</sup>	145.533.408
	kWh	1.536.316.800
<b>En. lorda prodotta</b>		
En. elettrica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	606.165.401
En. termica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	
En. Totale lorda sez. CCGT	kWh	606.165.401
En. elettrica lorda prodotta sez. CHP	kWh	52.460.000
En. termica lorda prodotta caldaie ausiliarie	kWh	17.904.560
En. termica lorda prodotta caldaia TG3	kWh	51.537.896
En. termica lorda prodotta totale sez. CHP	kWh	69.442.456
En. Totale lorda CHP	kWh	121.902.456
En. elettrica lorda totale	kWh	658.625.401
En. termica lorda totale	kWh	69.442.456
En. Totale lorda	kWh	728.067.857
<b>Autoconsumi En. elettrica</b>		
En. El. Consumata sez. CCGT	kWh	10.871.019
En. El. Consumata sez. CHP	kWh	2.594.400
En. El. Totale consumata	kWh	13.465.419
<b>Perdite</b>		
En. elettrica per trasformazione sez. CCGT	kWh	6.895.203
En. termica CCGT dissipata in centrale	kWh	
En. termica CHP dissipata in centrale	kWh	3.785.356
En. termica dissipata in centrale	kWh	3.785.356
Perdite tot.	kWh	10.680.559
<b>Produzione netta</b>		
En. Elettrica	kWh	638.264.779
En. Termica	kWh	65.657.100
En. Totale	kWh	703.921.879
<b>Rendimento al netto di perdite e autoconsumi</b>		
Rendimento netto complessivo sez. CCGT	%	46%
Rendimento netto complessivo sez. CHP	%	47%
Rendimento netto complessivo	%	47%
<b>Rendimento lordo</b>		
Rendimento lordo complessivo sez. CCGT	%	47%
Rendimento lordo caldaie ausiliarie	%	76%
Rendimento lordo TG3 (el. + termico)	%	47%
Rendimento lordo complessivo sez. CHP	%	49%
Rendimento complessivo	%	46%

Tabella 4 - Bilancio energetico centrale Tor di Valle per il 2005

Anno 2005

**Consumi combustibile**

Gasolio complessivo	t	0
Gas naturale sez. CCGT	Nm3	122.161.835
	kWh	1.289.595.853
Gas naturale TG3	Nm3	21.136.626
	kWh	223.127.831
Gas naturale caldaie ausiliarie	Nm3	2.234.947
	kWh	23.593.116
Gas naturale complessivo	Nm3	145.533.408
	kWh	1.536.316.800
<b>En. lorda prodotta</b>		
En. elettrica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	606.165.401
En. termica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	
En. Totale lorda sez. CCGT	kWh	606.165.401
En. elettrica lorda prodotta sez. CHP	kWh	52.460.000
En. termica lorda prodotta caldaie ausiliarie	kWh	17.904.560
En. termica lorda prodotta caldaia TG3	kWh	51.537.896
En. termica lorda prodotta totale sez. CHP	kWh	69.442.456
En. Totale lorda CHP	kWh	121.902.456
En. elettrica lorda totale	kWh	658.625.401
En. termica lorda totale	kWh	69.442.456
En. Totale lorda	kWh	728.067.857
<b>Autoconsumi En. elettrica</b>		
En. El. Consumata sez. CCGT	kWh	10.871.019
En. El. Consumata sez. CHP	kWh	2.594.400
En. El. Totale consumata	kWh	13.465.419
<b>Perdite</b>		
En. elettrica per trasformazione sez. CCGT	kWh	6.895.203
En. termica CCGT dissipata in centrale	kWh	
En. termica CHP dissipata in centrale	kWh	3.785.356
En. termica dissipata in centrale	kWh	3.785.356
Perdite tot.	kWh	10.680.559
<b>Produzione netta</b>		
En. Elettrica	kWh	638.264.779
En. Termica	kWh	65.657.100
En. Totale	kWh	703.921.879
<b>Rendimento al netto di perdite e autoconsumi</b>		
Rendimento netto complessivo sez. CCGT	%	46%
Rendimento netto complessivo sez. CHP	%	47%
Rendimento netto complessivo	%	47%
<b>Rendimento lordo</b>		
Rendimento lordo complessivo sez. CCGT	%	47%
Rendimento lordo caldaie ausiliarie	%	76%
Rendimento lordo TG3 (el. + termico)	%	47%
Rendimento lordo complessivo sez. CHP	%	49%
Rendimento complessivo	%	46%

Dalla tabella 4 si evince l'elevato rendimento della sezione CCGT, che per il 2005 raggiunge un valore del 46% al netto delle perdite.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 12 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

La sezione CHP ha un rendimento complessivo di circa il 47%, da considerarsi discreto ma non allineato con gli impianti di cogenerazione più moderni, in grado di raggiungere prestazioni più elevate.

Si fa notare come utilizzando un fattore di conversione pari a 8.250 Kcal/Nm<sup>3</sup>, ovvero quello adottato per redigere il Bilancio Energetico Nazionale, i valori di rendimento risultino pari a circa il 50,6% e il 52,1% rispettivamente per le sezioni CCGT e CHP.

## 4. Ciclo delle acque

### 4.1 Sezione a cogenerazione

Per l'impianto di Cogenerazione, la fonte di approvvigionamento è la rete di acqua potabile cittadina (si veda il punto PP1). Le due correnti in ingresso sono destinate rispettivamente all'uso industriale ed ai servizi.

#### 4.1.1 Acqua ad uso industriale

I consumi di acqua industriale indicati sono prevalentemente dovuti al reintegro delle perdite nella rete dell'acqua di teleriscaldamento, dovute a rotture e trafiletti sulle tubazioni ed in corrispondenza dei giunti.

L'acqua in ingresso è sottoposta ad un trattamento di abbattimento della durezza temporanea mediante addolcimento (A.25.2.6).

L'impianto di trattamento ha una potenzialità di trattamento max di 10 m<sup>3</sup>/h, per un consumo medio annuo di circa 41.000 mc, ed è costituito essenzialmente da:

n. 2 scambiatori a resina cationica

sistema di rigenerazione composto da recipiente di preparazione e stoccaggio della soluzione del sale (cloruro di sodio).

L'acqua trattata presenta le seguenti caratteristiche:

CO<sub>2</sub> residua: 10 ppm

Durezza residua: 0,3°F

L'acqua di teleriscaldamento viene periodicamente additivata (A.25.2.7) con prodotti deossigenanti e di controllo del pH, con l'obiettivo di mantenere i parametri di rilievo nei limiti di accettabilità per evitare problemi di corrosione alle condotte.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 13 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

Il prodotto utilizzato come deossigenante è BT448 (soluzione acquosa di ammine alifatiche ed eterocicliche, disperdenti e polifosfati), fornito da Redan Chimica S.r.l. Il prodotto utilizzato per il controllo del pH e la soda caustica. Le uniche acque in uscita sono costituite da acque meteoriche (punto di scarico SF4), in quanto non sono previste altre attività tali da generare reflui.

#### 4.1.2 Acqua meteorica

Le acque meteoriche vengono raccolte in una apposita vasca interrata per essere poi scaricate in pubblica fognatura. Viene effettuata un'analisi con cadenza almeno annuale su un campione prelevato dalla vasca, mediante laboratorio accreditato.

Di seguito si riporta la media dei risultati delle analisi sulle acque in oggetto effettuate nel 2005). Nel caso di risultati al di sotto della soglia di rilevabilità, il valore è stato assunto pari alla metà della soglia stessa.

Parametro controllato	Valore
PH	8,0
COD (come O <sub>2</sub> ) mg/L	18,09
Zinco mg/L	0,15
Fosforo totale (come P) mg/L	0,46
Tensioattivi totali (mg/L)	0,10
Oli minerali mg/L	0,56
Materiali sedimentab. mL/L	0,10
BOD <sub>5</sub> (come O <sub>2</sub> ) mg/L	2,09
Ammoniaca Totale (come NH <sub>4</sub> ) mg/L	0,55
Azoto nitroso mg/L	0,05
Azoto nitrico mg/L	1,40

**Tabella 5 - Medie delle analisi del 2005 sulle acque meteoriche**

## 4.2 Sezione a ciclo combinato

Per l'impianto a ciclo combinato si possono individuare tre correnti principali in ingresso:

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 14 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

1. Quella riguardante l'acqua utilizzata per condensare il vapore del ciclo termico (raffreddamento/condensazione) (si veda il punto PP2).
2. Quella riguardante l'acqua per il reintegro del ciclo chiuso e del ciclo termico (industriale) (si veda il punto PP1 in comune con la Sezione CHP).
3. La rete di acqua potabile per i servizi.

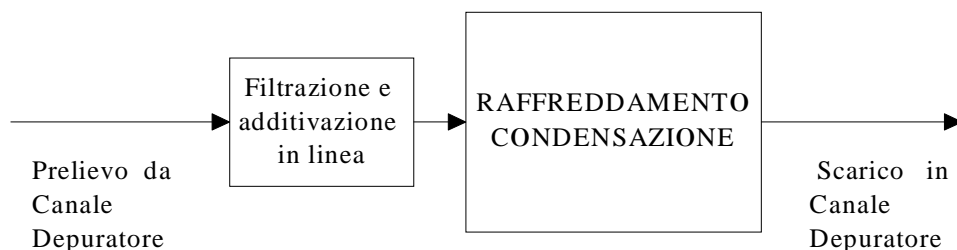
#### 4.2.1 Acqua di raffreddamento

La fonte di approvvigionamento è costituita dal canale di scarico del limitrofo impianto di depurazione delle acque reflue urbane Roma Sud. Si fa notare come come questa soluzione sia ottimale, considerando la bassa qualità dell'acqua utilizzata e l'assenza di fauna ittica.

L'acqua per il sistema di raffreddamento è prelevata ad una temperatura di circa 18 °C con una portata media di 6.800 mc/h, tramite opera di presa dotata di griglie in ingresso e sgrigliatore automatico, adeguato per trattenere le alghe presenti nell'acqua del canale (circa 20 t/a). Tre pompe prelevano l'acqua dalla vasca di raccolta e la immettono su un unico collettore. Questo, dopo un trattamento di clorazione ed additivazione con biodispersente (si veda A.25.1.9), adduce acqua al sistema di condensazione del vapore proveniente dalla turbina a vapore ed agli scambiatori del ciclo chiuso che servono per il raffreddamento delle tenute delle pompe delle caldaie ed al raffreddamento di componenti delle macchine.

Gli additivi utilizzati sono l'Ipoclorito di Sodio (NaOCl) e il Redan CT-662 (miscela di tensioattivi anionici e non ionici); l'ipoclorito viene additivato con lo scopo di ridurre il carico organico vivo nelle tubazioni, visto che le temperature presenti sono favorevoli all'incubazione di microrganismi.

Il Redan, biodispersente, ha la particolarità di esaltare l'efficacia del trattamento con cloro, di ridurre il "fouling" (incrostazione) organico e di dare maggiore consistenza al fiocco organico che si viene a formare.





	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 15 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

Le acque in uscita dal processo di condensazione sono immesse nel canale di scarico del depuratore Roma-Sud ad una temperatura di circa 24°C, subiscono un mescolamento con le acque a 18°C, per raggiungere una temperatura a valle dello scarico di circa 20°C. Prima di essere immesse nel Tevere tale corrente passa attraverso la vasca di clorazione del depuratore, subendo un ulteriore mescolamento e quindi raffreddamento.

Di seguito si riporta la media dei risultati delle analisi sulle acque in oggetto effettuate nel 2005 (frequenza mensile esclusi luglio). Nel caso di risultati al di sotto della soglia di rilevabilità, il valore è stato assunto pari alla metà della soglia stessa. Lo scarico ha una portata all'incirca costante pari ad una media di circa 6.800 mc/h

Parametro controllato	Valore
PH	7,9
COD (come O <sub>2</sub> ) mg/L	36
Zinco mg/L	0,253
Fosforo totale (come P) mg/L	1,015
Tensioattivi totali (mg/L)	0,048
Oli minerali mg/L	0,693
Materiali sedimentab. mL/L	0,185
BOD <sub>5</sub> (come O <sub>2</sub> ) mg/L	18,2
Ammoniaca Totale (come NH <sub>4</sub> ) mg/L	2,480
Azoto nitroso mg/L	0,330
Azoto nitrico mg/L	3,280
Cloro residuo mg/L	0,073
Tmax °C	19,9
ΔTmax °C	1,35

**Tabella 6 - Medie delle analisi del 2005 sulle acque di raffreddamento**

#### **4.2.2 Acqua ad uso industriale**

L'acqua di reintegro è prelevata dalla rete pubblica dell'acqua potabile (medesimo punto di prelievo PP1 della Sezione di Cogenerazione) con un consumo medio annuo di circa 28.000 mc e, dopo filtrazione (A.25.1.6), inviata al sistema di demineralizzazione e additivazione della portata max di 6 m<sup>3</sup>/h (A.25.1.7), e quindi in 2 serbatoi di stoccaggio da 100 mc/cad da cui è prelevata per il reintegro dei cicli.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 16 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

Il trattamento consiste in una filtrazione al quarzo e successiva demineralizzazione con resine a scambio ionico, rigenerate in loco tramite acido cloridrico e soda caustica.

Le acque provenienti dalla demineralizzazione e destinate al ciclo termico, vengono additivate con i seguenti prodotti chimici:

- BT 412: deossigenante alcalinizzante per acque di caldaia;
- BT 434: fosfato con funzione di stabilizzante dei vari parametri e può far precipitare la durezza temporanea (calcari); può produrre inoltre un innalzamento della conducibilità;
- Redan CT 672: miscela a base di molibdati utilizzata nel ciclo chiuso per prevenire fenomeni di corrosione delle parti in rame;

Dosaggio:

- BT 412 e BT 434 vengono immessi in continuo ad ogni riavviamento di impianto e la quantità da immettere (15-20 impulsi al minuto impostati sulle pompette) viene determinata in base ai riscontri analitici;
- il Redan CT 672 viene immesso, in seguito ai riscontri analitici, una volta al mese circa nella quantità di un fusto da 5 kg.

In uscita dall'impianto abbiamo:

le acque di sala macchine (lavaggi parti meccaniche)

gli spurghi del ciclo termico.

Le acque provenienti dalla sala macchine vengono raccolte in una cisterna e da qui inviate a disoleatura (A.25.1.10), dove avviene la separazione tra l'acqua e l'olio. Gli oli sono raccolti in un serbatoio e quindi inseriti in fusti che sono inviati a smaltimento; le acque, dopo essere passate attraverso un impianto a carboni attivi (A.25.1.11), sono invece inviate ad una cisterna interrata nel quale sono sottoposte a neutralizzazione con NaOH e HCl (A.25.1.12) insieme agli spurghi provenienti dal ciclo termico e alle acque della rigenerazione resine a scambio ionico, e quindi scaricate nel canale dell'impianto di depurazione limitrofo previo controllo del pH.

Nella vasca di neutralizzazione è difatti presente un sistema di controllo in continuo con pH-metro per permettere il dosaggio di HCl e NaOH e l'identificazione del pH allo scarico. Tale scarico

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 17 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

avviene in automatico quando la vasca di neutralizzazione è in alto livello e in ogni modo solo dopo il controllo del pH.

Di seguito si riporta la media dei risultati delle analisi sulle acque in oggetto effettuate nel 2005. Nel caso di risultati al di sotto della soglia di rilevabilità, il valore è stato assunto pari alla metà della soglia stessa. Lo scarico ha una portata all'incirca costante pari a 3,8 m<sup>3</sup>/h e scarica in maniera discontinua all'incirca una volta al giorno, per una quantità pari a circa 33.000 m<sup>3</sup>/a.

Parametro controllato	Valore
PH	7,9
COD (come O <sub>2</sub> ) mg/L	22
Zinco mg/L	0,054
Fosforo totale (come P) mg/L	0,690
Tensioattivi totali (mg/L)	0,219
Oli minerali mg/L	0,59
Materiali sedimentab. mL/L	0,095
BOD <sub>5</sub> (come O <sub>2</sub> ) mg/L	3,8
Ammoniaca Totale (come NH <sub>4</sub> ) mg/L	1,640
Azoto nitroso mg/L	0,086
Azoto nitrico mg/L	1,996

**Tabella 7 - Medie delle analisi del 2005 sulle acque di neutralizzazione**

#### **4.2.3 Acqua ad uso civile**

L'acqua necessaria ai servizi igienici è prelevata dall'acquedotto nella misura di circa 1.000 m<sup>3</sup>/anno.

I reflui civili sono convogliati in fognatura che poi adduce in testa all'impianto di depurazione Roma - Sud.

#### **4.2.4 Acqua meteorica**

Le acque meteoriche vengono raccolte in una apposita vasca interrata per essere poi scaricate nel canale dell'impianto di depurazione limitrofo. Viene effettuata un'analisi con cadenza almeno annuale su un campione prelevato dalla vasca, mediante laboratorio accreditato.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 18 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

Di seguito si riporta la media dei risultati delle analisi sulle acque in oggetto effettuate nel 2005). Nel caso di risultati al di sotto della soglia di rilevabilità, il valore è stato assunto pari alla metà della soglia stessa.

Parametro controllato	Valore
PH	8,0
COD (come O <sub>2</sub> ) mg/L	12
Zinco mg/L	0,111
Fosforo totale (come P) mg/L	2,528
Tensioattivi totali (mg/L)	0,048
Oli minerali mg/L	0,921
Materiali sedimentab. mL/L	0,050
BOD <sub>5</sub> (come O <sub>2</sub> ) mg/L	1,5
Ammoniaca Totale (come NH <sub>4</sub> ) mg/L	0,263
Azoto nitroso mg/L	0,028
Azoto nitrico mg/L	1,370

**Tabella 8 - Medie delle analisi del 2005 sulle acque meteoriche**

## 5. Emissioni in atmosfera

### 5.1 Sezione CHP

Le emissioni in atmosfera dalla sezione CHP derivano:

dai fumi di combustione del Turbogas che fuoriescono dalla caldaia a recupero (si vedano il par. 2.1, la fase A.25.2.3 e il punto di emissione A3 in planimetria B.20);

dai fumi di combustione del Turbogas che fuoriescono dal camino di by-pass: sul condotto di uscita fumi dal turbogas è installato un camino di by-pass che convoglia i fumi stessi direttamente nell'atmosfera escludendo la caldaia a recupero, quando occorra solo la produzione di energia elettrica (si vedano il par. 2.1, la fase A.25.2.2 e il punto A3b in planimetria B.20); dai fumi di combustione delle 3 caldaie di riserva e integrazione (si vedano il par. 2.1, la fase A.25.2.5 e i punti di emissione A4, A5 e A6 in planimetria B.20); dalle caldaie di pre-riscaldamento del gas metano (si vedano il par. 2.1, la fase A.25.2.1 e i punti di emissione A7 e A8 in planimetria B.20);

Gli impianti della sezione CHP sono attualmente autorizzati in via generale ad emettere in atmosfera ai sensi del DPR 203/88, art. 12 in seguito alla domanda presentata in data 28.6.89.

Di seguito vengono definite le caratteristiche quali - quantitative delle emissioni summenzionate.

### 5.1.1 Punto di emissione A3 e A3b - TG3 in assetto cogenerativo e non

L'emissione in assetto cogenerativo (punto di emissione A3) è continua per max 14 ore al giorno nei giorni feriali durante la stagione invernale del teleriscaldamento (da novembre a marzo dell'anno successivo); negli altri periodi dell'anno, l'emissione in assetto cogenerativo é variabile in funzione del carico termico richiesto per l'erogazione dell'acqua sanitaria, ed é mediamente pari a circa 3 ore al giorno.

L'emissione in assetto non cogenerativo (punto di emissione A3b) è invece limitata al periodo estivo (da aprile ad ottobre), ed é influenzata dalla richiesta di carico elettrico sulla rete; nei periodi di max richiesta; in tale periodo (giugno e luglio), l'emissione può protrarsi fino al max di 7 ore al giorno nei giorni feriali della settimana.

Nella tabella successiva si riportano le caratteristiche nominali delle emissioni summenzionate:

<b>Emissione A3 e A3b</b>	
Portata normalizzata max (Nm <sup>3</sup> /h)	320.000
Temperatura media fumi (°C)	150 (505 per A3b)
Altezza (m)	20
CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	100
Ossidi di azoto come NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	400

**Tabella 9 - Valori nominali emissione A3 e A3b**

Si fa notare come l'alimentazione a gasolio non sia mai stata utilizzata negli ultimi anni.

Di seguito si riportano le medie di concentrazione per il 2005 di CO ed NO<sub>x</sub>. I valori di concentrazione annuale sono stati calcolati a partire dal flusso di massa annuale, a sua volta calcolato a partire dalle misurazioni in continuo della concentrazione, moltiplicate per la portata e per il periodo di funzionamento.

CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )
1,7	257

**Tabella 10 - Valori di concentrazione medi 2005 derivanti da misurazioni in continuo**

La misurazione in continuo avviene solo per il punto di emissione A3.

Durante la fase di avviamento della turbina a gas, la cui durata é limitata a circa 15 min, le emissioni di CO possono incrementarsi fino a circa 110 mg/Nmc; non si registrano invece picchi di emissione significativi durante la fase di arresto, anch'essa limitata a circa 15 min.

Per quanto riguarda le caldaie ausiliarie, durante l'avviamento della durata di circa 30 min., si registrano picchi di emissione di CO e NOx rispettivamente pari a circa 40 e 200 mg/Nmc, mentre durante la fermata, pari a circa 10 min., si possono registrare picchi di emissione di CO e NOx rispettivamente pari a circa 45 e 300 mg/Nmc.

### 5.1.2 Punti di emissione A4, A5 e A6 - caldaie di riserva e integrazione B1, B2 e B3

Nella tabella successiva si riportano le caratteristiche nominali delle emissioni in oggetto:

<b>Alimentazione a metano</b>			
	<b>A4</b>	<b>A5</b>	<b>A6</b>
Portata normalizzata max (Nm <sup>3</sup> /h)	<b>20.000</b>	<b>20.000</b>	<b>20.000</b>
Temperatura media fumi (°C)	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>
Altezza (m)	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
Ossidi di azoto come NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>350</b>

**Tabella 11 - Valori nominali emissioni A4, A5 ed A6**

Di seguito si riportano le medie di concentrazione per il 2005 di CO ed NO<sub>x</sub>. I valori di concentrazione annuale sono stati calcolati a partire dal flusso di massa annuale, a sua volta calcolato a partire dalle misurazioni in continuo della concentrazione, moltiplicate per la portata e per il periodo di funzionamento.

	<b>CO (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>NO<sub>x</sub> (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>
A4	5,12	137,14
A5	21,35	132,65
A5	6,26	120,56

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 21 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

**Tabella 12 - Valori di concentrazione medi 2005 derivanti da misurazioni in continuo**

### **5.1.3 Punti di emissione A7 e A8 - caldaie di pre-riscaldamento**

Riguarda le caldaie di pre-riscaldamento del metano prima di essere utilizzato nel ciclo di combustione. In merito a queste caldaie, non esistono dati di analisi in quanto le emissioni sono poco significative (così come indicato anche nel DPR 25/7/1991, Allegato 1)

### **5.1.4 Punto di emissione A12 - Motopompa anti-incendio**

Riguarda il motore diesel della motopompa anti-incendio a servizio della sezione CHP (emissioni non soggetta ad autorizzazione in quanto impianto di emergenza).

## **5.2 Sezione CCGT**

Le emissioni in atmosfera del Ciclo Combinato derivano dai seguenti punti di emissione:

due camini delle caldaie a recupero, che vengono utilizzati per il normale funzionamento dell'impianto (si vedano il par. 2.2, la fase A.25.1.3 e i punti di emissione A1 e A2 in planimetria B.20);

due camini di by-pass per i turbogas, utilizzati per bypassare il ciclo vapore in casi di funzionamento particolare o di malfunzionamento del turbogeneratore a vapore (si vedano il par. 2.2, la fase A.25.1.3 e i punti di emissione A1b e A2b in planimetria B.20); delle caldaie di pre-riscaldamento del gas metano (si vedano il par. 2.2, la fase A.25.1.1 e i punti di emissione A9 e A10 in planimetria B.20);

Per contenere l'emissione degli NO<sub>x</sub> è stato utilizzato un sistema di abbattimento che prevede l'uso della tecnica DLN ("Dry Low NO<sub>x</sub>"), tecnica che mediante una premiscelazione del combustibile con l'aria comburente, prima di entrare in camera di combustione, riduce notevolmente la temperatura media di fiamma e, se la premiscelazione è buona, abbatte le punte locali di temperatura, agendo così sulla causa della formazione degli ossidi di azoto.

Le emissioni sono attualmente autorizzate con autorizzazione ai sensi dell'art. 17 del DPR 203/88 rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e del Territorio con Decreto DEC/VIA/1681 del 2.8.93 e successiva autorizzazione del 19 ottobre 1993.

Di seguito vengono definite le caratteristiche quali-quantitative delle emissioni summenzionate.

### 5.2.1 Punti di emissione A1, A1b, A2 e A2b - Emissioni dalle caldaie a recupero e dei TG in bypass

Nella tabella successiva si riportano le caratteristiche nominali delle emissioni in oggetto. I valori riportati sotto valgono per le emissioni di entrambe le linee (quindi quelle riferite alle due turbine TG1 e TG2), sia durante il normale funzionamento in ciclo combinato che in bypass in riferimento al ciclo vapore.

Portata normalizzata max (Nm <sup>3</sup> /h)	<b>420.000</b>
Temperatura media fumi (°C)	<b>110 (550 in bypass)</b>
Altezza (m)	<b>30 (30 m per i camini di bypass)</b>
CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	<b>50</b>
Ossidi di zolfo (mg/Nm <sup>3</sup> )	<b>10</b>
Ossidi di azoto come NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	<b>100</b>
Polveri (mg/Nm <sup>3</sup> )	<b>5</b>

**Tabella 13 - Valori nominali emissioni A1 e A2**

Di seguito si riportano le medie di concentrazione per il 2005 di CO ed NO<sub>x</sub>. I valori di concentrazione annuale sono stati calcolati a partire dal flusso di massa annuale, a sua volta calcolato a partire dalle misurazioni in continuo della concentrazione, moltiplicate per la portata e per il periodo di funzionamento.

	<b>CO (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>NO<sub>x</sub> (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>
A1	3,71	14,81
A2	6,58	15,61

**Tabella 14 - Valori di concentrazione medi 2005 derivanti da misurazioni in continuo**

Il sistema DLN delle due turbine a gas é operativo al di sopra dell'80% del carico delle macchine; durante le fasi di avviamento "a freddo" della sezione CCGT, la cui durata é pari a circa 9 ore, nelle fasi di riscaldamento dei generatori di vapore effettuate con le turbine a gas a bassi carichi, si verificano dei picchi di emissione di CO e NO<sub>x</sub>, rispettivamente pari a circa 100 e 130 mg/Nmc. Durante la fermata della sezione, la cui durata é limitata a circa 2 ore, i picchi di CO ed NO<sub>x</sub> sono rispettivamente pari a circa 100 e 90 mg/Nmc.



	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 23 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

### **5.2.2 Punti di emissione A9 e A10 - caldaie di pre-riscaldamento del metano**

Riguarda le caldaie di pre-riscaldamento del metano prima di essere utilizzato nel ciclo di combustione. In merito a queste caldaie, non esistono dati di analisi in quanto le emissioni sono poco significative (così come indicato anche nel DPR 25/7/1991, Allegato 1).

### **5.2.3 Punto di emissione A11 - Motopompa anti-incendio**

Riguarda il motore diesel della motopompa anti-incendio a servizio della sezione CCGT (emissioni non soggetta ad autorizzazione in quanto impianto di emergenza).

## **6. Rifiuti**

I principali rifiuti derivanti dalle normali attività di produzione sono:

- filtri per l'aria delle turbine (da A.25.1.2 e A.25.2.2)
- filtri olio dalle turbine (da A.25.1.2 e A.25.2.2)
- alghie prodotte dalla filtrazione dell'acqua di raffreddamento (da A.25.1.9)
- emulsioni oleose dal disoleatore (da A.25.1.10)
- oli esauti (da A.25.1.2 ed in generale da tutte le parti meccaniche)
- carboni attivi esauti (da A.25.1.11 e A.25.1.6)

Si fa notare come l'adozione dei carboni attivi sia recente, e come quindi non vi siano stati smaltimenti.

Presso il sito engono inoltre prodotti:

- rifiuti derivanti dalle attività di manutenzione (es: rottami ferrosi, ecc.)
- rifiuti derivanti dalle attività di ufficio (es: carta, rifiuti assimilati agli urbani, ecc.)
- manutenzioni edifici, attività edilizie, altre attività (es: lampadine, interventi edilizi, ecc.)

Di seguito si riporta l'elenco dei rifiuti prodotti nell'impianto nel 2005 (rappresentativi della produzione tipica di rifiuti nell'impianto), associandoli alle fasi di provenienza e indicando le quantità.

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 24 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

<b>Codice Rifiuto (CER)</b>	<b>Tipologia di Rifiuto</b>	<b>Quantità annua (kg)</b>	<b>Fase di provenienza</b>
150203	Filtri per l'aria delle turbogas	<b>1.370</b>	<b>A.25.1.2 A.25.2.2</b>
130105*	Emulsioni oleose da impianto di disoleatura	<b>240</b>	<b>A.25.1.10</b>
130208*	Olio esausto sostituito dai motori ed ingranaggi	<b>430</b>	<b>Diversi appareati meccanici</b>
160306	Alghe raccolte dal canale di restituzione del Depuratore Roma Sud	<b>11.670</b>	<b>A.25.1.9</b>
150106	Imballaggi misti	<b>1.800</b>	<b>Tutto l'impianto</b>
150202*	Filtri olio e materiali assorbenti	<b>435</b>	<b>Diversi appareati meccanici</b>
160117	Rottami ferrosi	<b>2.340</b>	<b>Diversi appareati meccanici</b>
160214	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso	<b>140</b>	<b>Apparati elettro- meccanici</b>
160601*	Batterie al piombo esauste	<b>350</b>	
170405	Ferro e acciaio (rottami)	<b>1.200</b>	<b>Diversi appareati meccanici</b>
170407	Metalli misti	<b>100</b>	<b>Diversi appareati meccanici</b>
170604	Lana di roccia da coibentazioni	<b>800</b>	<b>Demolizione</b>
200101	Carte e cartoni	<b>5.370</b>	<b>Tutto l'impianto</b>
200121*	Lampada al neon esaurite	<b>20</b>	<b>Tutto l'impianto</b>
200138	Legno	<b>1.950</b>	<b>Tutto</b>

	09 giugno 2008	Rev. 1	Pagina 25 di 25
Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale <i>B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

			<b>l'impianto</b>
160107*	Filtri olio	<b>10</b>	<b>Circuiti oleodinamici turbine a gas ed a vapore</b>

### 6.1.1 Gestione dei rifiuti

La gestione dei rifiuti avviene secondo le modalità esposte in allegato E.5

	20 maggio 2006	Rev. 0	Pagina 28 di 34
<i>C.6 Nuova relazione tecnica dei processi produttivi</i>			

## ALLEGATO C.6

# NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

## Indice

1. Premessa .....	29
2. Descrizione modifica .....	29
3. Bilancio energetico .....	30
4. Ciclo delle acque .....	32
4.1 Sezione CHP .....	32
4.2 Sezione CCGT .....	32
5. Emissioni in atmosfera .....	33
6. Rifiuti .....	34

### 1. Premessa

Lo scopo del presente documento è quello di descrivere gli interventi di ampliamento necessari per l'incremento della potenzialità dell'impianto di cogenerazione esistente (nel seguito indicato in breve come CHP) nella Centrale di Tor di Valle di ulteriori 60 MWt, prelevati mediante recupero termico dal vapore spillato dalla sezione di media pressione della turbina a vapore dell'adiacente impianto a ciclo combinato (nel seguito indicato in breve come CCGT).

Nel documento verranno descritte esclusivamente le modifiche previste al bilancio di materia ed energia dell'impianto. Per quanto riguarda lo stato attuale si rimanda alla relazione B18.

Si fa notare come non vengano allegate le planimetrie modificate dell'impianto in quanto non interverranno modifiche sostanziali alle utilities di impianto.

### 2. Descrizione modifica

L'esistente impianto di cogenerazione è previsto per la produzione di due tipi di energia: elettrica, da immettere nella RTN e nella rete di distribuzione della città di Roma; termica, da utilizzare per il riscaldamento invernale di edifici civili.

La cogenerazione è attualmente realizzata con un gruppo turbina a gas/alternatore da 24,53 MW, accoppiato ad una caldaia di recupero da 44,4 MW; il sistema è completato da tre generatori ausiliari da 14,8 MWt ciascuno, aventi la funzione di erogare energia termica per integrazione e/o soccorso in caso di fuori servizio del gruppo turbogas/caldaia a recupero, e da un sistema di 6 accumulatori di calore (serbatoi d'acqua da 215 m3 cadauno), necessari per poter accumulare e quindi ridistribuire l'energia termica (a causa della non contemporanea utilizzazione delle due forma di energia), dalle apparecchiature atte a realizzare la pressurizzazione e la distribuzione dell'acqua surriscaldata (utilizzata per trasportare l'energia termica dal luogo di produzione a quello di utilizzazione), e da alcuni sistemi ausiliari (si veda anche il diagramma di flusso A.25.2)

La necessità di alimentare le nuove utenze del costruendo quartiere del Torrino Mezzocammino, allacciate tramite dorsali aggiuntive a quelle esistenti, richiede un potenziamento del sistema di teleriscaldamento, permesso dallo sfruttamento di uno spillamento di vapore dall'esistente ciclo combinato (di realizzazione Ansaldo).

	20 maggio 2006	Rev. 0	Pagina 30 di 34
C.6 SCHEDA 3			

Il potenziamento del sistema di teleriscaldamento prevede la realizzazione di:

- uno spillamento dalla sezione di media pressione della turbina a vapore del ciclo combinato (si veda C.7.1.4 nello schema a blocchi C.7.1<sup>1</sup>)
- installazione di 3 scambiatori da 20 MW (si veda C.7.1.13 e C.7.2.8) per lo scambio di calore fra il vapore spillato e il fluido termovettore (acqua surriscaldata)
- nuova sala pompe localizzata in prossimità del ciclo combinato per consentire la circolazione della maggiore quantità di acqua surriscaldata legata all'incremento della potenzialità termica.
- installazione di 2 nuovi serbatoi (si veda C.25.2.4) di accumulo calore da 215 m<sup>3</sup> del tutto identici ai 6 esistenti (si veda A.25.2.4).

L'acqua surriscaldata (in condizioni di progetto a 60°C) proveniente dal collettore di ritorno dalle utenze civili (si veda schema C.7.2) potrà essere convogliata, tramite installazione di una nuova tubazione di collegamento, all'interno del lato tubi degli scambiatori spillamento (C.7.2.8) e quindi alimentare la rete di teleriscaldamento e/o i serbatoi di accumulo calore S1÷S8 (C.7.2.4- dei quali S7 ed S8 sono di nuova installazione).

La temperatura dell'acqua surriscaldata (120°C) in uscita degli scambiatori sarà regolata tramite un controllore di temperatura e relativa valvola di controllo posta su di un ramo di bypass del gruppo dei tre scambiatori.

La pressione della rete potrà essere regolata agendo sulla frequenza di funzionamento dei motori delle pompe, ciascuno dotato di dispositivo inverter.

Il vapore che alimenta il lato mantello agli scambiatori (C.7.1.13) è prelevato da uno spillamento dalla sezione di media pressione della turbina a vapore del ciclo combinato (C.7.1.4); il vapore è reso disponibile ai limiti di batteria del ciclo combinato alle condizioni di pressione e temperatura indicate (2.3 bar a e 139.3 °C). Tale vapore viene desurriscaldato, condensato totalmente e quindi la condensa sottoraffreddata nel corpo di ciascuno scambiatore.

Il livello della condensa all'interno degli scambiatori è mantenuto mediante trasmettitore di livello e relativa valvola di controllo posta sulla linea di uscita del condensato.

Il condensato, sottoraffreddato a 65°C (valore di progetto), e con una pressione di 1.7 bar a a monte della valvola di controllo viene rinviato nel pozzo caldo del condensatore della turbina del ciclo combinato.

### 3. Bilancio energetico

Di seguito si riporta il bilancio energetico così come già esposto nel cap. 2 della relazione in allegato B18, avendo aggiunto una colonna con la previsione del bilancio riferito al periodo 2008-2010, in cui sarà completato il programma di allaccio dei fabbricati del nuovo quartiere; i valori di produzione attesi sono stimati ipotizzando i medesimi volumi di produzione elettrica del 2005, ed il fabbisogno termico a regime della rete di teleriscaldamento.

Le perdite e gli autoconsumi sono stati stimati con una proporzione in base ai dati 2005.

<sup>1</sup> Si fa notare come i "nuovi schemi a blocchi" siano identici a quelli dell'impianto esistente, ad eccezione delle modifiche descritte in questa relazione e della numerazione delle fasi che segue lo schema C.7.X.X invece che A.25.X.X

<b>Bilancio energetico</b>			
Anno		2005	2008-2010
<b>Consumi combustibile</b>			
Gasolio complessivo	t	0	0
Gas naturale sez. CCGT	Nm <sup>3</sup>	122.161.835	122.161.836
	kWh	1.289.595.853	1.289.595.863
Gas naturale TG3	Nm <sup>3</sup>	21.136.626	2.113.663
	kWh	223.127.831	22.312.783
Gas naturale caldaie ausiliarie	Nm <sup>3</sup>	2.234.947	1.610.250
	kWh	23.593.116	16.998.530
Gas naturale complessivo	Nm <sup>3</sup>	145.533.408	125.885.749
	kWh	1.536.316.800	1.328.907.176
<b>En. lorda prodotta</b>			
En. elettrica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	606.165.401	588.000.000
En. termica lorda prorodotta sez. CCGT	kWh	-	82.000.000
En. Totale lorda sez. CCGT	kWh	606.165.401	670.000.000
En. elettrica lorda prodotta sez. CHP	kWh	52.460.000	5.246.000
En. termica lorda prodotta caldaie ausiliarie	kWh	17.904.560	12.900.000
En. termica lorda prodotta caldaia TG3	kWh	51.537.896	5.153.790
En. termica lorda prodotta totale sez. CHP	kWh	69.442.456	18.053.790
En. Totale lorda CHP	kWh	121.902.456	23.299.790
En. elettrica lorda totale	kWh	658.625.401	593.246.000
En. termica lorda totale	kWh	69.442.456	100.053.790
En. Totale lorda	kWh	728.067.857	693.299.790
<b>Autoconsumi En. elettrica</b>			
En. El. Consumata sez. CCGT	kWh	10.871.019	10.545.239
En. El. Consumata sez. CHP	kWh	2.594.400	259.440
En. El. Totale consumata	kWh	13.465.419	10.804.679
<b>Perdite</b>			
En. elettrica per trasformazione sez. CCGT	kWh	6.895.203	6.688.569
En. termica CCGT dissipata in centrale	kWh		4.469.876
En. termica CHP dissipata in centrale	kWh	3.785.356	984.124
En. termica dissipata in centrale	kWh	3.785.356	5.454.001
Perdite tot.	kWh	10.680.559	12.142.570
<b>Produzione netta</b>			
En. Elettrica	kWh	638.264.779	575.752.751
En. Termica	kWh	65.657.100	94.599.789
En. Totale	kWh	703.921.879	670.352.540
<b>Rendimento al netto di perdite e autoconsumi</b>			
Rendimento netto complessivo sez. CCGT	%	46%	50%
Rendimento netto complessivo sez. CHP	%	47%	56%
Rendimento netto complessivo	%	46%	50%
<b>Rendimento lordo</b>			
Rendimento lordo complessivo sez. CCGT	%	47%	52%
Rendimento lordo caldaie ausiliarie	%	76%	76%
Rendimento lordo TG3 (el. + termico)	%	47%	47%
Rendimento lordo complessivo sez. CHP	%	49%	59%
Rendimento complessivo	%	47%	52%

**Tabella 1 - Confronto bilancio energetico 2005/2008**

Per permettere un confronto con i dati reali riferiti all'anno 2005, la stima della produzione della sezione CCGT riferita agli anni successivi all'installazione dello spillamento è stata calcolata considerando lo stesso consumo di combustibile del 2005. Si fa notare come questa sia una previsione attendibile come ordine di grandezza, ma che potrebbe subire variazioni a seconda delle richieste del mercato elettrico.

Come si può vedere, l'implementazione dello spillamento dalla TV della sezione CCGT, permetterà la diminuzione della produzione di energia termica dalla sezione CHP e in particolar modo dalla TG3 (si veda la voce energia lorda prodotta), che risulta la macchina meno efficiente presso l'impianto dal punto di vista dell'utilizzo del combustibile.

Ciò comporterà, assieme alla variazione del mix produttivo (spostatosi maggiormente verso la produzione di energia termica), un miglioramento del rendimento netto complessivo della centrale, che passerà da un valore di circa il 46% a circa 50%.

#### 4. Ciclo delle acque

Non vi saranno modifiche impiantistiche al ciclo delle acque, se non quelle espresse in cap. 2 e nei diagrammi di flusso C.7.1 e C.7.2. Le uniche variazioni ipotizzate vengono espresse di seguito.

##### 4.1. Sezione CHP

Si prevede un aumento del reintegro di acqua nel circuito della rete di teleriscaldamento (si veda par. 3.1 della relazione in allegato B18) dovuto all'allargamento della rete di teleriscaldamento e alle relative perdite. L'aumento delle quantità di acqua di reintegro, con la nuova rete di teleriscaldamento a regime, sarà al massimo proporzionale all'aumento della lunghezza della rete, considerando comunque come questa stima sia cautelativa, in quanto la nuova rete di teleriscaldamento avrà sicuramente meno perdite di quella attuale. Di seguito si riporta la stima dell'aumento dei reintegri così come esposta sopra.

Reintegro acqua		
	2005	2008-2010
Lunghezza rete (km)	26	32
Reintegro (m <sup>3</sup> /a)	41.000	50.462

Come si vede dalla tabella sovrastante, il massimo aumento dei reintegri è stimato per un valore pari a 9.462 m<sup>3</sup>/a.

##### 4.2. Sezione CCGT

L'aumento dei reintegri nel ciclo termico e nei cicli chiusi di raffreddamento (si veda par. 3.2.2 relazione in allegato B.18) sarà proporzionale esclusivamente alla variazione delle ore di utilizzo dell'impianto, in quanto l'aggiunta dello spillamento non comporterà una variazione sostanziale di questo aspetto.

Al contrario, considerando come parte della potenza termica dissipata attualmente nel condensatore tramite l'acqua di raffreddamento, verrà utilizzata per produrre calore per riscaldamento, durante il periodo di massimo sfruttamento dello spillamento (periodo invernale), si stima come la portata dell'acqua di raffreddamento possa ridursi fino ad un valore pari a circa un terzo della portata attuale.

Ciò è facilmente verificabile in quanto la portata di vapore che dalla TV (C.7.1.4) viene convogliato al condensatore (C.7.1.5), nei periodi di spillamento massimo passerà dai normali 150 t/h a poco più di 50 t/h, con una conseguente riduzione ad un terzo del carico termico da dissipare.



Per quanto riguarda la qualità delle acque, non vi saranno modifiche sostanziali, se non l'aumento di acque di sala macchine (convogliate in C.7.1.10) derivante dall'installazione del nuovo locale pompe asservito al circuito dello spillamento.

## 5. Emissioni in atmosfera

La variazione delle emissioni in atmosfera dell'impianto sarà proporzionale alla variazione di utilizzo delle singole macchine e dal consumo di combustibile delle stesse.

Di seguito si riporta confronto fra le ore di utilizzo delle singole macchine nel 2005 e quelle stimate per il 2008-2010 (a regime), riportando anche i dati stimati delle emissioni in atmosfera.

Emissioni in atmosfera								
	CCGT		CHP (TG3)		CHP (Caldaie ausiliarie)		Totale	
	2005	2008	2005	2008	2005	2008	2005	2008
consumo di gas naturale (Nm3)	122.161.835	122.161.836	21.136.626	2.113.663	2.234.947	1.610.250	145.533.408	125.885.749
emissioni di NOx (t)	74,26	74,26	201,89	20,19	5,51	3,97	282	98
emissioni di CO (t)	41,46	41,46	1,34	0,13	0,61	0,44	43	42
emissioni di NOx per kWh prodotto (g/kWh)	0,12	0,11	1,94	1,94	0,31	0,31	0,39	0,14
emissioni di CO per kWh prodotto (g/kWh)	0,07	0,06	0,01	0,01	0,03	0,03	0,06	0,06
Prod. lorda di en. el	606.165.401	588.000.000	52.460.000	5.246.000	0	0	658.625.401	593.246.000
Prod. lorda di en. termica	0	82.000.000	51.537.896	5.153.790	17.904.560	12.900.000	69.442.456	100.053.790
Prod. lorda totale di energia	606.165.401	670.000.000	103.997.896	10.399.790	17.904.560	12.900.000	728.067.857	693.299.790

Così come il rendimento energetico, anche le emissioni in atmosfera subiranno un miglioramento in funzione del kWh prodotto. Ciò si spiega da una parte con uno spostamento del mix di produzione verso l'energia termica, ma anche con una significativa diminuzione di utilizzo del TG3, ovvero la macchina meno performante dal punto di vista delle emissioni, a fronte di una maggiore utilizzazione degli altri impianti.

Il miglioramento è visibile soprattutto per la variazione delle emissioni NOx specifiche per kWh prodotto, che se anche valutata per l'intero impianto risulta significativa, con valori che passano da 0,39 g/kWh per il 2005 a 0,14 g/kWh previsti a partire dal 2008.

	20 maggio 2006	Rev. 0	Pagina 34 di 34
<i>C.6 SCHEDA 3</i>			

## **6. Rifiuti**

Gli unici rifiuti per i quali è possibile ipotizzare una correlazione quantitativa con la produzione sono:

- filtri per l'aria delle turbine;
- alghe prodotte dalla filtrazione dell'acqua di raffreddamento;
- emulsioni oleose dal disoleatore;
- olii esausti;
- carboni attivi esausti;

Considerando come la maggior parte di questi rifiuti venga prodotta dalla sezione CCGT e come per essa non si stimino variazioni sostanziali nelle ore di funzionamento, si ritiene come non vi saranno variazioni nella produzione dei rifiuti.