

**REGIONE AUTONOMA FRIULI VENEZIA GIULIA  
PROVINCIA DI GORIZIA  
COMUNE DI GORIZIA**

Località: S. Andrea, Via Gregorcic, 24

**COMMITTENTE:**

**ELETTROGORIZIA S.p.A.  
Via Maestri del Lavoro, 8 - Trieste (TS)**

**POTENZIAMENTO IMPIANTO DI PRODUZIONE  
ENERGIA ELETTRICA DA 49,9 A 57,3 MWe**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE  
Sez-B – QUADRO DI RIFERIMENTO  
PROGETTUALE**

ARCHIVIO: n. 78

REVISIONE : 04/2007

DATA : 11.04.2007

Questo documento non potrà essere copiato, replicato o pubblicato tutto o in parte, senza il consenso dello Studio ing. C. Cecotti. Legge 22.04.41 n° 633 art. 2575 e seg. C.C

Coordinamento: Ing. Cristina CECOTTI

Gruppo di lavoro: Dott. Nat. Rebecca IPPOLITI  
Dott. Biol. Michela REPETTI  
Dott. Ing. Cristina CECOTTI

Progetto: Dott. Ing. Giuseppe FIANNACCA – ELETTROGORIZIA SpA

Coordinatore:

Committente:

# SOMMARIO

<b>1</b>	<b>STATO DI FATTO</b>	<b>4</b>
<b>1.1</b>	<b>Descrizione generale</b>	<b>4</b>
1.1.1	Dettagli funzionamento turbogas	6
<b>1.2</b>	<b>Gruppo di generazione energia a gas</b>	<b>7</b>
1.2.1	Turbina a gas	7
1.2.2	Alternatore	8
<b>1.3</b>	<b>Gruppo di generazione energia a vapore</b>	<b>9</b>
1.3.1	Generatore di vapore a recupero	9
1.3.2	Turbina a vapore	10
1.3.3	Aerotermodensificatore	10
1.3.4	Alternatore	11
<b>1.4</b>	<b>Sistema elettrico e di controllo di centrale</b>	<b>12</b>
1.4.1	Sistema elettrico	12
1.4.2	Sistema di controllo	12
<b>1.5</b>	<b>Sistemi ausiliari principali</b>	<b>13</b>
1.5.1	Sistema acqua demineralizzata	13
1.5.2	Sistema alimentazione combustibile	13
1.5.3	Sistema di alimentazione aria	13
1.5.4	Sistema di trattamento reflui	13
<b>1.6</b>	<b>Metanodotto</b>	<b>14</b>
<b>1.7</b>	<b>Elettrodotto</b>	<b>14</b>
<b>1.8</b>	<b>Materie prime</b>	<b>15</b>
1.8.1	Gas naturale	15
1.8.2	Acqua	17
1.8.3	Soluzioni acquose di soda ed acido cloridrico	18
1.8.4	Deossigenanti	18
1.8.5	Detergenti	19
1.8.6	Oli lubrificanti e minerali	19
<b>1.9</b>	<b>Emissioni</b>	<b>19</b>
1.9.1	Emissioni in atmosfera	19
1.9.2	Rifiuti	25
1.9.3	Emissioni idriche	26
1.9.4	Rumore	26
1.9.5	Inquinamento elettromagnetico	28
<b>2</b>	<b>STATO DI PROGETTO</b>	<b>29</b>
<b>2.1</b>	<b>Dimensioni del progetto</b>	<b>29</b>
<b>2.2</b>	<b>Descrizione dell'intervento</b>	<b>30</b>
2.2.1	Sistema SPRINT	30
2.2.2	Turbina a vapore	33
2.2.3	Altri interventi	33

<b>2.3</b>	<b>Fase di cantiere</b>	<b>33</b>
2.3.1	Descrizione dei lavori	33
2.3.2	Durata dei lavori	34
2.3.3	Occupazione indotta dal cantiere	34
2.3.4	Movimentazione di terra	34
2.3.5	Approvvigionamento di materiali	34
2.3.6	Traffico indotto dal cantiere	34
2.3.7	Analisi delle interferenze significative potenziali in fase di cantiere	34
<b>2.4</b>	<b>Consumi post operam</b>	<b>35</b>
2.4.1	Gas naturale	35
2.4.2	Acqua demineralizzata	35
2.4.3	Chemicals	36
<b>2.5</b>	<b>Interferenze della centrale post operam con l'ambiente</b>	<b>37</b>
2.5.1	Emissioni in atmosfera	37
2.5.2	Rifiuti	39
2.5.3	Emissioni idriche	39
2.5.4	Rumore	39
2.5.5	Emissioni elettromagnetiche	39
2.5.6	Esercizio del metanodotto	40
<b>2.6</b>	<b>Analisi dei malfunzionamenti e normativa di sicurezza</b>	<b>40</b>
<b>2.7</b>	<b>Stima degli investimenti</b>	<b>41</b>
<b>2.8</b>	<b>Previsione della durata tecnica dell'impianto</b>	<b>41</b>
<b>2.9</b>	<b>Decommissioning a fine vita</b>	<b>41</b>
2.9.1	Smontaggio e bonifica degli impianti e degli equipaggiamenti	41
2.9.2	Demolizione delle opere civili	42

# 1 Stato di fatto

## 1.1 Descrizione generale

La Centrale di Gorizia della Elettrogorizia SpA è attualmente costituita da un impianto di produzione in ciclo combinato, costituito da una sezione di produzione con turbina a gas ed una con turbina a vapore, della potenza complessiva di 49,9 MWe.

L'impianto è alimentato esclusivamente con gas metano ed è equipaggiato con:

- 1 turbogas (TG)
- 1 generatore di vapore a recupero (GVR)
- 1 turbina a vapore (TV)
- 1 condensatore di vapore ad aria
- 2 alternatori
- 2 trasformatori principali
- 1 camino di espulsione fumi alto 30m

Tenuto conto dell'elevato rendimento e flessibilità, l'impianto produce sia energia destinata a coprire la base del diagramma di carico del sistema elettrico sia energia di modulazione. L'impianto è in grado di effettuare rapide variazioni di potenza anche al fine di dare il massimo contributo al sistema elettrico nazionale in condizioni di emergenza

Si riporta in tavola 2B.1 la planimetria dell'impianto. Di seguito vengono invece riportate alcune immagini descrittive della centrale.



**Figura 1-1:**

*Camino, generatore di vapore e TG*

*Edificio TV e condensatore vapore*

Le prestazioni di impianto, valutate nelle condizioni climatiche di riferimento (temperatura ambiente: 15°C – umidità relativa: 60%), sono riassunte nella seguente tabella:

	Condizioni autorizzate <sup>(*)</sup>	Stato di fatto	Condizioni effettive 2006
Potenza termica nominale (MWt)	100	100,6	
Potenza elettrica nominale TG (MWe)	39,9	39,9	
Potenza elettrica TV (MWe)	10	10	
Potenza elettrica nominale lorda (MWe)	49,9	49,9	
Potenza elettrica nominale al netto di autoconsumi e perdite (MWe)	49,0	49,0	
Efficienza complessiva nominale (lorda)	49,9%	49,6%	
Consumo orario di metano, massimo carico condizioni ISO (kg/h)	8.066	7.383	6.709 (consumo medio)
Ore di funzionamento annue (h/a)	7.000	7.000	4.753
Produzione annua (GWh/a)	343	343	197,9
Consumo di metano (t/a)	c.a 56.460	51.680	31.890

<sup>(\*)</sup>dati da studio di impatto ambientale per screening

**Tabella 1-1:** Scheda tecnica dell'impianto attuale

Il processo di produzione della centrale a ciclo combinato è costituito da due cicli termodinamici in cascata dove il calore in uscita dal primo costituisce quello in ingresso al secondo.

Il primo è un ciclo termodinamico a gas o di *Brayton* in cui i gas prodotti dalla combustione vengono fatti espandere in una turbina trasformando così l'energia termica in energia meccanica.

Il secondo è un ciclo a vapore o di *Rankine* in cui il fluido (in questo caso acqua) subisce una serie di trasformazioni fisiche (cambiamento di stato da liquido a vapore e quindi di nuovo a liquido) che consentono al calore prodotto di essere convertito in energia meccanica per mezzo della turbina a vapore. Per il funzionamento del ciclo di Rankine è necessario disporre di una sorgente fredda che consenta il passaggio dalla fase vapore a quella liquida: la sorgente fredda è l'aria ambiente fatta affluire per mezzo di ventilatori, attraverso i fasci tubieri alettati dell'aerotermeo.

Il ciclo Brayton viene realizzato dal gruppo turbina a gas costituito da un compressore assiale ad alta efficienza, da una camera di combustione di tipo

anulare a basse emissioni inquinanti e dalla turbina di potenza. Il combustibile opportunamente trattato (riduzione di pressione e riscaldamento) viene introdotto nella camera di combustione assieme all'aria comburente aspirata da un sistema filtrante e compressa da apposito compressore assiale. La miscela ad alta temperatura (1.100 °C) prodottasi a seguito della combustione si espande nella turbina a gas e viene inviata, ad una temperatura prossima ai 452 °C, in un generatore di vapore a recupero (G.V.R.), dove avviene lo scambio termico tra i gas e l'acqua del secondo ciclo termico. I gas in uscita dal G.V.R., alla temperatura di circa 111 °C, sono inviati all'atmosfera tramite apposito camino.

Il ciclo Rankine viene realizzato nei fasci tubieri, costituenti i banchi ad alta e bassa pressione del G.V.R., grazie alla vaporizzazione dell'acqua ad opera dei gas di scarico del turbo gas. Il vapore così prodotto è inviato alle relative sezioni della turbina a vapore. Dopo essere stato utilizzato nel corpo di bassa pressione, il vapore esausto viene condensato nell'aerotermosto e quindi inviato al G.V.R. per effettuare un nuovo ciclo.

L'energia meccanica prodotta dalla turbina a gas e dalla turbina a vapore viene trasformata in energia elettrica per mezzo degli alternatori. I trasformatori elevano poi la tensione di macchina a quella della rete di trasmissione (132kV).

I principali sistemi ausiliari sono costituiti dall'impianto di depurazione reflui (autorizzato allo scarico in fognatura), dall'impianto di demineralizzazione acqua di caldaia, dal pretrattamento gas naturale (filtrazione, riscaldamento e decompressione), dall'alimentazione dell'aria comburente.

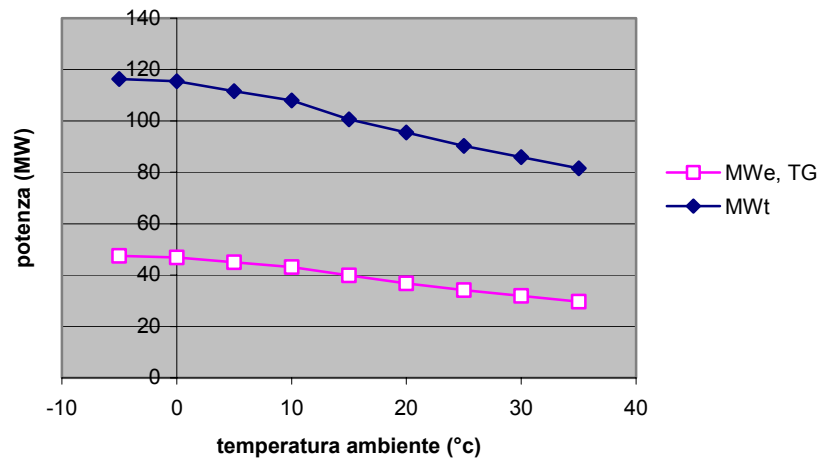
### **1.1.1 Dettagli funzionamento turbogas**

Poiché il volume disponibile nel compressore dell'aria di alimentazione è fisso, la massa d'aria aspirata e compressa varia al variare delle condizioni atmosferiche esterne, incidendo direttamente sulla quantità di combustibile prelevabile e quindi sulla potenza massima generabile.

Si può dire che durante l'estate, ad elevate temperature esterne corrisponde una massa d'aria più ridotta e quindi una potenza effettiva altrettanto limitata; viceversa in inverno le basse temperature esterne permettono l'aspirazione – nella stessa macchina – di una massa d'aria più elevata e quindi lo sviluppo di una potenza altrettanto consistente.

I costruttori di turbine si rifanno pertanto alle condizioni ISO (temperatura aria 15°C e umidità relativa 60%) per indicare la potenza nominale del turbogas.

Questo è ben evidenziato nella Figura 1-2 seguente, che riporta la massima potenza sviluppabile dalla turbina a gas installata a Gorizia al variare della temperatura ambiente.



**Figura 1-2:** *Influenza della temperatura ambiente sulla massima potenza sviluppabile dalla turbina a gas*

Nel caso della turbina montata a Gorizia si va da 29,7 MWe a pieno carico a +35°C a 47,5MWe a -5°C, al 100% del carico, con corrispondente andamento del consumo di combustibile e quindi delle emissioni in atmosfera.

Tuttavia considerando che la temperatura media annuale del sito è pari a circa 13°C e che l'impianto funziona prevalentemente in periodo diurno, la potenza massima mediamente sviluppata (e le relative emissioni) è pari o inferiore a quella nominale.

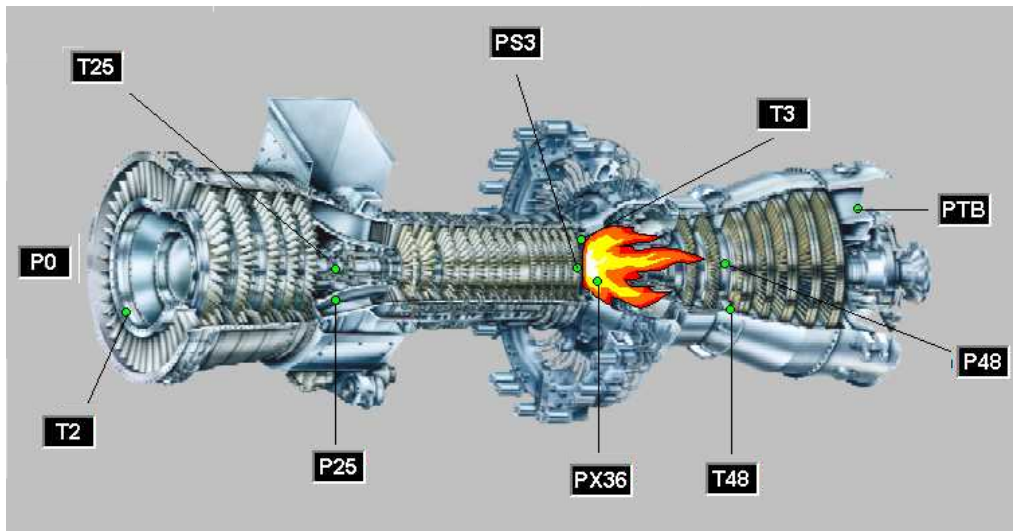
## 1.2 Gruppo di generazione energia a gas

### 1.2.1 Turbina a gas

La turbina a gas impiegata in ciclo combinato è di fornitura General Electric di tipo bialbero, con alberi concentrici, modello LM6000-PD, in grado di erogare una potenza nominale a condizioni ISO (ovvero T esterna = 15°C ed umidità relativa = 60%) 39,9 MWe.

La turbina a gas è costituita da un compressore assiale a 17 stadi, una camera di combustione anulare ed una turbina di potenza a 7 stadi.

E' in grado di garantire bassi livelli di emissioni in un ampio range di potenza in quanto il combustore è di tipo DLN-2 (Dry Low Nitrogen emission) con 75 bruciatori disposti sulla periferia dello scarico del compressore. La camera di combustione, montata entro la sezione centrale della cassa esterna, è completamente lambita dall'aria di scarico del compressore in modo da evitare l'esposizione alle variazioni locali di temperatura dei gas caldi di combustione.



**Figura 1-3:** Schermata di controllo gruppo turbogas

Il combustore DLN lavora in due stadi, inizialmente premiscelando il combustibile con aria in difetto e poi con aria in eccesso. Dato che la formazione degli NO<sub>x</sub> è funzione esponenziale della temperatura, la premiscelazione diminuisce la temperatura di fiamma (rispetto ad una miscela stechiometrica) perché la miscela iniziale è povera di ossigeno ed inoltre c'è meno ossigeno a disposizione per legarsi con l'azoto. In questa prima fase si generano anche CO e idrogeno, in quanto la combustione è incompleta. Successivamente tali fumi vengono mescolati con un eccesso d'aria (miscela di tipo lean-fuel) e bruciati, portando ad una ridotta formazione di ossidi di azoto e completando la combustione del CO a CO<sub>2</sub>. In tal modo si ha sia la minimizzazione dell'emissione di ossidi di azoto che di CO e NMVOC.

La turbina a gas e' accoppiata all'alternatore per mezzo di un riduttore di velocità. e converte in energia meccanica i gas, caldi ed in pressione, prodotti dal compressore e dal combustore.

La turbina e' inoltre dotata dei propri sistemi ausiliari dedicati, quali: sistema di avviamento idraulico con motopompa elettrica, sistemi di lubrificazione integrati, sistemi di raffreddamento oli di lubrificazione, sistemi di lavaggio del compressore assiale e sistemi di controllo e protezione di tipo elettronico.

### 1.2.2 Alternatore

L'alternatore accoppiato alla turbina a gas è a due poli, sincrono, fornito dalla Brush, modello BDAX7-290 ERJT ed è caratterizzato da:

- potenza nominale 63.500 kVA
- fattore di potenza nominale 0,8
- tensione nominale 11,5 kV a 50Hz
- velocità nominale 3000 giri/min



- sistema di eccitazione brushless
- raffreddamento rotore, statore ed avvolgimenti ad aria

Il gruppo a gas è particolarmente flessibile, in quanto può essere normalmente avviato in circa 30' e fermato in altrettanto tempo.

### 1.3 Gruppo di generazione energia a vapore

#### 1.3.1 Generatore di vapore a recupero

La caldaia è di tipo OTSG, Once Through Steam Generator ovvero a flusso forzato di acqua, ed è fornita dalla IST.

Il vapore viene prodotto sfruttando il calore presente nei gas di scarico del turbogas, che lambiscono i banchi di tubi del G.V.R.

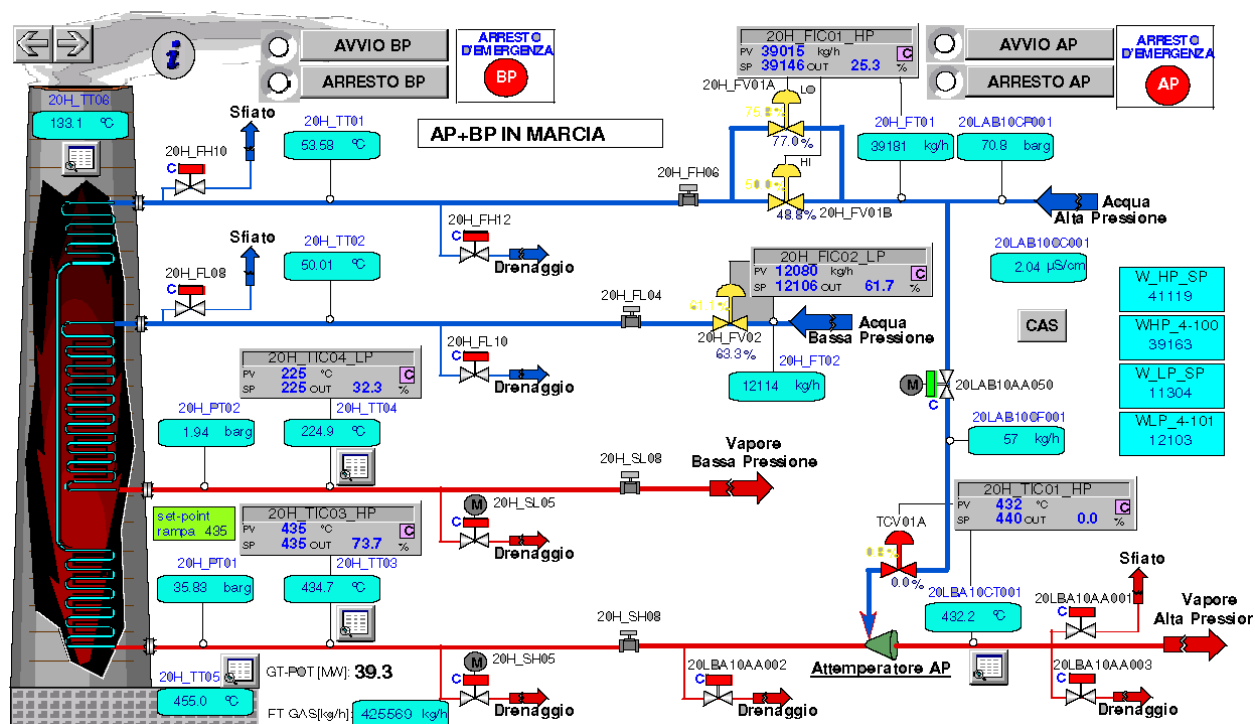


Figura 1-4: Schermata di controllo generatore di vapore

Avendo i tubi di scambio termico in inconel (superlega Cr-Ni che resiste fino a 538 °C), la caldaia può funzionare anche a secco, cioè senza la presenza di acqua nei tubi. Ne consegue l'eliminazione del camino di by-pass, in quanto anche in funzionamento in Ciclo Semplice (senza produzione di vapore) i fumi sono convogliati attraverso la caldaia all'unico camino dell'impianto.

La sezione di bassa pressione (3,8 bar a, 210°C, portata vapore 3,25 kg/s) è alimentata dalle pompe di estrazione dal condensatore. La sezione di alta pressione (38 bar a, 432°C, portata vapore 12,3 kg/s) è alimentata da pompe di alimento di alta pressione.

I fumi in uscita dal generatore sono convogliati ad un camino costituito da una canna d'acciaio, autoportante, di lunghezza tale da rilasciare gli affluenti gassosi ad un'altezza di 30 m rispetto al piano di campagna.

### 1.3.2 Turbina a vapore

La turbina a vapore è fornita dalla General Electric, modello GE Thermodyn 6-7 MC 8 è del tipo a condensazione, singolo cilindro e doppio ingresso di vapore ad alta e bassa pressione, con scarico del vapore assiale.

L'azionamento del generatore elettrico avviene tramite riduttore di giri. La turbina a vapore è inoltre provvista di un sistema di by-pass vapore dimensionato per la massima portata.

La potenza nominale della sola turbina a vapore è di circa 10 MW elettrici.

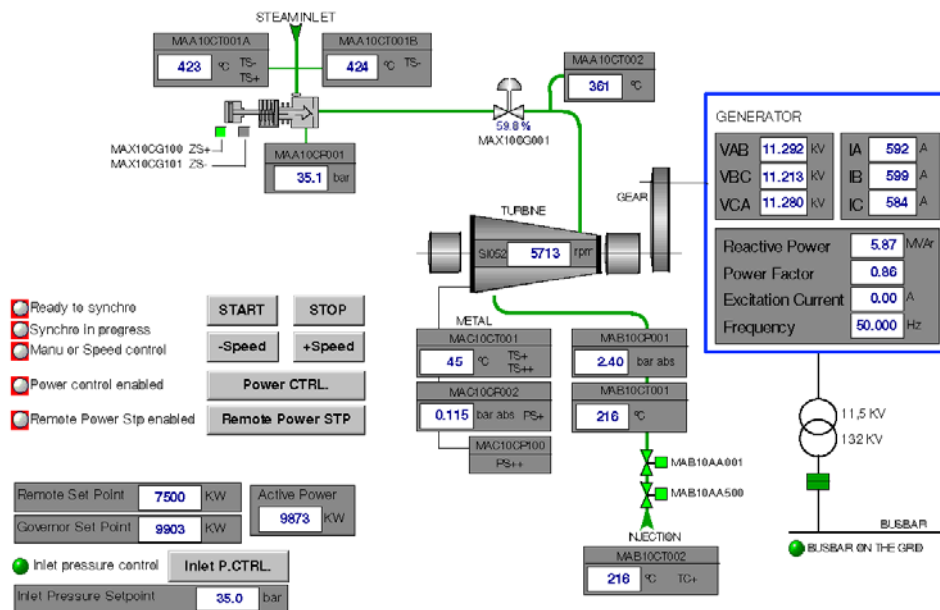


Figura 1-5: Schermata di controllo turbina a vapore

### 1.3.3 Aerotermodensatore

Il vapore esausto scaricato dalla turbina a vapore viene condensato in un aerotermodensatore a basso consumo energetico ed idrico (a ciclo chiuso, ad aria) ed a bassa rumorosità (ventilatori a basso numero di giri).

Il condensatore, fornito dalla GEA per trattare 56 t/h di vapore esausto con entalpia pari a 2410 kJ/kg, è costituito da 10 moduli, ciascuno dotato di un ventilatore per il raffreddamento forzato di circa 5,2 m di diametro ed alimentato da un motore di 20 kW circa. Ciascun modulo è costituito da più banchi di fasci tuberi alettati. L'ingresso del vapore è posizionato sulla sommità del modulo. L'aria ambiente, movimentata per mezzo di appositi ventilatori assiali, lambisce la superficie esterna alettata dai fasci tuberi, mentre il vapore in uscita dalla turbina viene convogliato, attraverso più condotte in parallelo, nella parte interna di fasci tubieri e, una volta condensato, si raccoglie nel "pozzo caldo", dove convergono anche le condense della turbina.

L'aerotermeo è dotato di ausiliari necessari per realizzare il vuoto in avviamento e per il mantenimento dello stesso in esercizio.

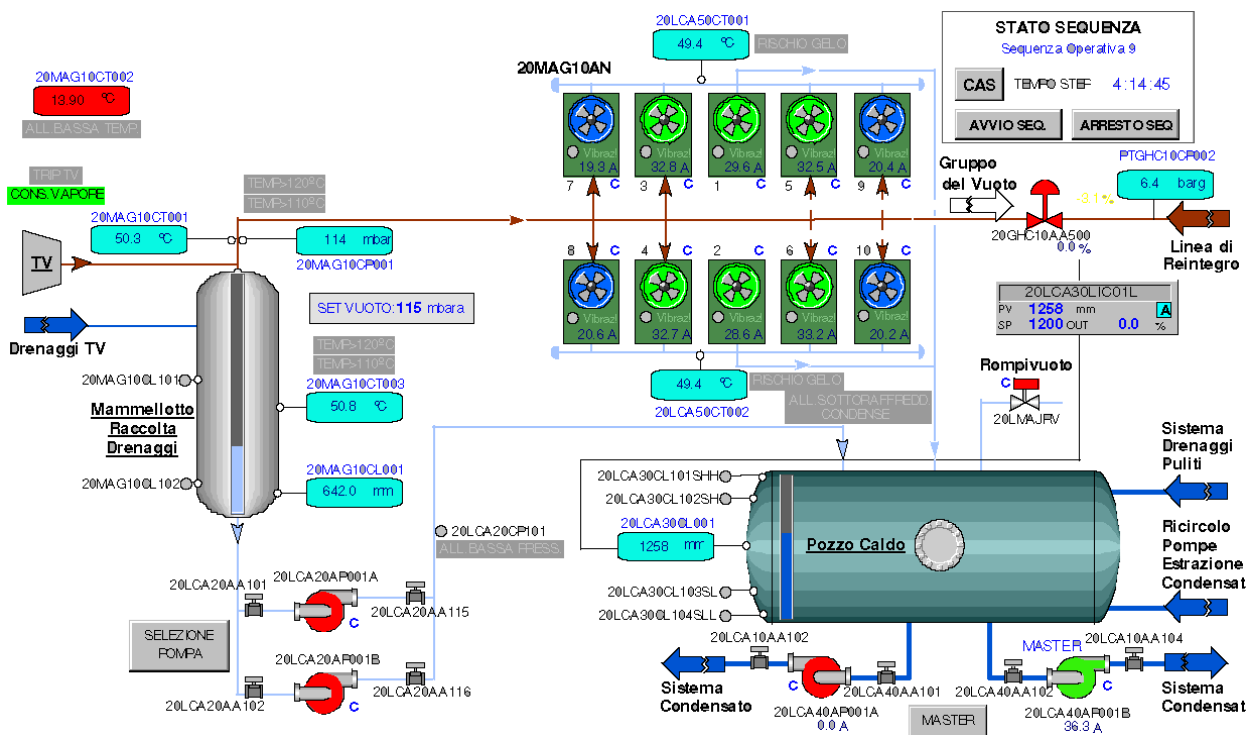


Figura 1-6: Schermata di controllo aerotermeo e drenaggi

### 1.3.4 Alternatore

L'alternatore accoppiato alla turbina a vapore è fornito dalla ASI Robicon, modello GSCB 900 Z4, ed è caratterizzato da:

- potenza nominale 15.580 kVA
- fattore di potenza nominale 0,8
- tensione nominale 11,5 kV a 50Hz
- velocità nominale 1500 giri/min

Il gruppo a vapore risulta meno flessibile di quello a gas. Necessita infatti di circa 2h per l'avviamento, durante il quale per un breve periodo il vapore ad alta pressione viene scaricato in atmosfera mediante condotta silenziata. Può essere normalmente fermato in circa 1h.

## **1.4 Sistema elettrico e di controllo di centrale**

### **1.4.1 Sistema elettrico**

Il sistema elettrico di centrale comprende:

- condotti sbarre di collegamento tra alternatori e trasformatori principali e dei servizi ausiliari;
- interruttori congiuntori;
- derivazioni per trasformatori di eccitazione e dei servizi ausiliari;
- due trasformatore principali da 63,50 MVA e da 11,50 MVA, che elevano la tensione da 11,5 a 132kV;
- scaricatori.

I trasformatori principali, quello dei servizi ausiliari ed il sistema di eccitazione, sono installati all'aperto, in un'area antistante alla sala macchine, e separati tra loro con muri tagliafiamme in cemento armato. Detta area ha una superficie di circa 100 m<sup>2</sup>. Sotto ogni trasformatore è prevista una ghiotta di raccolta di acqua piovana e di eventuali perdite d'olio, raccordata ad una vasca di separazione acqua-olio; tale vasca è dimensionata per contenere un quantitativo di olio pari alla carica dei trasformatori principali. Da tale vasca l'olio viene recuperato per essere riprocessato, mentre l'acqua meteorica e/o l'eventuale acqua antincendio sono inviate alla sezione acque inquinabili da oli dell'impianto di trattamento acque reflue di centrale.

Il sistema elettrico comprende anche la rete generale di terra e le apparecchiature di protezione contro le scariche atmosferiche.

### **1.4.2 Sistema di controllo**

Il sistema di regolazione, controllo e supervisione è di tipo digitale distribuito e progettato per eseguire numerose funzioni di base, quali acquisizione, condizionamento e processamento segnali, controllo loop e sequenze, protezione componenti e funzioni di interblocco, allarmi, supervisione di impianto, e diverse funzioni specifiche di alto livello, quali controllo di carico, protezione di impianto, calcoli prestazioni e avviamento automatico

Esso sovrintende tutte le operazioni di Centrale.

Il sistema di controllo è inoltre progettato con opportune ridondanze, in modo che il malfunzionamento di sue parti venga diagnosticato automaticamente per confronto, escludendole dal contributo al controllo. Nel caso in cui il guasto non possa venire

risolto immediatamente il sistema si configura in modo da portare l'impianto verso condizioni sicure e, se necessario, alla fermata.

## **1.5 Sistemi ausiliari principali**

### **1.5.1 Sistema acqua demineralizzata**

E' costituito da un impianto di demineralizzazione del tipo a scambio ionico, con due linee ridondanti al 100%; il sistema è dimensionato per funzionare con entrambe le linee in parallelo e comprende un serbatoio di accumulo acqua demineralizzata da 100mc.

### **1.5.2 Sistema alimentazione combustibile**

Il gas naturale proveniente dal metanodotto di proprietà di Elettrogorizia, dopo misura fiscale, viene filtrato, riscaldato e decompresso, in un'apposita stazione di decompressione, per adeguare la pressione a quella richiesta per il funzionamento del macchinario, prima di essere avviato allo skid combustibile della turbina a gas.

Il sistema di filtrazione e riscaldamento è costituito da un'unica linea che va ad alimentare la stazione di decompressione, a sua volta composta da due linee separate, di cui una funzionante ed una in stand-by. Il sistema di filtrazione è pensato con due filtri separatori, di cui uno di riserva ed è dimensionato per la massima portata della turbina. Il sistema di riscaldamento è formato da due bruciatori, di cui uno funzionante ed uno in stand-by. Essi sono alimentati a metano proveniente dalla rete stessa.

Ogni linea della stazione di decompressione è dimensionata per la max portata della turbina a gas ed include quattro valvole di espansione, di cui due di riserva e due di intercetto.

La stazione di decompressione è ubicata entro la recinzione di centrale, all'interno di un'area protetta e recintata.

### **1.5.3 Sistema di alimentazione aria**

Dato che il turbogas consuma grandi quantitativi di aria di combustione, la presenza di inquinanti anche in modestissime concentrazioni può portare a fenomeni significativi di sporcamento e di corrosione delle pale della turbina, che compromettono la performance della turbina stessa.

Per questo motivo l'aria comburente viene prelevata dall'ambiente mediante apposito sistema di aspirazione, costituito da filtri d'aspirazione e silenziatori in serie, convogliata nella camera di ingresso del compressore assiale per essere portata ad elevata pressione e quindi miscelata con il combustibile.

### **1.5.4 Sistema di trattamento reflui**

E' possibile individuare le seguenti tipologie di effluenti della centrale:

- scarichi civili, che vengono avviati direttamente in fognatura comunale;

- acque meteoriche, separate da quelle di prima pioggia, che sono anch'esse convogliate direttamente alla rete bianca del sistema fognario
- scarichi industriali, costituiti da effluenti dell'impianto di demineralizzazione, drenaggi della zona stoccaggio reagenti chimici, scarichi oleosi, acque derivanti dai lavaggi delle attrezzature e acque meteoriche di dilavamento dei piazzali. Essi vengono raccolte separatamente per tipologia (acide; oleose; pulite) mediante reti fognarie dedicate, ed avviate a trattamento differenziato.

Le acque raccolte nelle aree oleose derivano principalmente dagli spurghi e dai lavaggi di aree con presenza di oli (essenzialmente dal cabinato ove è dislocato il macchinario), dalle acque piovane provenienti dalle zone potenzialmente inquinate da oli (aree scoperte adibite alla movimentazione degli oli lubrificanti), dalle ghiotte dei trasformatori e delle acque di prima pioggia raccolte su tutte le aree pavimentate potenzialmente inquinate da oli; pertanto vengono inviati ad un successivo trattamento di disoleazione prima dello scarico in rete fognaria.

I drenaggi provenienti dalle aree acide e gli effluenti provenienti dall'impianto di demineralizzazione sono scaricati in maniera discontinua e risultano inquinati essenzialmente da acidi / basi essendo costituiti dallo scarico del sistema di rigenerazione delle resine di demineralizzazione e dai lavaggi dei bacini di contenimento di acido cloridrico e soda caustica, nonché del locale batterie. Pertanto vengono inviati ad un successivo trattamento di neutralizzazione prima dello scarico in rete fognaria.

I dreni delle zone pavimentate non acide e non oleose sono inviati alla vasca di raccolta acque di prima pioggia e quindi trattate o scaricate direttamente in fognatura.

## **1.6 Metanodotto**

Il metanodotto di proprietà è stato costruito durante la fase di cantiere della Centrale a ciclo combinato, al fine di alimentare la nuova centrale termoelettrica dalla rete nazionale del Fornitore, SNAM RETE GAS.

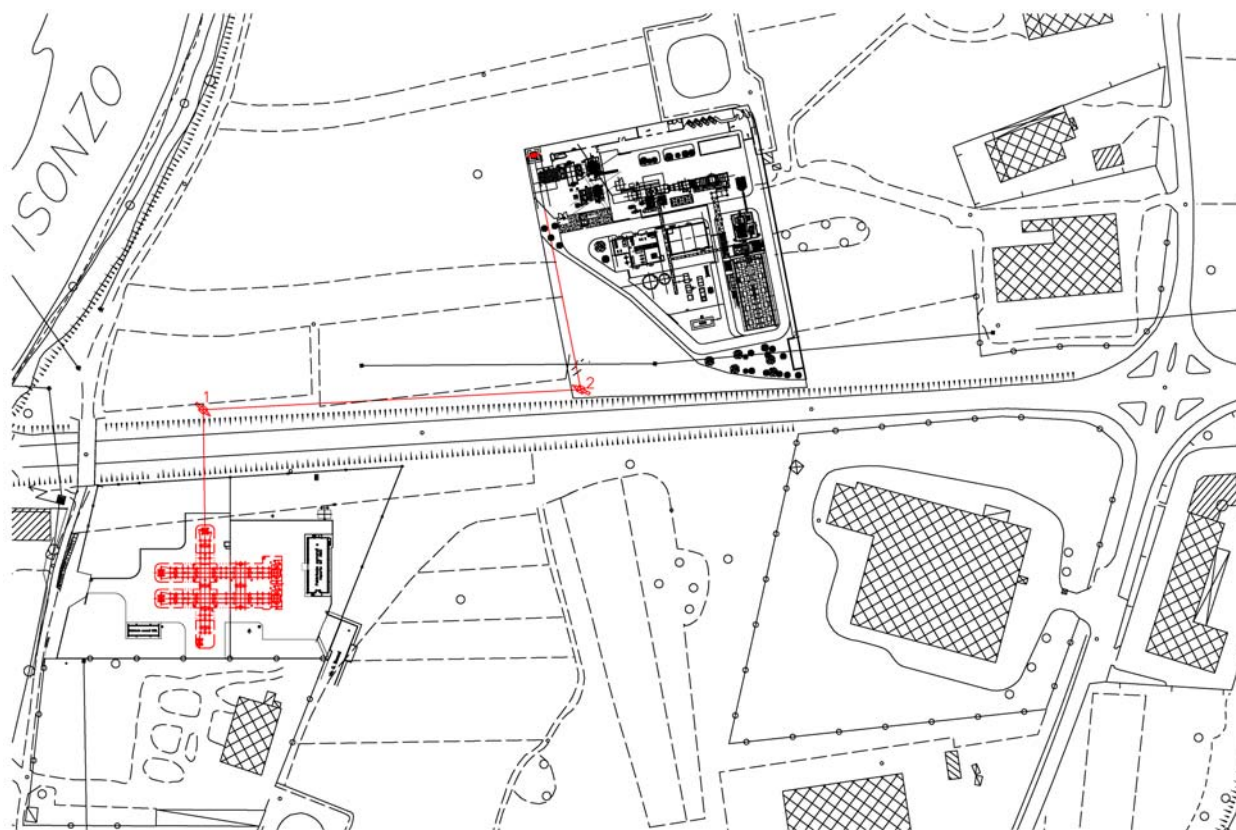
Il metanodotto di 1<sup>a</sup> specie è costituito da una tubazione DN 200 (8") e pressione di progetto Pprog = 75bar, che si dirama dalla cameretta SNAM RETE GAS, posta sul metanodotto esistente DN 500 e segue un tracciato di Km 2 + 300 secondo lo sviluppo riportato nella tavola 2B.3.

La costruzione del metanodotto ha comportato la non edificabilità della fascia di rispetto ed il controllo della vegetazione spontanea che potrebbe svilupparsi sul terreno di copertura. Sul tracciato è comunque possibile l'attività agricola e la vegetazione erbacea ed arbustiva naturale.

## **1.7 Elettrodotto**

In situazione attigua al lotto dove sorge la centrale a ciclo combinato c'è il punto di consegna della produzione, cui essa è collegata mediante elettrodotto.

Si riporta di seguito un estratto della planimetria con il tracciato delle linee; si veda inoltre la tavola 2B.4.



**Figura 1-7:** Tracciato dell'elettrodotta di collegamento tra la Centrale e la sottostazione ENEL punto di consegna

## 1.8 Materie prime

### 1.8.1 Gas naturale

La materia prima principale in ingresso allo stabilimento è costituita dal gas metano, che è l'unico combustibile utilizzato.

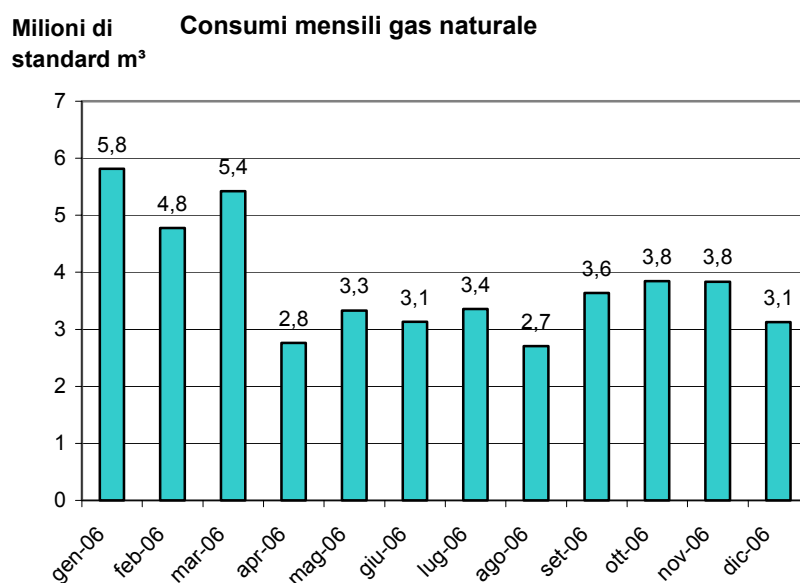
La Società Elettrogorizia esercisce la centrale secondo un programma di produzione definito in virtù di un contratto di tolling siglato con AcegasAps S.p.A. e Trafigura Electricity Italia S.p.A. (tollers). Il contratto di tolling è un contratto atipico, di origine anglosassone, in base al quale, il produttore (in tal caso Elettrogorizia) ritira il gas fornito direttamente dai toller secondo programma prestabilito e procede alla trasformazione in energia elettrica, la quale viene prelevata direttamente a bocca di centrale dai toller. In tal maniera il produttore è svincolato dal rischio e dalle

incombenze di acquisto combustibile e vendita dell'energia e viene remunerato per la sola attività di trasformazione energetica.

Il Contratto di Tolling stabilisce i rapporti tra Toller e Produttore anche e soprattutto con riferimento ai vincoli autorizzativi esistenti in termini di emissioni e di limiti di produzione, tenendo anche in considerazione il grado di progressivo abbattimento dell'efficienza e delle conseguenti attività di manutenzione per il recupero delle caratteristiche di impianto.

Il gas naturale che alimenta la turbina a gas viene approvvigionato tramite un tronco di metanodotto di proprietà Elettrogorizia, lungo circa 2,3 km e allacciato alla rete nazionale di trasporto del gas, di proprietà Snam, ad una pressione media di 60 bar e nominale di 75 bar. La portata di gas è pari a circa 10.600 Sm<sup>3</sup>/h in condizioni ISO, corrispondente a 74.200.000 Sm<sup>3</sup>/anno ovvero 51.681 t/anno (7.000 ore di funzionamento).

Durante il 2006 sono invece state utilizzate 31.903 t, pari a circa 45.750.000 Sm<sup>3</sup>, distribuite mensilmente in proporzione alla produzione effettuata (Figura 1-8).



**Figura 1-8** – Consumo mensile di gas naturale - 2006

L'azienda dispone di un contratto per la fornitura di metano con l'impossibilità da parte del fornitore di interrompere, salvo casi di forza maggiore, l'erogazione.

Le caratteristiche chimico-fisiche medie del gas naturale sono riportate di seguito:



<b>Composizione</b>	<b>% molare</b>
Metano	97,46 %
Etano	1,08 %
Propano	0,34 %
n- e iso-Butano	0,11 %
n- e iso-Pentano	0,02 %
Esani+idrocarburi superiori	0,01 %
Idrogeno	0,00 %
Azoto	0,82 %
Zolfo	tracce
Ossido di carbonio	0,00 %
Ossigeno+argon	0,00 %
Anidride carbonica	0,15 %
Elio	0,01%
Acqua	0,00%
Temperatura	15 °C

**Tabella 1-2:** *composizione del gas naturale utilizzato*

Due utenze minori quali la caldaia di produzione acqua calda per usi civili e quella anti-icing (produzione di acqua calda per evitare la formazione di ghiaccio all'immissione dell'aria alla turbina a gas) sono fornite di metano dalla ditta IRIS SpA mediante una rete a bassa pressione. La pressione di ingresso (5 barg) viene quindi ridotta a 0,5 barg prima dell'utilizzo. I consumi annuali del 2006 ammontano a circa 75.400 Smc/anno.

### **1.8.2 Acqua**

Durante il funzionamento la Centrale utilizza modeste quantità di acqua per usi industriali, legata essenzialmente al sistema di produzione di acqua demineralizzata.

Infatti tutti i sistemi di raffreddamento presenti in impianto sono a ciclo chiuso utilizzando come reflujo di raffreddamento l'aria ambiente. Questo penalizza la produzione energetica, in quanto durante i mesi estivi la temperatura minima raggiungibile dal condensato è abbastanza elevata, ma annulla il consumo della risorsa idrica (acqua potabile o di falda) che si avrebbe avuto con un raffreddamento tradizionale ad acqua, a ciclo aperto.

L'acqua ad uso industriale (acqua demineralizzata e acqua servizi) nonché l'acqua potabile vengono prelevate dalla rete idrica dell'acquedotto cittadino di Gorizia, come da contratto con il gestore del servizio idrico IRIS SpA.

I consumi massimi sono indicativamente i seguenti:

<b>Utilizzo</b>	<b>Portata di punta (m<sup>3</sup>/h)</b>
Acqua demineralizzata	7,8
Acqua potabile	0,2
<b>Totale fabbisogno idrico</b>	<b>8</b>

**Tabella 1-3:** consumi massimi di acqua per tipologia d'uso

e corrispondono ai lavaggi del compressore ovvero alla rigenerazione delle resine del sistema di demineralizzazione e del polishing; queste ultime due operazioni si svolgono mediamente con frequenza settimanale.

Altri consumi continui sono dovuti al lavaggio del banco di campionamento del condensato, che analizza in continuo pH, conducibilità, silice ed ossigeno.

I consumi del 2006 sono stati pari a circa 26.000 m<sup>3</sup>, con un consumo medio orario di acqua ad uso industriale pari a circa 5 m<sup>3</sup> per ora di funzionamento.

### **1.8.3 Soluzioni acquose di soda ed acido cloridrico**

Per il corretto funzionamento del generatore di vapore a recupero (GVR) è necessario che esso sia alimentato con acqua priva di sali incrostanti. L'impianto di demineralizzazione installato a questo scopo in Centrale utilizza resine a scambio ionico per il trattamento dell'acqua di acquedotto. Dopo una certa quantità di acqua trattata, tali resine perdono la loro capacità di trattenere i sali che può essere però rigenerata, con un lavaggio a base di soda caustica o di acido cloridrico, secondo il tipo di resina.

Le stesse sostanze sono analogamente impiegate nell'unità di polishing. In modestissime quantità inoltre essi sono presenti presso l'impianto di neutralizzazione reflui.

I quantitativi di acido cloridrico e di soda caustica utilizzati sono i seguenti:

- acido cloridrico in soluzione al 32%: circa 30 tonnellate annue;
- soda caustica in soluzione al 30%: circa 32 tonnellate annue.

Complessivamente si ha un consumo di circa 1,2 kg di acido cloridrico al 32% per metro cubo di acqua demineralizzata e di 1÷1,2 kg di soda caustica al 30% per metro cubo di acqua demineralizzata.

### **1.8.4 Deossigenanti**

Per evitare fenomeni di corrosione all'interno dei GVR e del ciclo acqua - vapore in generale è inoltre necessario additivare l'acqua demineralizzata con altre sostanze chimiche quali:

- la carboidrazide che con specifica funzione deossigenante, "cattura" l'ossigeno disciolto nell'acqua evitando che attacchi il metallo delle apparecchiature; essa

viene stoccata in un serbatoio da 1,5m<sup>3</sup> posizionato all'esterno, entro un bacino di contenimento dotato di tettoia

- l'ammoniaca che ha una specifica funzione alcalinizzante ed impedisce che si creino condizioni favorevoli all'innesco di fenomeni corrosivi; essa viene stoccata in un serbatoio da 1,5m<sup>3</sup> posizionato all'esterno, entro un bacino di contenimento dotato di tettoia

### **1.8.5 Detergenti**

Per i lavaggi periodici dei compressori della turbina a gas, si utilizzano detergenti a base di sostanze tensioattive.

Il consumo complessivo di deossigenanti e detergenti è stato pari a circa 4000 kg nel corso del 2006.

### **1.8.6 Oli lubrificanti e minerali**

La quantità globale di olio di lubrificazione per tutte le utenze di centrale a ciclo combinato è di circa 18 m<sup>3</sup>, comprese le apparecchiature minori. La quantità di olio lubrificante contenuto nella cassa olio, comune alla turbina a gas, turbina a vapore e alternatore, è di circa 15 m<sup>3</sup>. I consumi per rabbocchi, sostituzione e pulizia filtri si attestano intorno a 1,3 m<sup>3</sup>/anno.

Nell'impianto a ciclo combinato sono impiegate circa 60 t di olio minerale dielettrico per trasformatori (principali e dei servizi ausiliari).

## **1.9 Emissioni**

Per quanto riguarda lo stato di fatto delle emissioni, siano esse in atmosfera, idriche, elettromagnetiche o acustiche, si rimanda ai relativi capitoli della sezione C - Quadro di riferimento ambientale.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche delle emissioni attuali dell'impianto.

### **1.9.1 Emissioni in atmosfera**

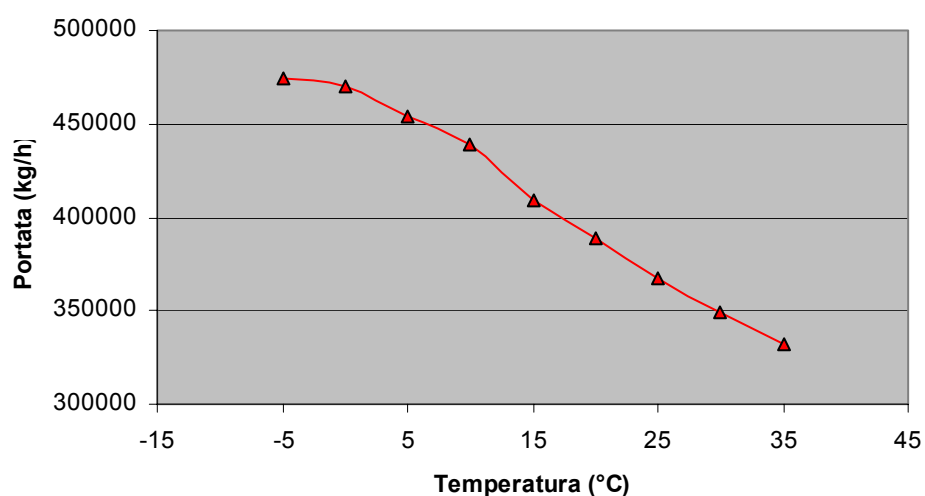
Le emissioni derivano dal processo di combustione del gas naturale, costituito mediamente per il 97% da gas metano (CH<sub>4</sub>) che viene inviato ai combustori della turbina a gas (TG) insieme ad aria aspirata dall'ambiente esterno, filtrata e opportunamente compressa.

L'autorizzazione esistente ai sensi dell'art. 17 del DPR 203/88, deliberata con determina del Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato prot. n. 732142 del 24/01/1994, riguarda l'unica emissione significativa e soggetta ad autorizzazione dell'impianto, costituita dal camino della turbina a gas.

Il camino ad emissione continua è realizzato con un'unica canna d'acciaio autoportante di diametro di 3 m e di altezza di circa 30 m.

Le condizioni di massima emissione di effluenti gassosi e di produzione di inquinanti sono, ovviamente, quelle relative al funzionamento della centrale a ciclo combinato alle condizioni di esercizio più gravose, ovvero a temperatura ambiente minima, con le unità turbogas in funzione al 100% del carico.

L'andamento delle emissioni a pieno carico, al variare della temperatura ambiente, è illustrato in Figura 1-9.



**Figura 1-9:** Emissione di fumi umidi al camino a pieno carico, al 15% di Ossigeno, al variare della temperatura ambiente

Per quanto riguarda la tipologia di inquinanti emessi, al camino sono scaricati fumi contenenti principalmente: anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), vapore acqueo ( $\text{H}_2\text{O}$ ), ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ), ossido di carbonio (CO) ed inoltre azoto ( $\text{N}_2$ ) e ossigeno ( $\text{O}_2$ ) che non hanno partecipato alla combustione e che sono già presenti in atmosfera.

La formazione di ossido di zolfo ( $\text{SO}_2$ ) è direttamente correlata al contenuto di zolfo presente nel combustibile, che qui è praticamente assente. Pertanto anche tali emissioni sono trascurabili.

Il particolato primario (PM) è generato essenzialmente dal trascinamento di particelle non combuste presenti nel gas e nell'aria in ingresso. Poiché il gas metano utilizzato è discretamente pulito e viene comunque filtrato all'ingresso della centrale, prima di essere inviato al turbogas, analogamente all'aria di combustione, la produzione di particolato è trascurabile.

Le emissioni di monossido di carbonio non influenzano la qualità dell'aria se non minimamente in quanto i limiti previsti per questo inquinante sono molto elevati e non vengono raggiunti.

In definitiva gli unici inquinanti in grado di alterare la qualità dell'aria nell'intorno delle centrali turbogas sono gli ossidi di azoto, che sono generati dall'ossidazione di una parte dell'azoto presente nell'aria comburente (*thermal NO<sub>x</sub>*) e di una frazione dell'azoto presente nel combustibile (*fuel bound nitrogen FBN*).

I fenomeni di formazione dei *thermal NO<sub>x</sub>* che costituiscono la maggior parte degli NO<sub>x</sub> prodotti in turbina, sono noti come meccanismo di Zeldovich e consistono in una serie di reazioni chimiche la cui velocità aumenta esponenzialmente con la temperatura di fiamma e linearmente con il tempo di residenza della miscela aria-combustibile ad una data temperatura. Tale reazione chimica avviene in tutti i bruciatori di tutte le centrali termoelettriche.

#### 1.9.1.1 Quantificazione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO

L'autorizzazione vigente, che si riferiva a motori a combustione endotermica e risale al 1994, consentirebbe dei valori di concentrazione delle emissioni molto elevati (si veda la seguente Tabella 1-4) L'adozione del turbogas ha di fatto consentito un drastico abbattimento delle emissioni, in particolare degli NO<sub>x</sub>, rispettando un limite massimo orario di 50 mg/Nm<sup>3</sup> per questo inquinante e di 100 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO (valori proposti in sede di autorizzazione ambientale integrata).

I valori indicati nella domanda presentata in sede di Autorizzazione ambientale integrata tengono conto delle indicazioni sulle migliori tecniche disponibili e sono in linea con quanto indicato nel documento "Reference document on best available techniques for large combustion plants" dell'European IPPC Bureau del 2005.

<b>Sostanza</b>	<b>Limite di emissione autorizzato (media oraria, 5% O<sub>2</sub>)</b>	<b>Limiti D.Lgs. 152/06 per impianti esistenti (media oraria ore normali di funzionamento, 15% O<sub>2</sub>)</b>	<b>Limiti D.Lgs. 152/06 per impianti nuovi (media oraria ore normali di funzionamento, 15% O<sub>2</sub>)</b>	<b>Limiti proposti in AIA (media oraria ore normali di funzionamento, 15% O<sub>2</sub>)</b>
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	2000 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup> al 3% O <sub>2</sub> ovvero 100 mg/Nm <sup>3</sup> al 15%	50 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>
CO	180 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>
polveri	100 mg/Nm <sup>3</sup>	5 mg/Nm <sup>3</sup> al 3% O <sub>2</sub> ovvero 1,7 mg/Nm <sup>3</sup> al 15%	-	-
SO <sub>2</sub>	500 mg/Nm <sup>3</sup>	35 mg/Nm <sup>3</sup>	-	-

**Tabella 1-4:** Confronto tra i vari limiti autorizzativi applicati/applicabili all'impianto

Ai sensi dell'Autorizzazione, i dati delle analisi di autocontrollo sulle emissioni vengono inviati annualmente agli Organi competenti. L'entrata in esercizio commerciale della Centrale, ovvero la sua messa a regime, è datata 01.12.2005 ed

è stata preceduta da un periodo di qualche mese di collaudo a caldo della turbina a gas (prima fase di cantiere) e del gruppo vapore e turbina a vapore (seconda fase di cantiere).

Fino ad ora sono stati effettuati due rilievi ufficiali annuali delle emissioni derivanti dall'impianto ed i relativi risultati sono stati trasmessi alla direzione regionale dell'ambiente oltre che al comune interessato.

I risultati finora ottenuti sono sempre stati enormemente al di sotto dei limiti autorizzati e riportati nella seguente tabella e in allegato 2B.1., anche perché tali limiti erano riferiti ad un impianto di tipo diverso e con riferimento alla normativa ed alle tecnologie vigenti oltre 10 anni fa.

<b>data analisi</b>	<b>18/08/05</b>	<b>20/12/05</b>	<b>11/01/07<sup>(*)</sup></b>	
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	27,2	47,2	48,2	35,9
CO	25,2	19,5	20,1	8,6
polveri	0,2	0,9	0,2	0,2
PM10	0,1	0,3	0,1	0,1
SO <sub>2</sub>	<0,6	<0,6	<0,6	6,2
portata secca normalizzata (Nm <sup>3</sup> /h)	324.830	345.765	340.870	282.010

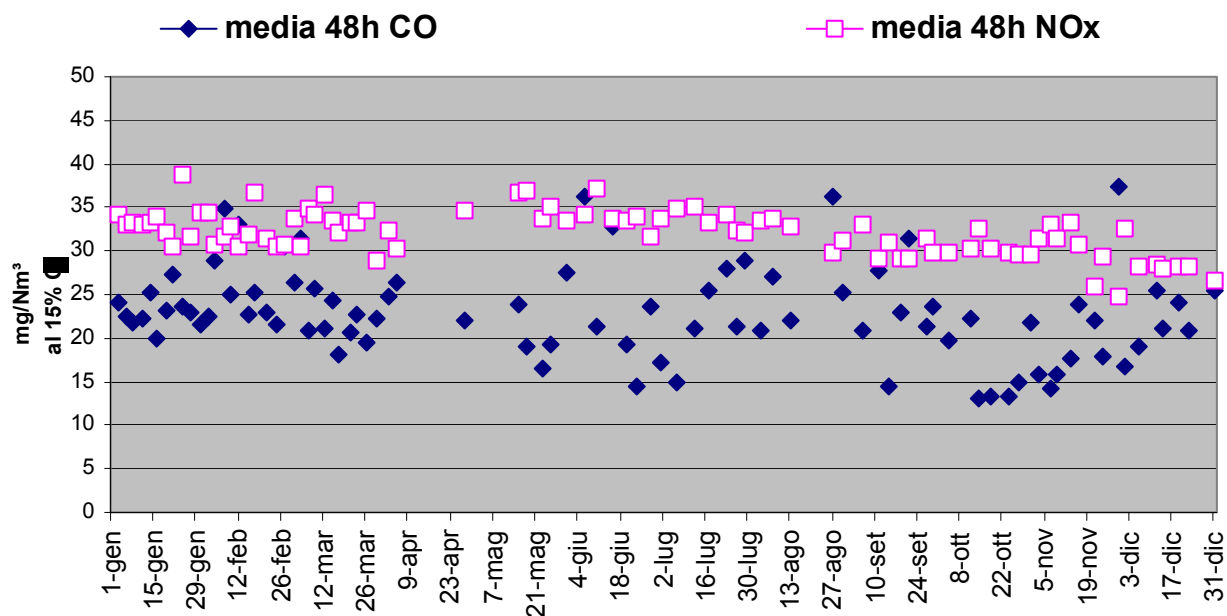
(\*) analisi 2006, programmate in dicembre 2006 ma rimandate a causa delle condizioni climatiche inadatte

**Tabella 1-5:** Risultati analisi al camino effettuate dal 2005, espressi in mg/Nm<sup>3</sup> e riferiti al gas secco con un tenore di ossigeno del 15% e condizioni normali

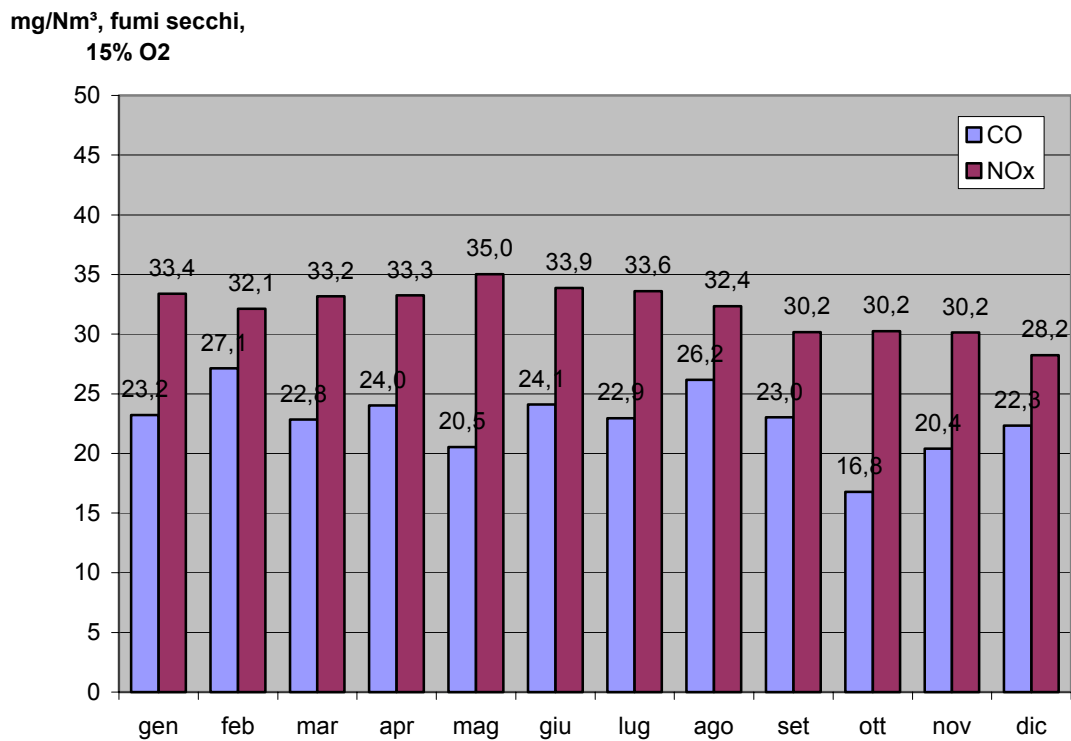
I risultati sono in linea con la comunicazione di modifica effettuata nel 2003 (passaggio da motori a combustione interna a turbogas) ovvero con la più recente normativa in materia di emissioni in atmosfera.

Il camino dispone inoltre di un sistema di monitoraggio emissioni (CEMS, Continuous Emission Monitoring System) costituito da un insieme di strumenti dedicati al controllo automatico continuo, alla registrazione ed archiviazione informatica delle misure relative alle sostanze inquinanti. Sono sottoposte a rilevazione le concentrazioni nei fumi di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub> in mg/Nm<sup>3</sup>), di monossido di carbonio (CO in mg/Nm<sup>3</sup>) e di ossigeno (%O<sub>2</sub>). Sono inoltre misurate la temperatura e la portata dei fumi ed il sistema è quindi in grado di calcolare i flussi di massa dei singoli inquinanti, nei periodi di funzionamento della turbina a gas. Le misure e i dati elaborati dal CEMS sono visualizzabili all'interno del sistema di supervisione e controllo della centrale, in un monitor dedicato.

Si riportano di seguito i risultati analitici relativamente alle concentrazioni medie sulle 48h di funzionamento e mensili degli inquinanti monitorati nel corso del 2006.



**Figura 1-10:** Concentrazioni medie su 48 continuative di funzionamento normale, 2006



**Figura 1-11:** Concentrazioni medie mensili di CO e NOx, 2006

La modalità di funzionamento della Centrale di Gorizia non è sempre del tipo "a carico base", bensì più comunemente essa entra in funzione una volta al giorno per sopperire a richieste di punta, quando il mercato è più conveniente e la domanda è maggiore.

Ciò significa che:

- si hanno tipicamente un avviamento ed una fermata al giorno;
- dovendo rispondere alle esigenze del mercato dell'energia, la centrale non sempre viene esercitata alla sua massima potenzialità.

I valori di emissione misurati rispettano i valori limite di emissione relativi come descritti all'art. 5 allegato II alla parte quinta al D.Lgs. 152/2006.

Le manutenzioni periodiche effettuate sulla turbina a gas dallo stesso costruttore della Turbina (General Electric), ed in particolare le mappature<sup>1</sup>, assicurano il mantenimento delle prestazioni dell'impianto dal punto di vista emissivo.

#### 1.9.1.2 Gas serra

Vi sono inoltre emissioni di gas serra. I sei gas ad effetto serra sono: anidride carbonica, metano, protossido d'azoto, esafluoruro di zolfo perfluorocarburi, idrofluorocarburi (tutti questi gas sono convertibili in tonnellate di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) emesse). I principali gas serra emessi da turbine a gas sono:

- CO<sub>2</sub>
- N<sub>2</sub>O
- CH<sub>4</sub>

L'anidride carbonica si forma ovviamente per ossidazione completa dei composti contenenti carbonio presenti in ingresso, ed è indipendente dalla configurazione del sistema di combustione. Il protossido di azoto si genera in processi di combustione a basse temperature, per cui nel caso in studio esso è minimizzato. Il metano è dovuto a combustibile non bruciato in combustione; poiché in questo caso i tempi di residenza in camera di combustione e la miscelazione con elevati quantitativi di ossigeno garantiscono una combustione completa, non si avranno emissioni di metano.

Il commercio dei diritti di emissione può essere attuato solo dai paesi industrializzati che si sono impegnati a ridurre le proprie emissioni; con questo meccanismo è consentito ad un paese vendere, ad un altro paese, i diritti in eccesso che derivano da una riduzione delle proprie emissioni oltre la soglia sulla quale si è impegnato.

---

<sup>1</sup>mappatura: aggiustamento dei vari organi di regolazione che concorrono nella regolazione della combustione e in generale all'impostazione della turbina per i vari punti di potenza sviluppata; in questo modo si ottiene la stabilità della turbina con il massimo del rendimento in ogni punto, insieme al minimo delle emissioni in atmosfera.



La Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea, ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione di gas ad effetto serra all'interno dell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo i criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Nel dicembre 2004, la Centrale di Gorizia, a nome del proprio Gestore<sup>2</sup> Trafigura Electricity Italia SpA, ha presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, domanda di rilascio dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra, ed ha fornito le informazioni necessarie ai fini dell'assegnazione delle quote di emissione per il periodo 2005÷2007.

Nota la quantità di gas naturale consumato nel 2006, si è effettuato il calcolo della CO<sub>2</sub> emessa. I dati relativi al 2005 ed al 2006 sono stati certificati da un organismo certificatore competente (RINA).

La quantità complessivamente emessa dalla Centrale ammonta a 85.976,6 ton/anno, equivalente ad uno specifico di 50,28 kg CO<sub>2</sub>/GJ erogato – contro una media nazionale di 56,0 kg CO<sub>2</sub>/GJ per gli impianti turbogas a ciclo combinato<sup>3</sup>.

### 1.9.2 Rifiuti

I rifiuti prodotti con discontinuità dalla centrale a ciclo combinato sono tipicamente generati da attività accessorie alle operazioni della turbina a gas e del generatore di vapore.

I rifiuti tipici generati nel 2006 sono i seguenti:

- oli sintetici usati (codice CER 13.02.06\*)
- residui provenienti dalla pulizia periodica dei sistemi di filtrazione degli oli (CER 15.02.02\*);
- residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l'aria (CER 15.02.01);
- soluzioni acquose di lavaggio del compressore gruppo turbogas (CER 12.03.01\*)
- rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci oleosi (codice CER 15.02.02\*) e non o coibentazioni.
- acque oleose provenienti dalla vasca di raccolta dilavamenti superfici potenzialmente contaminate (codice CER 13.08.02\*)

Il loro quantitativo annuo è stato complessivamente inferiore a 30 m<sup>3</sup>, che sono stati avviati a smaltimento / recupero presso impianti autorizzati.

In fase di produzione del rifiuto stesso, esso viene sistematicamente separato e raccolto in stoccaggi ben definiti, idonei al rifiuto in essi conservato e suddivisi per tipologia. Questo permette di poter avviare a recupero specifico tutti i rifiuti recuperabili generati dall'attività.

---

<sup>2</sup> ai sensi del D.Lgs. 216/06

<sup>3</sup> fonte: Inventario Nazionale delle Emissioni, database Sinanet/ANPA – dato EMEP/Corinair 2002

Le aree ed i contenitori in cui vengono stoccati i rifiuti sono adeguatamente etichettate.

Tutto il personale è tenuto a raccogliere il rifiuto prodotto e depositarlo nelle aree/contenitori appositamente identificate. Periodicamente vengono controllati il rispetto dei limiti quantitativi e/o temporali imposti dalla legislazione e pianifica il conseguente asporto del rifiuto depositato.

In caso di emergenze connesse alla gestione dei rifiuti, quali la possibile contaminazione del suolo per errato stoccaggio, è disponibile in impianto un kit di emergenza per il contenimento dello spanto, costituiti da manicotti, cuscini e tamponi, nonché una pompa aspiraliquidi, dei contenitori carrellati e svariato materiale assorbente conservato in sacchi. Gli operatori sono addestrati per eseguire tali interventi.

### **1.9.3 Emissioni idriche**

Come riportato al precedente paragrafo 1.5.4, tutte le acque reflue prodotte dall'attività dell'impianto, incluse le acque meteoriche di dilavamento aree potenzialmente inquinate e le acque di prima pioggia delle altre aree. vengono trattate in un impianto di depurazione di proprietà e quindi scaricate in pubblica fognatura.

Non esistendo un contatore sullo scarico, peraltro discontinuo e costituito in prevalenza da acque meteoriche, non è possibile stimare il quantitativo di reflui avviato a fognatura.

Per quanto riguarda la loro qualità, i risultati delle analisi semestrali di autocontrollo eseguite ai sensi della vigente autorizzazione allo scarico sono sempre stati abbondantemente inferiori ai limiti di riferimento (tab. 3, all 5 dell'allegato alla parte III del D.Lgs. 152/06); le analisi sono riportate in allegato 2B.2.

### **1.9.4 Rumore**

Durante il funzionamento di una centrale elettrica a ciclo combinato sono presenti diverse sorgenti di rumore di tipo fisso, dovute al funzionamento dei macchinari preposti alla produzione di energia elettrica, ed altre di tipo temporaneo, come gli scarichi di sicurezza, legate all'insorgere di condizioni di funzionamento anomalo.

Poiché spesso queste ultime sorgenti sonore temporanee, a causa più della loro occasionalità che della loro potenza sonora, sono percepite dalla popolazione residente come uno degli elementi di maggiore disturbo, tutte le valvole e sfiati di sicurezza del circuito vapore, per i quali sia previsto un significativo rateo di attivazione durante i transitori operazionali, sono stati opportunamente silenziati.

Le più importanti sorgenti sonore presenti nella Centrale sono:

- L'aspirazione dell'aria alla turbina a gas (filtrazione + compressione);
- La turbina a gas;

- Il generatore di vapore
- Le pompe di alimento della caldaia e di estrazione del condensato;
- La turbina a vapore;
- L'aerocondensatore del vapore;
- Il camino per l'emissione dei fumi;
- Gli alternatori;
- I trasformatori elettrici;
- L'aeroterma per il raffreddamento dei servizi ausiliari.

L'individuazione delle fonti di emissione è riportata nella tavola 2B.5 in allegato. Durante la progettazione e le due fasi di realizzazione sono stati eseguiti dei calcoli di previsione di impatto acustico, che hanno portato ad alcune scelte per la riduzione di tale impatto, di seguito riportate:

- La turbina a gas, gli alternatori, la turbina a vapore e le pompe più importanti sono localizzate all'interno dei relativi containers macchine insonorizzati e dotati di ventilatori a bassa rumorosità
- I condotti di alimentazione dell'aria alla turbina sono dotati di filtri ad alta efficienza, a valle dei quali è previsto un silenziatore costituito da pannelli fonoassorbenti.
- Il camino di scarico dei fumi a valle del generatore è provvisto di silenziatori.
- L'aerocondensatore è dotato di ventilatori a bassa velocità di rotazione (minore rumorosità), analogamente all'aeroterma dei servizi ausiliari.
- Le pompe di alimentazione della caldaia e di estrazione del condensato sono a bassa rumorosità.

Al momento della stesura del presente documento, il comune di Gorizia non ha provveduto alla classificazione acustica del territorio così come previsto dalla Legge ordinaria del Parlamento n° 447 del 26/10/1995 sull'inquinamento acustico. Restano pertanto validi i limiti definiti dal DPCM 01.03.1991, che per l'area di interesse, definita come zona industriale, prescrivono il rispetto di 70 dB(A) come livello equivalente diurno (6.00-22.00) e notturno (22.00-6.00).

La rilevazione strumentale eseguita da parte di un tecnico competente in acustica a marzo 2006, a seguito dell'entrata in esercizio commerciale (con tutto l'impianto in marcia) con lo scopo di verificare, anche al confine di pertinenza, la rispondenza delle emissioni sonore ai limiti fissati dal DPCM 14.11.1997 in materia di inquinamento acustico e riportata in allegato 2C.3 al quadro ambientale, ha dimostrato il rispetto:

- dei limiti assoluti di immissione in tutti i ricettori, sia in periodo diurno che notturno
- dei limiti differenziali d'immissione all'esterno delle abitazioni, sia in periodo diurno che notturno.

### **1.9.5 Inquinamento elettromagnetico**

Le radiazioni non ionizzanti, sottoforma di campi elettromagnetici, sono generate dall'utilizzo e dal trasporto dell'energia elettrica.

Come richiesto dal decreto autorizzativo regionale, nel corso del 2006 è stata effettuata una campagna di misura esterna alla Centrale sia da parte di un laboratorio privato che da personale ARPA.

In particolare sono state eseguite misure di campo elettrico ed induzione magnetica ad una altezza di 1,5 m dal suolo in nove punti lungo il tratto di linea che collega la centrale al punto di interconnessione ENEL. In un punto, esterno al comprensorio della centrale e di possibile futura ridestinazione, l'esplorazione è stata estesa fino al raggiungimento di un valore di induzione magnetica inferiore a  $0,2 \mu\text{T}$ , mentre negli altri punti si è proceduto alla ricerca del massimo valore per i campi magnetico ed elettrico. Inoltre sono state scelte due posizioni ove si avevano i massimi per detti campi e qui si è proceduto al monitoraggio in continuo per 8h.

I valori efficaci rilevati di induzione magnetica sono risultati sempre al di sotto di  $1 \mu\text{T}$ , ovvero ampiamente inferiori ai limiti di legge anche considerando gli obiettivi di qualità, come riportato nella documentazione analitica in allegato 2C.5 al quadro ambientale.

## 2 Stato di progetto

Nel periodo di tempo trascorso tra la redazione e presentazione della documentazione relativa alla procedura di verifica (ottobre 2003) e la definizione dei dettagli esecutivi dell'impianto è stato possibile individuare alcune modifiche che, sebbene dal punto di vista impiantistico non siano definibili come variazioni sostanziali, permettono di conseguire dei miglioramenti effettivi in termini di efficienza di produzione, di riduzione delle emissioni specifiche in atmosfera, di minore consumo specifico delle materie prime.

Si tratta essenzialmente della connessione di uno speciale dispositivo di raffreddamento sullo stadio di compressione della turbina a gas (SPRINT) con le principali utilities ad esso necessarie, partendo da una turbina a gas già predisposta.

### 2.1 Dimensioni del progetto

Si riporta in Tabella 2-1 il confronto tra i principali parametri produttivi dell'impianto così come autorizzato e quelli ottenibili con le modifiche migliorative proposte (a condizioni climatiche standard: temperatura ambiente 15° C e umidità relativa al 60%):

	Condizioni autorizzate	Stato di fatto	Stato di progetto <sup>(*)</sup>
Potenza termica nominale (MWt)	<b>100</b>	100,6	<b>111,5</b>
Potenza elettrica nominale TG (MWe)	39,9	39,9	45,5
Potenza elettrica TV (MWe)	10	10	11,8
Potenza elettrica nominale lorda (MWe)	<b>49,9</b>	49,9	<b>57,3</b>
Potenza elettrica nominale al netto di autoconsumi e perdite (MWe)	49,0	49,0	56,3
Efficienza complessiva nominale (lorda)	49,9%	49,6%	51,4%
Consumo orario di metano, massimo carico condizioni ISO (kg/h)	8.066	7.383	8.184
Ore di funzionamento annue (h/a)	7.000	7.000	7.000
Produzione annua (GWh/a)	343	343	394,1
Consumo di metano (t/a)	56.460	51.680	57.290

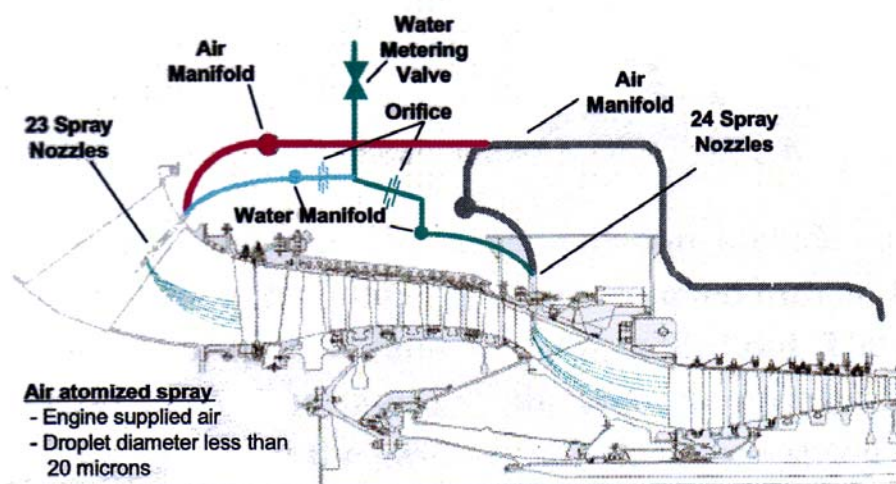
(\*) come da dati del fornitore (General Electric)

**Tabella 2-1:** Scheda tecnica dell'impianto attuale e futuro

## 2.2 Descrizione dell'intervento

### 2.2.1 Sistema SPRINT

Il sistema di raffreddamento a polverizzazione SPRINT (SPRay INTERcooling) si basa sull'iniezione di acqua demineralizzata polverizzata attraverso dei polverizzatori. Esso è costituito da un impianto interstadio multiugello di iniezione a nebbia composto da 47 ugelli polverizzatori ad azionamento pneumatico, ripartiti in una fila di 12 ugelli nel compressore di bassa pressione (LPC - Low Pressure Compressor), una di 12 ugelli nel compressore di alta pressione (HPC - High Pressure Compressor) e 23 ugelli nel collettore di ingresso aria, già montato sulla turbina a gas esistente, la cui disabilitazione fisicamente è garantita dal lucchettamento della valvola di alimentazione dell'acqua ed estrazione dell'interruttore elettrico di alimentazione.

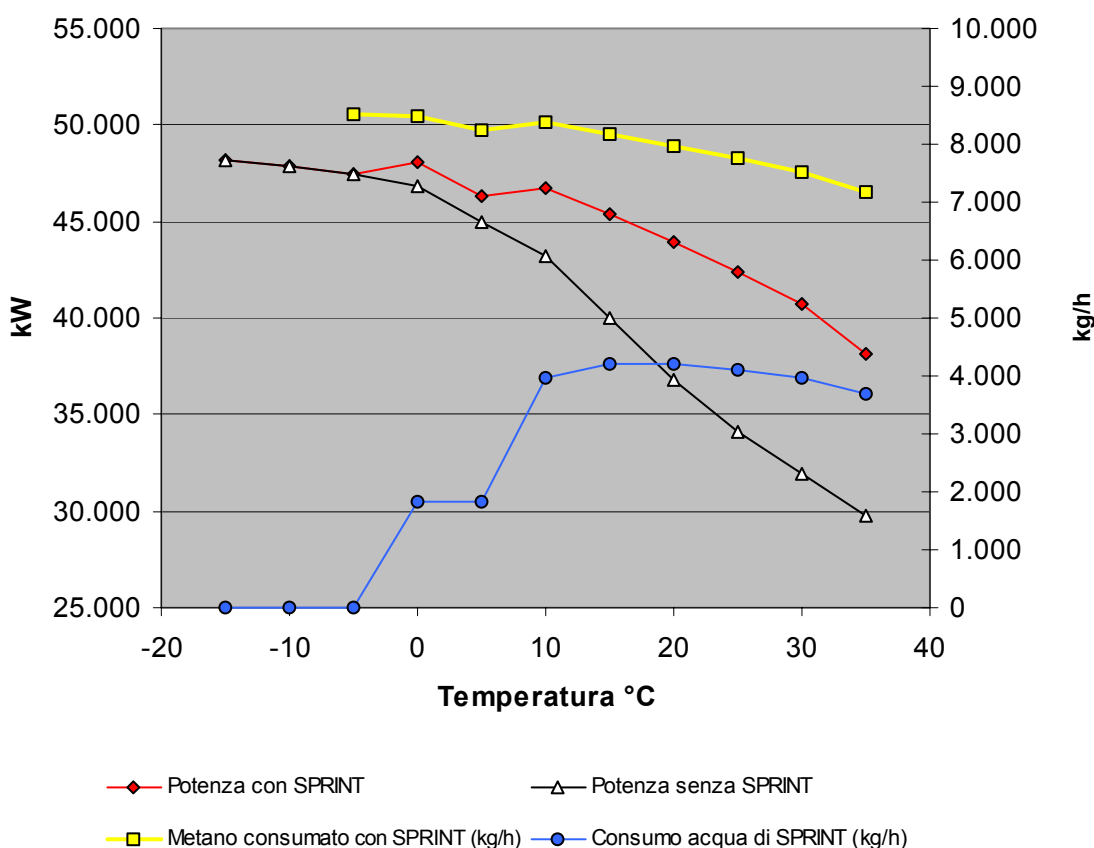


**Figura 2-1:** Sezione-tipo della turbina a gas installata a Gorizia, dotata di sistema SPRINT

L'acqua viene nebulizzata utilizzando aria ad alta pressione estratta dall'8° stadio HPC. Così facendo si riduce il diametro delle goccioline a meno di 20  $\mu\text{m}$ , incrementandone notevolmente la superficie di contatto. Iniettando spruzzi di acqua nebulizzata davanti ai compressori di bassa ed alta pressione, con portata dosata tramite appositi programmi di controllo, la temperatura di aspirazione di tali compressori viene notevolmente ridotta come effetto dell'evaporazione delle singole goccioline e conseguenza dello scambio termico aria-acqua.

In questo modo si riduce parimenti il volume specifico dell'aria ovvero aumenta la massa d'aria aspirabile all'interno del compressore. Poiché il compressore è una macchina dinamica, a parità di temperatura di scarico selezionata si avrà una maggiore capacità di pompaggio aria, raggiungendo quindi un rapporto di compressione più elevato. Infatti l'evaporazione ed il conseguente raffreddamento precedentemente descritti generano una depressione capace di richiamare dall'esterno altra aria e contribuire così di conseguenza al miglioramento di

efficienza dell'intero sistema. Inoltre richiamando più aria ad ogni singolo stadio, la macchina può utilizzare più gas prelevato dalla rete, consentendo di generare una maggior potenza all'asse.



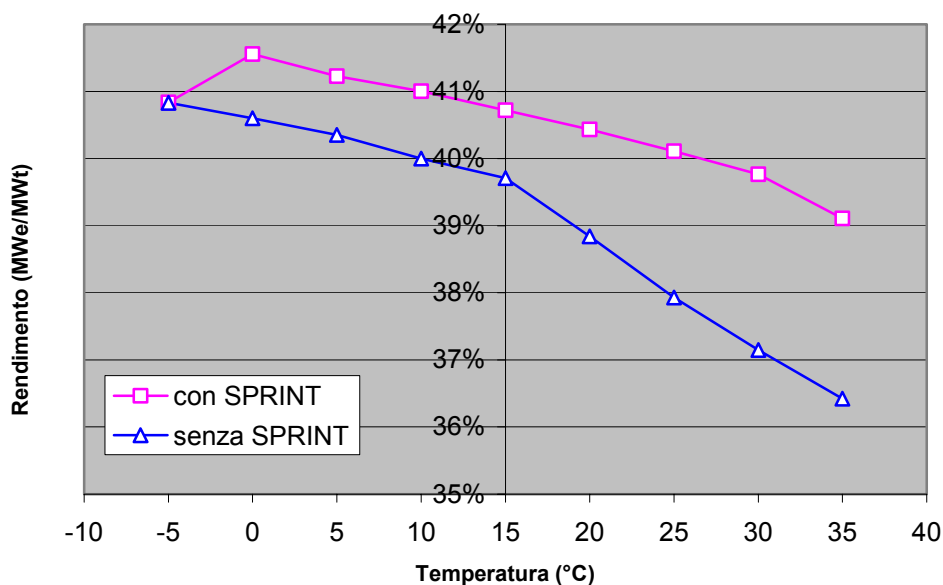
**Figura 2-2:** Influenza della temperatura ambiente sulla massima potenza sviluppabile dal turbogas e sui consumi di MP, con e senza sistema SPRINT inserito.

Nel caso della turbina montata a Gorizia, con il sistema SPRINT inserito in tutte le situazioni climatiche in cui questo sia possibile ed a pieno carico, si va da 38,2 MWe a +35°C a 47,5MWe a -5°C, con corrispondente andamento del consumo di combustibile e quindi delle emissioni in atmosfera (si veda a riguarda la Figura 2-2). Evidentemente l'efficacia del sistema SPRINT è maggiore nei climi caldi, quando la potenzialità dell'impianto si riduce. Infatti con l'aumento della temperatura ambiente, i vantaggi dello SPRINT risultano ancora più accentuati, consentendo di raggiungere una maggior potenza ed efficienza.

Concludendo, l'aumento di efficienza deriva dal fatto che il consumo di combustibile si riduce a parità di potenza prodotta, per effetto sia della più intima miscelazione tra aria comburente e gas combustibile, sia del recupero termico all'interno della

macchina di tutto il calore di compressione, che altrimenti sarebbe andato perduto in atmosfera. L'aumento di potenza complessiva generata è una conseguenza di quanto appena detto, nonché della incrementata capacità di aspirazione generale della macchina dovuta alla evaporazione dell'acqua nebulizzata.

Come evidenziato dal grafico successivo, lo Sprint incrementa l'efficienza della produzione di energia elettrica. Tale incremento deriva dal fatto che il consumo di combustibile si riduce a parità di potenza prodotta, per effetto sia della più intima miscelazione tra aria comburente e gas combustibile, sia del recupero termico all'interno della macchina di tutto il calore di compressione, che altrimenti sarebbe andato perduto in atmosfera. L'aumento di potenza complessiva generata è una conseguenza di quanto appena detto, nonché della incrementata capacità di aspirazione generale della macchina dovuta alla evaporazione dell'acqua nebulizzata.



**Figura 2-3:** Influenza della temperatura ambiente sul rendimento lordo del turbogas, con e senza sistema SPRINT inserito.

Questa tecnologia di raffreddamento evaporativo conserva sostanzialmente le caratteristiche della macchina base LM6000 senza SPRINT. Infatti da un lato non richiede nessun cambiamento strutturale sull'asse o qualsiasi altra modifica sui condotti di aspirazione dell'aria di combustione e di ventilazione, dall'altro mantiene inalterato il sistema di combustione di tipo DLE e conseguentemente mantiene basse le emissioni relative.

Per motivi meccanici è stato necessario installare la turbina a gas già predisposta con il sistema SPRINT, ma non ancora collegata in modo da poterlo utilizzare.

La presenza degli ugelli del sistema SPRINT non modifica il funzionamento della turbina stessa. Infatti anche quando completamente installato e funzionante, il



sistema SPRINT ha la caratteristica di poter essere disattivato in qualsiasi momento, consentendo comunque alla turbina a gas di funzionare, anche se con rendimenti più ridotti.

### **2.2.2 Turbina a vapore**

L'incremento di potenza elettrica ottenuto dalla turbina a vapore è legato essenzialmente al maggior contenuto entalpico dei fumi scaricati dalla turbina a gas. Va precisato che la turbina a vapore esistente è idonea a funzionare anche nelle condizioni richieste dalla configurazione modificata.

La turbina a vapore è del tipo assiale, a condensazione. Pur essendo realizzata in un unico corpo, è dotata di due ammissioni di vapore a differente pressione dalla caldaia a recupero (36 e 3,6 bar). La potenza della turbina a seguito del potenziamento del turbogas è pari a circa 11,8 MWe.

### **2.2.3 Altri interventi**

Non sono necessari interventi di alcun tipo su altre parti dell'impianto in quanto la flessibilità richiesta dalle diverse condizioni di carico, funzione delle condizioni ambientali, fa sì che esse siano abbondantemente in grado di funzionare anche con un incremento complessivo di potenza termica effettiva del 10,2% e di potenza elettrica del 14%.

Non sono quindi richieste opere civili aggiuntive a quelle già realizzate, né vi sono problemi legati alla fase di cantiere in quanto le apparecchiature già installate risultano predisposte ad una rapida attivazione del sistema SPRINT.

## **2.3 Fase di cantiere**

### **2.3.1 Descrizione dei lavori**

I lavori di attivazione del sistema SPRINT consistono in:

1. Verifica corretto funzionamento componenti meccaniche: pompa e relativo giunto di accoppiamento, valvole, filtri posizionati sullo skid dis.: 20071 - 01 - 572209 elaborato di progetto;
2. Verifica cablaggi elettrici di potenza a partire dal quadro denominato MCC-TC interruttore 4/6 (dis.:03056 E 00 ES 017 elaborato di progetto), alla morsettiera del motore pompa acqua SPRINT
3. Verifica del sistema di regolazione e controllo per la corretta acquisizione dei segnali e stati di funzionamento dal DCS generale di impianto.
4. Apertura manuale della valvola a sfera identificata con il n°20 nel dis 20071-01-572270 elaborato di progetto;

5. posizionamento manuale nello stato di "inserito" ed "aperto" dell'interruttore di alimentazione del motore pompa acqua SPRINT.

Si veda inoltre la tavola 2B.6 riportante la planimetria di progetto con indicate le aree di intervento, in cui sono disposti i principali items del sistema SPRINT

A questo punto il sistema è pronto per essere messo in servizio attraverso l'intervento dell'operatore sul sistema di controllo che, verificata la presenza di tutti i permessivi, invierà il comando di chiusura all'interruttore della linea di alimentazione della pompa acqua sprint.

### **2.3.2 Durata dei lavori**

La realizzazione delle opere previste potrà avere una giornata dall'ottenimento delle regolari autorizzazioni da parte degli Enti competenti.

### **2.3.3 Occupazione indotta dal cantiere**

Nessuna.

### **2.3.4 Movimentazione di terra**

Nessuna.

### **2.3.5 Approvvigionamento di materiali**

Nessuno.

### **2.3.6 Traffico indotto dal cantiere**

Nessuno.

### **2.3.7 Analisi delle interferenze significative potenziali in fase di cantiere**

Non vi sarà nessun impatto derivante dalla fase di cantiere perché i lavori più consistenti sono già stati svolti tutti durante il cantiere del 2004-2005.

## 2.4 Consumi post operam

### 2.4.1 Gas naturale

Il consumo massimo orario di gas naturale rimane immutato e pari a circa 8.530 kg/h in condizioni esterne di forte freddo, come riportato nella precedente Figura 2-2. All'aumentare della temperatura esterna ed all'entrata in servizio del sistema SPRINT, il consumo orario si riduce, arrivando ad un minimo, a pieno carico, di circa 7.160 kg/h contro i precedenti 6.000 kg/h senza SPRINT, a +35 °C.

Poiché il metanodotto, la stazione di filtrazione e pretrattamento e le tubazioni di adduzione all'impianto sono già dimensionati per il massimo utilizzo attuale, che non viene mutato dal potenziamento di progetto, essi risultano idonei anche per la consegna del metano post operam. Non c'è alcun problema nell'approvvigionamento in quanto il punto di stacco ha una disponibilità di 25.000 Nm<sup>3</sup>/h.

L'incremento complessivo annuale di consumi non è stimabile a priori, in quanto è funzione delle condizioni climatiche e della distribuzione della produzione nel corso dell'anno. Non vi sono tuttavia problemi di alcun tipo per la sua fornitura.

### 2.4.2 Acqua demineralizzata

Oltre ai consumi già presenti in impianto e descritti al paragrafo 1.8.2, l'utilizzo del sistema SPRINT porterà a nuovi consumi di acqua demineralizzata, principalmente per iniezione diretta in turbina e secondariamente per l'incremento della frequenza di rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione.

Considerando una temperatura ambiente di 15÷20°C, che comporta il massimo consumo di acqua di iniezione allo SPRINT pari a circa 4,2 m<sup>3</sup>/h, i consumi massimi orari passeranno a circa 12,2 m<sup>3</sup>/h, come riportato nella seguente tabella:

Utilizzo	Portata di punta stato di fatto (m <sup>3</sup> /h)	Portata di punta stato di progetto (m <sup>3</sup> /h)
Acqua demineralizzata	7,8	12,0
Acqua potabile	0,2	0,2
<b>Totale fabbisogno idrico</b>	<b>8</b>	<b>12,2</b>

*Tabella 2-2: Consumi idrici di punta stimati per l'impianto potenziato*

La valutazione dei consumi annuali è stata fatta considerando i dati di temperatura media mensile degli anni 1991÷2001 misurati presso la stazione di rilevazione meteorologica ARPA-OSMER di Gradisca d'Isonzo e ipotizzando l'uso dello SPRINT (ovvero l'impianto al massimo carico) a tutte le temperature in cui questo è possibile, per 7.000 ore/anno di funzionamento suddivise proporzionalmente tra i vari mesi. Di fatto questo approccio è cautelativo, in quanto durante il mese di agosto si osserva un calo della richiesta di produzione di energia, mentre un massimo si ha durante i mesi invernali.

<b> mese</b>	<b>T media mensile (°C)</b>	<b>consumo orario da SPRINT (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>h/mese</b>	<b>consumo mensile (m<sup>3</sup>)</b>
gennaio	3	0	594,5	0
febbraio	5	1815	537,0	974,6
marzo	9	3966	594,5	2.357,9
aprile	12	4079	575,3	2.346,8
maggio	18	4192	594,5	2.492,2
giugno	21	4097	575,3	2.357,2
luglio	23	4050	594,5	2.407,8
agosto	24	4020	594,5	2.390,0
settembre	18	4192	575,3	2.411,8
ottobre	14	4192	594,5	2.492,2
novembre	8	3966	575,3	2.281,8
dicembre	4	1815	594,5	1.079,1
<b>Totale</b>			<b>7.000</b>	<b>23.591</b>

**Tabella 2-3:** stima ipotetica dei futuri consumi idrici annuali massimi dovuti all'utilizzo dello SPRINT

Si avrà pertanto un consumo aggiuntivo di acqua demineralizzata al massimo pari a circa  $23.000 \div 24.000$  m<sup>3</sup>/anno. Tale acqua verrà prelevata dal locale acquedotto cittadino, che non presenta alcun problema a fornire i quantitativi necessari ed anzi aveva già messo a disposizione dell'impianto volumi similare (dati di screening).

L'impianto di demineralizzazione, che era stato sovradimensionato in previsione dell'eventuale completamento del sistema SPRINT, non necessita di interventi ma verrà semplicemente utilizzato al 100% della sua capacità produttiva.

### 2.4.3 Chemicals

Stante l'incremento della produzione di acqua demineralizzata, si attende un incremento proporzionale dei chemicals utilizzati per la rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione.

I consumi annuali dovrebbero portarsi a circa 50 m<sup>3</sup> di acido cloridrico e 55 m<sup>3</sup> di soda caustica; tali volumi sono comunque contenuti e non danno alcun problema di approvvigionamento.

Analogamente si avrà un modesto incremento nel consumo degli altri chemicals dell'impianto proporzionale all'incremento di produzione potenzialmente conseguibile.

## **2.5 Interferenze della centrale post operam con l'ambiente**

### **2.5.1 Emissioni in atmosfera**

In riferimento ai soli inquinanti significativamente presenti al camino, ovvero NOx e CO, non si attendono variazioni sostanziali della loro concentrazione, se non un lieve miglioramento dovuto alla possibilità di regolare meglio il sistema di combustione con l'utilizzo dello SPRINT<sup>4</sup>. Le concentrazioni massime attese rimangono quindi pari alle precedenti, ovvero:

- 50 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NOx
- 100 mg/Nm per il CO

Le condizioni di massima emissione di effluenti gassosi e di produzione di inquinanti sono, ovviamente, quelle relative al funzionamento della centrale a ciclo combinato alle condizioni di esercizio più gravose, ovvero a temperatura ambiente minima, con le unità turbogas in funzione al 100% del carico. In tali condizioni il sistema SPRINT non viene inserito, per cui non si avrà alcun incremento delle massime emissioni previste.

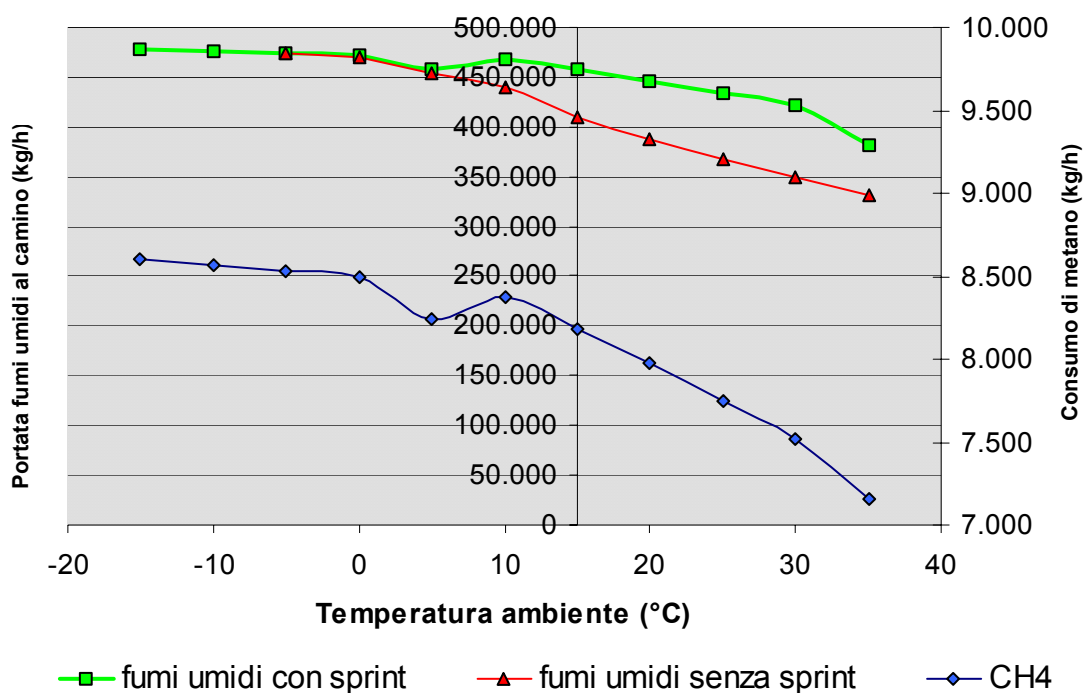
L'andamento delle emissioni a pieno carico, al variare della temperatura ambiente, è illustrato in Figura 2-4, da cui si vede come l'incremento delle emissioni, in termini di flusso di massa, riguarderà esclusivamente i periodi più caldi.

In condizioni ISO (60% umidità relativa, 15°C), l'incremento è pari a circa l'11%, ovvero si passerà da circa 298.300 Nm<sup>3</sup>/h a circa 331.000 Nm<sup>3</sup>/h di fumi secchi.

Per ulteriori considerazioni si rimanda al Quadro Ambientale del presente S.I.A..

---

<sup>4</sup> Il miglioramento enunciato nella relazione di accompagnamento alla richiesta di esclusione da VIA, datata giugno 2005, è garantito esclusivamente a carichi superiori al 75%, mentre le concentrazioni massime qui indicate saranno rispettate per tutti i carichi oltre il minimo tecnico (c.a 37,5%).



**Figura 2-4:** Emissione di fumi umidi al camino a pieno carico, al 15% di Ossigeno e consumo di metano, al variare della temperatura ambiente, post operam e ante operam

Le difformità rispetto alla documentazione precedentemente presentata presso il Ministero dell’Ambiente relativamente alla richiesta di esclusione da VIA sono da imputarsi essenzialmente alla non uniformità della concentrazione di ossigeno nei dati relativi ai fumi emessi, forniti dal Costruttore (General Electrics), che erano diversi per il caso con e senza sistema SPRINT. Tale incongruenza è stata superata nel presente Studio, riportando entrambe le emissioni al 15% di Ossigeno.

Per quanto riguarda l’emissione di CO<sub>2</sub>, essendo direttamente proporzionale alla quantità di combustibile bruciato essa si incrementerà in funzione dell’utilizzo dello SPRINT e quindi dell’aumento di metano utilizzato.

Tuttavia si sottolinea che l’efficienza dell’impianto migliorerà sensibilmente, portando quindi ad un migliore utilizzo del combustibile ovvero ad una emissione specifica di CO<sub>2</sub> per unità di kWh prodotto più contenuta.

In riferimento alle condizioni ISO si passerà da 0,503 kg/kWh a 0,488 kg/kWh, come riportato nella seguente figura, permettendo così un risparmio di CO<sub>2</sub> quantificabile in funzione delle condizioni operative e dell’effettivo utilizzo dello SPRINT.

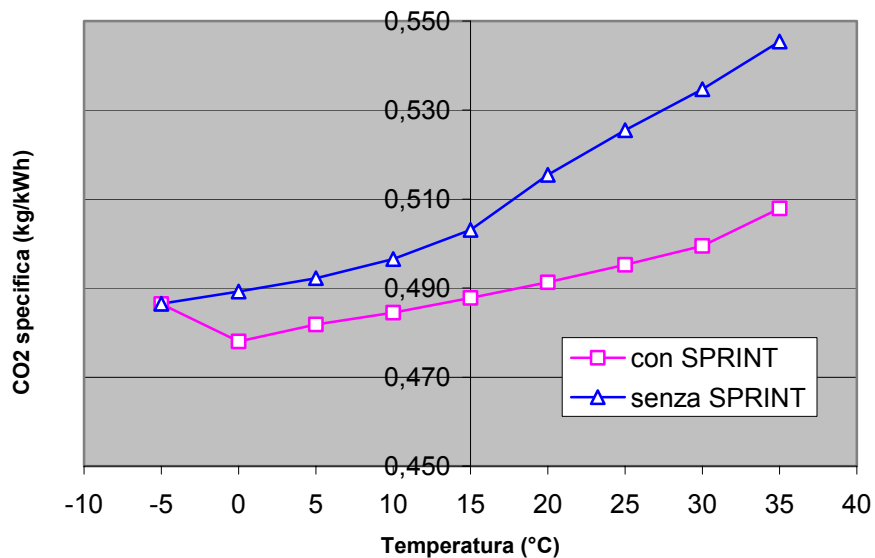


Figura 2-5: Produzione specifica di anidride carbonica ante / post operam, a massimo carico

## 2.5.2 Rifiuti

In linea con l'aumento dell'aria filtrata, ci si attende un modesto incremento della produzione di rifiuti da manutenzione dei filtri aria, peraltro attualmente prodotti in quantitativi modesti (circa 7 t/anno).

## 2.5.3 Emissioni idriche

Dato che l'acqua consumata in maggiori quantità viene vaporizzata, l'unico incremento negli scarichi avviati a pubblica fognatura è costituito dalle acque derivanti dalla rigenerazione delle resine di scambio ionico per la produzione di acqua demineralizzata, che sarà più elevato in proporzione ai consumi dovuti allo SPRINT e comunque stimabile in ulteriori 1.500-1.800 m<sup>3</sup>/anno – volumi irrisori per la rete fognaria a servizio dell'impianto.

## 2.5.4 Rumore

L'incremento della produzione non porta variazioni significative alle emissioni acustiche ante operam in quanto il sistema SPRINT non incrementa apprezzabilmente il rumore generato dalla turbina a gas, che peraltro è alloggiata in uno skid silenziato.

## 2.5.5 Emissioni elettromagnetiche

In parallelo a quanto affermato per le emissioni, poiché la massima potenza producibile dall'impianto non varia, i valori di radiazioni massime emessi dall'impianto, che sono già attualmente molto contenuti ed entro i limiti di legge, non subiranno variazioni.

### **2.5.6 Esercizio del metanodotto**

Il metanodotto a servizio dell'impianto non necessita di varianti a seguito del potenziamento di progetto.

Pertanto in fase di esercizio rimangono attivi i controlli periodici già in essere che non determinano alcun impatto significativo aggiunto.

## **2.6 Analisi dei malfunzionamenti e normativa di sicurezza**

L'analisi dei malfunzionamenti è stata eseguita per la Centrale esistente e dato che non vi sono variazioni dovute all'intervento di progetto, essa viene considerata ancora valida e riportata di seguito.

Sono stati considerati i seguenti incidenti:

- cedimento meccanico delle turbine;
- incendio del trasformatore elevatore;
- rottura di una tubazione del gas naturale.

Dalla verifica si deduce la assoluta sicurezza dell'impianto: anche gli incidenti più severi (incendio in area trasformatore o del gas di alimentazione) hanno raggi di influenza abbondantemente inferiori alla distanza cui è posta l'abitazione più vicina, che si trova a circa 300m.

La centrale a ciclo combinato di Gorizia e l'intervento di potenziamento sono progettati facendo riferimento essenzialmente alle seguenti normative nazionali di sicurezza:

- *D.P.R. 547 del 27/04/55;*
- *L. 168 del 01/03/68;*
- *D.M. 16/02/82;*
- *D.P.R. 524 del 08/06/82;*
- *D.P.R. 577 del 29/07/82;*
- *D.M. 24/11/84 e successive modificazioni;*
- *L. 46 del 05/03/90;*
- *D.P.R. 447/12/91;*
- *Norme UNI VVF;*
- *Norme UNI Cig;*
- *Norme EN,*

nonché alle più restrittive norme internazionali (*EURONORM, NFPA, ANSI, DIN*) e norme specifiche del settore.



Il progetto è soggetto ad esame da parte del comando dei Vigili del Fuoco secondo le modalità del *D.P.R. n° 37 del 12/1/98*, come indicato dal comma 4 dell' Art. 1 dello stesso *D.P.R.*, in quanto il progetto include alcune attività tra quelle individuate dal *DM 16/2/82*:

- stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano gas combustibili, gas comburenti (compressi, disciolti, liquefatti) con quantità globali in ciclo o in deposito superiori a 50 Nm<sup>3</sup>/h;
- impianti di compressione o di decompressione dei gas combustibili e comburenti con potenzialità superiore a 50 Nm<sup>3</sup>/h;
- centrali termoelettriche.

E' stata inoltre eseguita la classificazione zonale per aree pericolose in ottemperanza alla normativa CEI 31-30 (EN 60079-10) e CEI 31-35.

Si sottolinea che l'impianto non è soggetto a normativa inerente i rischi di incidente rilevante (DLgs 334/99); pertanto l'impianto non è neppure potenzialmente tra quelli capaci di generare significativi rischi per la popolazione.

## **2.7 Stima degli investimenti**

Come riportato nell'elaborato di progetto, l'intero sistema SPRINT, costituito da un impianto interstadio multiugello, dallo skid dell'acqua di iniezione, dalle tubazioni di raccordo e dalle parti elettriche e di controllo relative, ovvero dai tre sottosistemi elettrico, pneumatico e di controllo, ha un valore complessivo che può essere stimato in circa 740.000 Euro.

## **2.8 Previsione della durata tecnica dell'impianto**

Le previsioni di durata in esercizio dell'impianto come proposto dal presente progetto sottoposto a V.I.A., si riferiscono ad un periodo di almeno 25 anni, prima della dismissione o sostituzione con altre componenti impiantistiche.

## **2.9 Decommissioning a fine vita**

Della eventuale dismissione della Centrale a fine vita tecnica si farà carico la ditta Elettrogorizia S.p.A., nelle modalità previste dalla vigente legislazione.

In particolare si procederà alla sua messa fuori servizio secondo le seguenti fasi:

- smontaggio e bonifica degli impianti e degli equipaggiamenti;
- demolizione delle opere civili.

### **2.9.1 Smontaggio e bonifica degli impianti e degli equipaggiamenti**

Questa prima fase comprende tutte le attività necessarie per mettere a piè d'opera le componenti d'impianto e assicurare la bonifica dagli agenti in grado di determinare qualsiasi rischio.

L'operazione è condotta da ditte specializzate e consiste nella ripulitura delle parti di impianto venute a contatto con agenti inquinanti e lo smaltimento a norma di legge dei rifiuti raccolti. Gli impianti e gli equipaggiamenti bonificati sono quindi lasciati nel sito per l'ispezione da parte delle autorità pubbliche competenti.

Gli oli lubrificanti utilizzati negli impianti della centrale a ciclo combinato saranno inviati al Consorzio Smaltimento Oli Esausti. Altri materiali di consumo verranno restituiti ai rispettivi fornitori.

### **2.9.2 Demolizione delle opere civili**

In base alla normativa vigente al momento attuale, ottenuta dalle autorità competenti la dichiarazione di avvenuta bonifica di impianti ed equipaggiamenti e parere sanitario favorevole, è possibile presentare all'autorità comunale specifico Piano di Demolizione. Ottenuta l'approvazione, si procede allo smontaggio delle strutture metalliche e alla demolizione delle opere civili in calcestruzzo.

Le operazioni, condotte da ditte specializzate, consistono nello smontaggio delle strutture metalliche e nella riduzione a membrature di dimensioni idonee al trasporto e nella demolizione meccanica delle opere in calcestruzzo armato (opere in elevazione e fondazioni) con l'utilizzo di apposite macchine operatrici. Le fondazioni saranno demolite fino a circa 1 metro di profondità dal piano campagna, salvo prescrizioni particolari connesse ai futuri utilizzi previsti per l'area. Tutti i residui di demolizione sono suddivisi per tipologia e destinati al riutilizzo secondo necessità e possibilità. Le parti metalliche, comprese gli impianti e gli equipaggiamenti bonificati, sono riutilizzate come rottami ferrosi e ceduti a fonderie. Le parti in calcestruzzo sono invece cedute a ditte specializzate che procedono alla loro macinazione per separare il ferro recuperato come le parti metalliche, mentre il macinato di calcestruzzo può essere utilizzato come materiale inerte da costruzione, per esempio per sottofondi stradali, o, se non richiesto, avviato in discarica per inerti. Concluse le operazioni di demolizione e di allontanamento dei residui l'area sarà completamente ripulita e predisposta per gli eventuali utilizzi previsti, che possono comprendere il riutilizzo a fini agricoli del sito.