



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
UNITA' DI BUSINESS PIETRAFITTA - Centrale Franco Raseffi

06066 Pietrafitta (Pg), S.S. 220 Plevicola Km 24  
Tel. 075 9557711 Fax 075 9557571

Pietrafitta (PG),  
PRO/AdB-GEN/PCC/UB-PF  
Centrale Turbogas di Pietrafitta



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

E.prot DVA - 2012 - 0010245 del 30/04/2012

Spett.le  
**ISPRA**  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA)  
PEC: [protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

Spett.le  
**Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio  
e del Mare**  
Divisione IV - Rischio Rilevante e Autorizzazione  
Integrata Ambientale  
Via C. Colombo, 44  
00147 Roma RM  
PEC: [aia@PEC.minambiente.it](mailto:aia@PEC.minambiente.it)



**Oggetto: CONTROLLI AIA - ENEL-PG-PIETRAFITTA - OTTEMPERANZA**

In ottemperanza a quanto prescritto all'art.1 c.3 del Decreto DVA-DEC-2011-0000121 del 28/03/2011 rilasciato per la Centrale Termoelettrica di Pietrafitta (PG), e come specificato nel punto b) del paragrafo 9.2 "Approvvigionamento e gestione di combustibili e materie prime" del Parere Istruttorio Conclusivo, annesso al medesimo Decreto, provvediamo ad inoltrarvi in allegato il seguente documento:

- **"Studio di fattibilità tecnico-economica sull'installazione di una turbina per l'utilizzazione del salto entalpico del metano c/o la stazione di decompressione gas".**

Vi comunichiamo di aver provveduto a richiedere il pagamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24/04/2008, come corrispettivo economico per l'esame del suddetto documento, secondo quanto richiesto all'art. 1 comma 6 del Decreto AIA sopra richiamato (vedi disposizione di pagamento allegata n 214001936 del 20/04/2012 con bonifico da eseguire in data 26/04/2012).

Sarà ns. cura provvedere all'inoltro della quietanza originale del pagamento non appena disponibile.

Distinti saluti.

**Romolo Bravetti**  
UN PROCURATORE

Il presente documento costituisce una riproduzione integra e fedele dell'originale informatico, sottoscritto con firma digitale, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente. La riproduzione su supporto cartaceo è effettuata da Enel Servizi.

Pietrafitta 26/04/2012

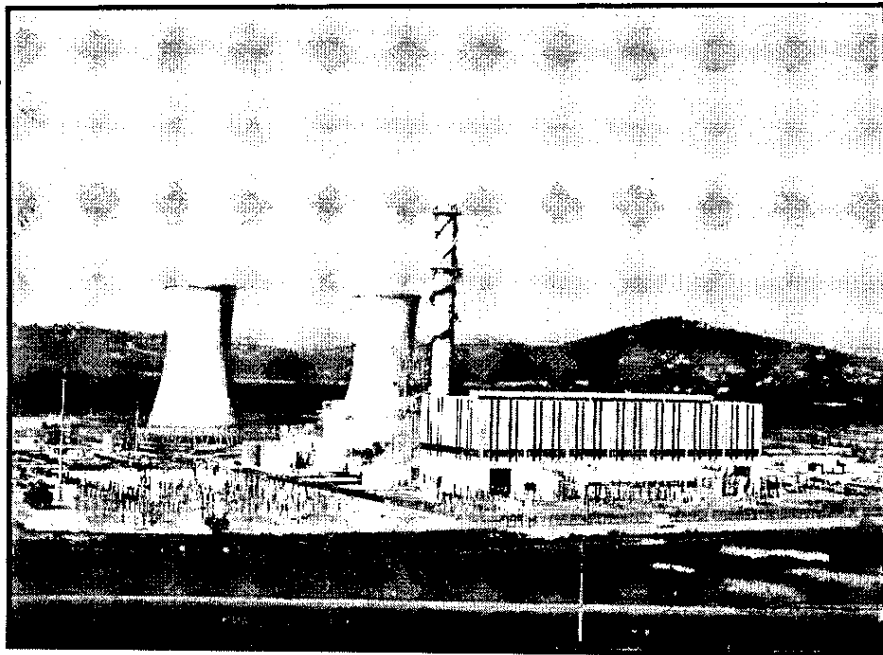
All. c.s.  
Copia:  
PRO/AdB-GEN/PCC/UB-PF - Pietrafitta  
PRO/AdB-GEN/PCC/UB-PF/STF/EAS - Ambiente  
PRO/AdB-GEN/PCC/UB-PF/CAP - Pietrafitta  
PRO/AdB-GEN/PCC/Produzione Ciclo Combinato e Turbogas  
PRO/SAM/AMB - Ambiente

Id:11081689





Unità di Business di Pietrafitta  
**CENTRALE TURBOGAS A CICLO COMBINATO**  
**"Franco Rasetti"**



**STUDIO DI FATTIBILITA' TECNICO-ECONOMICA**  
**SULL' INSTALLAZIONE DI UNA TURBINA PER**  
**L'UTILIZZAZIONE DEL SALTO ENTALPICO DEL METANO**  
**C/O LA STAZIONE DI DECOMPRESSIONE GAS**

## SOMMARIO

- Premessa.....	4
- Informazioni generali sul recupero di pressione sul gas naturale .....	5
- Capitolo 1 – IL MERCATO E LA DISTRIBUZIONE.....	6
1.1 Le fasi della metanizzazione.....	6
- Capitolo 2 - RICHIAMI DI CONCETTI E DEFINIZIONI.....	8
2.1 Effetto Joule Thomson.....	8
2.2 Idrato di metano.....	8
2.3 Trasformazione Isoentalpica.....	8
2.4 Trasformazione adiabatica.....	8
2.5 Entalpia - Trasformazione Entalpica.....	9
2.6 Stato del gas.....	9
2.7 Filtraggio.....	9
2.8 Gruppo di misura.....	9
2.9 Contatore a turbina.....	9
2.10 Codice rete gas.....	10
2.11 11VAN ( Valore Attuale Netto).....	10
- Capitolo 3 – ATEX.....	10
3.1 Atex dovuto a vapori.....	10
- Capitolo 4 – CABINE DI DECOMPRESSIONE METANO.....	10
4.1 Centrale di presa e misura.....	10
- Capitolo 5 – CHIARIMENTI IN MERITO ALLE SIGLE UTILIZZATE NEL CAPITOLO 9.....	12
5.1 Turboespansore MTE.....	12
5.2 Turboespansore TE.....	12
5.3 MTEG.....	12
5.4 MTEA.....	12
- Capitolo 6 - LA CENTRALE DI PIETRAFITTA "FRANCO RASETTI" .....	12
6.1 Caratteristiche salienti.....	12
6.2 Il Gasdotto.....	14
6.3 Attività connesse.....	14
6.4 Stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (AC1 - attività connessa 1) .....	15
6.5 Filosofia funzionale gas.....	15
6.6 Misuratore di portata presente nella cabina di decompressione.....	16
6.7 Riduttore di pressione.....	16

6.8 Filtro a secco umido.....	16
6.9 Preriscaldatore del gas al turbogas.....	17
6.10 Preriscaldatore del gas alla caldaia ausiliaria.....	17
- Capitolo 7 - RECUPERO DI ENERGIA NELLE CENTRALI GAS	
LA TURBOESPANSIONE.....	17
7.1 Cenni teorici.....	17
- Capitolo 8 - DIMENSIONAMENTO TERMO DINAMICO DI MASSIMA DI UN	
TURBOESPANSORE DA INSERIRE NELL'IMPIANTO.....	20
8.1 Determinazione salto entalpico mediante l'uso del diagramma entalpico	24
Metano.....	
- Capitolo 9 - CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DI UN	
TURBOESPANSORE E APPARECCHIATURE CONNESSE.....	26
- Capitolo 10 – ANALISI ECONOMICA.....	33
10.1 Generalità.....	33
10.2 Turboespansore monostadio con turbina con riduttore di giri	
tradizionale a cuscinetti lubrificati ad olio accoppiato all'alternatore (te)	34
modello tg200/45.....	
- Capitolo 11 – RISULTATI ATTESI PER GLI ASPETTI ECONOMICI.....	35
- Capitolo 12 – ASPETTI AMBIENTALI.....	38
12.1 Efficienza energetica (rendimento).....	38
12.2 Altri impatti ambientali .....	39
- Capitolo 13 – CONCLUSIONI.....	40
13.1 Considerazioni in materia di normative vigenti .....	40
13.2 Determinazioni dello studio di fattibilità.....	40
- Bibliografia .....	41

## Premessa

Il presente documento costituisce uno Studio Tecnico-Economico sviluppato dal sottoscritto professionista abilitato ing. Giancarlo Alessandri, su incarico del Gestore della Centrale Termoelettrica di Enel Produzione S.p.A. situata a Pietrafitta nel comune di Piegaro (Perugia), per stabilire l'opportunità/convenienza all'installazione di un turboespansore, presso la stazione di decompressione di centrale, con l'intento di recuperare utilmente il salto entalpico che si verifica sulla linea metano durante l'esercizio del gruppo turbogas cc PF5, per la generazione di energia elettrica.

L'esigenza di elaborare il presente studio ha origine dalla prescrizione di cui alla Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata ad Enel Produzione S.p.A., centrale termoelettrica di Pietrafitta, dal MATTM con Decreto n° DEC-2011-000121 del 28/03/2011.

Lo studio tecnico-economico in oggetto ottempera quindi a quanto prescritto all'art. 1 c.3 del Decreto AIA anzidetto ed Parere Istruttorio Conclusivo (in sigla PIC) annesso al medesimo decreto AIA che al **Par.9.2 "Prescrizioni-Approvvigionamento e gestione di combustibili" p.to b)** – recita: *"Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA dovrà essere presentato all'Autorità Competente uno studio di fattibilità tecnico/economico mirato all'adozione, entro tre anni dal rilascio dell'AIA, di una turbina ad espansione per il recupero del salto di pressione che subisce il gas naturale in corrispondenza della stazione di decompressione"*.

La medesima prescrizione è richiamata anche nello stesso PIC **Par.16 "Piani, Programmi e progetti da presentare all'AC" p.to 3.**

Per l'elaborazione del presente documento è stato fatto riferimento a dati tecnici forniti dal Gestore ed a dati tecnico-economici reperiti nel mercato ed in letteratura tecnica di settore.

## **Informazioni generali sul recupero dell'energia di pressione del gas naturale**

Il presente studio si propone di illustrare il metodo di recupero energetico da espansione di gas naturale per la produzione di energia elettrica mediante il processo di turbo espansione.

Il turboespansore è una turbina che ha la funzione di macchina motrice utilizzando il salto di pressione di un gas per ottenere lavoro.

Quando un gas in pressione viene fatto fluire attraverso una macchina per ottenere del lavoro, la trasformazione termodinamica è isoentropica o adiabatica.

In pratica quando un gas viene espanso, senza fornirgli del calore, lo stesso si raffredda e tale principio fra gli altri si applica nell'industria del freddo per la produzione di gas tecnologici con processo criogenico (trattamento con il freddo):

Tale procedimento è stato applicato, oltre che negli impianti criogenici, con dei soddisfacenti risultati, anche per il recupero di energia quando si è in presenza di processi ove si debba espandere dei gas.

È il caso d'impianti di riduzione della pressione di gas naturale in aziende distributrici gas o nel caso d'industrie o di centrali termoelettriche ove il metano arriva a pressioni elevate e successivamente decompresso alle pressioni di utilizzazione.

## Capitolo 1 - IL MERCATO E LA DISTRIBUZIONE

### 1.1 Le fasi della metanizzazione

L'utilizzazione del gas naturale, più semplicemente chiamato metano, dal maggiore dei suoi componenti, si è sviluppata in Italia attraverso tre fasi successive. La prima fase prese avvio nell'immediato dopoguerra; la rete dei metanodotti cominciò ad estendersi con gradualità partendo dal Nord e interessando poi le aree del Centro e del Mezzogiorno, in questo agevolata dai ritrovamenti di metano nel Ravennate, in Abruzzo, in Puglia ed in Sicilia.

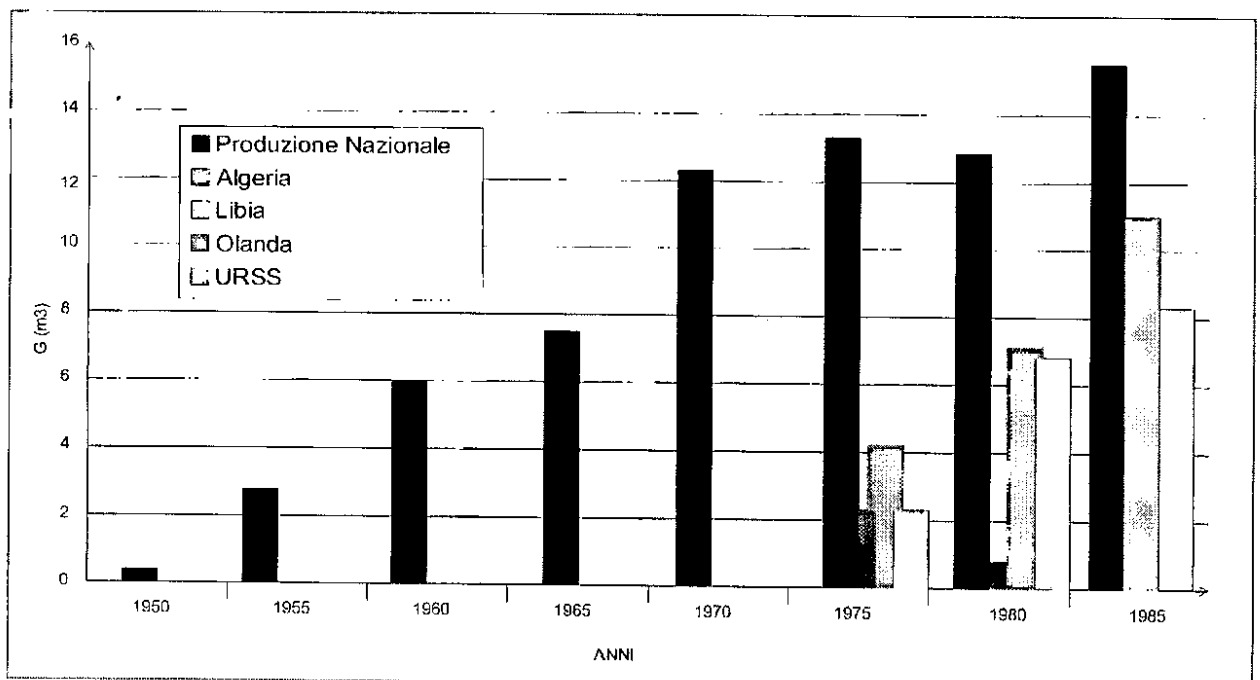
La nuova disponibilità di gas africano e gli accresciuti volumi d'importazione dall'Unione Sovietica hanno dato impulso ad un'ulteriore fase di sviluppo della metanizzazione, basata sui tre grandi gasdotti che portano il gas dalla **Russia**, dal **Mare del Nord** (con partenza dall'Olanda) e dall'**Africa del Nord (Algeria e Tunisia)**. Ovviamente i gasdotti ci rendono dipendenti da questi Paesi per i nostri approvvigionamenti. Per ovviare a questa situazione la soluzione è quella di realizzare impianti di ricevimento del gas naturale liquefatto (GNL) e successiva rigassificazione; ciò comporterebbe la possibilità di ricevere il prodotto da Paesi diversi.

Nel 2009, con un paio d'anni di ritardo, è realizzata la conclusione dei lavori per la realizzazione di un grande gasdotto, che è alimentato con GNL trasportato da navi metaniere provenienti principalmente dal Medio Oriente. Il gasdotto parte da un'isola "off shore" al largo del delta del Po, nei pressi di Porto Viro, ove è funzionante un impianto di rigassificazione; il gasdotto raggiunge il principale polo di stoccaggio e smistamento nazionale, vale a dire il "Centro di Minerbio" in provincia di Bologna.

Data l'imponenza dell'opera e la rilevanza tecnologica si ritiene opportuno evidenziarne alcuni aspetti. L'opera è costituita da una grande tubazione, quasi completamente interrata e corredata da interventi complementari, quali apparecchiature d'intercettazione dei gas, protezioni, impianti per la protezione catodica, manufatti adatti alla salvaguardia del metanodotto ed al ripristino dei terreni interessati dai lavori di costruzione.

I principali dati relativi al nuovo metanodotto ed al processo sono di seguito elencati.

- Mare - Porto Viro - Cavarzere (lunghezza complessiva): 40,268 km
- materiale: acciaio API 5L Or. X 60;
- diametro nominale esterno: 30" (762 mm -  $A = 0,456 \text{ mq}$ );
- spessore tubazione: 14.3 mm;
- Cavarzere - Minerbio, lunghezza: 83,416 Km;
- materiale: acciaio API 5L Or. X 65;
- diametro nominale esterno: 36" (914,4 mm);
- spessore tubazione: 14,2 mm (315 Kg/m);
- pressione di progetto: 75 bar;
- portata di progetto: 22 milioni  $\text{Stm}^3/\text{giorno}$  ( $255 \text{ Stm}^3/\text{s}$ );
- quantità annua prodotta e trasportata:  $8 \cdot 10^9 \text{ Stm}^3$ .
- Temperatura massima di progetto:  $15^\circ\text{C}$ .



In linea generale, il progressivo aumento dell'uso del metano in Italia negli ultimi anni trova spiegazione:

- nella maggiore disponibilità di questa fonte, dopo che il prezzo ha reso conveniente il suo trasporto, che è molto costoso a causa della piccola densità del gas;



- nella diversificazione degli approvvigionamenti che per le specifiche modalità di fornitura ne assicurano la continuità;
- nei benefici ambientali, essendo questo combustibile praticamente privo di zolfo, di polveri e di altri prodotti inquinanti.

## Capitolo 2 - RICHIAMI DI CONCETTI E DEFINIZIONI

In questo capitolo faremo richiamo alle più importanti leggi e definizioni che potranno aiutare a comprendere i fenomeni termodinamici di seguito utilizzati.

### 2.1 Effetto Joule Thomson

In termodinamica, l'effetto Joule-Thomson, o effetto Joule-Kelvin, è un fenomeno per cui la temperatura di un gas reale aumenta o diminuisce in seguito ad una compressione/espansione condotta ad entalpia costante, ovvero una trasformazione adiabatica dalla quale non si estrae alcun lavoro.

### 2.2 Idrato di metano

Gli idrati sono composti cristallini simili al ghiaccio, che si formano al contatto tra acqua e piccole molecole gassose, in condizioni di temperatura prossime a 0° e ad alte pressioni. La particolare struttura chimica di questi composti permette di immagazzinare notevoli quantità d'idrocarburi, in prevalenza metano. Si stima che, in condizioni di temperatura e pressione normali, un metro cubo di idrato produca circa 160 metri cubi di metano, e circa 0,87 metri cubi di acqua.

### 2.3 Trasformazione Isoentalpica

Abbassamento di pressione senza variazioni di entalpia.

### 2.4 Trasformazione adiabatica

Trasformazione termodinamica senza scambi di calore con l'esterno.

## 2.5 Entalpia - Trasformazione Entalpica

Solitamente indicata con H, è una funzione di stato che esprime la quantità di energia libera che un fluido può scambiare con l'esterno ad esempio in una reazione chimica l'entalpia scambiata dal sistema, consiste nel calore assorbito o rilasciato nel corso della reazione.

La definizione formale dell'entalpia è:

$$H = U + pv$$

Dove:

U = rappresenta l'energia interna del sistema generico;

p = la sua pressione;

v = il suo volume.

Essendo H una forma di energia, l'unità di misura è il joule.

## 2.6 Stato del gas

Lo stato del gas è noto quando se ne conosce Volume, Pressione, Temperatura, che sono legati tra loro dalla relazione

$$pV = RT$$

dove R = costante specifica (per il metano  $R = 5,18 \text{ bar} \cdot \text{m}^3 / \text{K}$ )

## 2.7 Filtraggio

Trattamento del gas per renderlo pulito.

## 2.8 Gruppo di misura

Zona dell'impianto dove avviene la misura della portata del gas mediante apposito contatore.

## 2.9 Contatore a turbina

Consiste in un tratto di tubazione di ugual diametro interno rispetto al diametro al quale deve essere inserito, all'interno del quale è posto un corpo ogivale che riduce la sezione di passaggio del flusso in corrispondenza di una girante a palette elicoidali, la riduzione di passaggio genera un'accelerazione del gas che imprime alla girante una rotazione di velocità angolare proporzionale alla portata.

## 2.10 Codice rete gas

Consiste nell'insieme delle regole e delle modalità che ogni distributore definisce, per svolgere i servizi relativi al trasporto del gas nelle reti locali.

## 2.11 VAN ( Valore Attuale Netto)

Una metodologia tramite cui si definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento.

## Capitolo 3 – ATEX

### 3.1 Atex dovuto a vapori

Con il termine atex si intende il nome convenzionale della Direttiva 94/9/CE dell'Unione Europea per la regolamentazione di apparecchi destinati all'impiego in zona a rischio di esplosione.

## Capitolo 4 – CABINE DI DECOMPRESSIONE METANO

### 4.1 Centrale di presa e misura

Per cabina di primo salto, o cabina di presa e misura, s'intende il complesso delle apparecchiature necessarie per la decompressione e la misura del gas nel punto di prelievo. Le parti essenziali sono:

Tratto d'entrata: è rappresentato dal complesso di tubazioni, valvole, ecc., che esistono tra il punto di consegna ed il punto d'ingresso di centrale, prima del gruppo di filtrazione del gas.

Gruppo di filtrazione: serve a raccogliere e scaricare all'esterno le eventuali impurità (particelle solide e liquide) presenti nel gas in arrivo, per impedire che si depositino nei successivi organi di regolazione e misura ostacolandone il buon funzionamento.

Gruppo di preriscaldamento: per impedire la formazione di ghiaccio ed idrati di metano (effetto Joule-Thomson) ed ottenere una buona misura del gas, è necessario mantenere la sua temperatura intorno ai 5-10°C. A questo scopo

vengono inseriti appositi scambiatori di calore alimentati da almeno due caldaie, una di riserva all'altra, ubicate in appositi locali.

Gruppo riduttori e monitori: è l'insieme delle valvole di regolazione della pressione aventi lo scopo di ridurre isoentalpicamente ed in sicurezza, il valore della pressione fornita a quello necessario per alimentare il feeder all'uscita della cabina.

Gruppo di misura: è costituito da tutte le apparecchiature previste per la misura fiscale del gas prelevato. Esse vanno dal contatore volumetrico alle flange Venturi, alla misura computerizzata.

Gruppo di odorizzazione: una delle caratteristiche fondamentali richieste ad un gas è quella di essere percettibile in caso di fuga senza particolari strumenti o apparecchi. È, infatti, evidente che la possibilità di poter avvertire la presenza di gas in limitata percentuale nell'aria ambiente, in concentrazione ancora distante dal limite inferiore d'esplosività (4,5%), è garanzia di un corretto e sicuro esercizio di distribuzione. L'odorosità del metano viene realizzata mediante la introduzione di composti solforati, ciclici e non, che forniscono al gas il caratteristico odore, in conformità alla legge n. 1083 del 6/12/71 e successive integrazioni e modifiche. Uno dei prodotti utilizzati dalle Aziende del gas è il tetraidrotiofene.

L'odorizzazione del gas è un problema di sicurezza e, come tale, è stata regolata dalla legge 6/12/1971, n. 1083, all'art. 2 che la prescrive. In particolare nelle appendici C e D alle norme UNICIG n. 7133 e successive modificazioni sono dati prospetti con informazioni indicative sulla quantità di odorizzante necessario per diversi tipi di gas distribuiti.

## **Capitolo 5 - CHIARIMENTI IN MERITO ALLE SIGLE UTILIZZATE NEL CAPITOLO 9**

### **5.1. Turboespansore MTE**

Turboespansore con turbina a cuscinetti magnetici senza contatto accoppiato direttamente all'alternatore.

### **5.2 Turboespansore TE**

Turboespansore con turbina accoppiata tramite riduttore di giri meccanici.

### **5.3 MTEG**

Versione del turboespansore MTE dove il generatore è separato dalla turbina e non è pertanto investito dal flusso del gas.

### **5.4 MTEA**

Versione del turboespansore in cui tutto il gruppo turbina generatore sono inseriti nel flusso del gas.

## **Capitolo 6 - LA CENTRALE DI PIETRAFITTA "FRANCO RASETTI"**

### **6.1 Caratteristiche salienti**

L'Unità di Business di Pietrafitta (UB PF) è una delle sette unità territoriali di produzione della filiera cicli combinati che opera nell'ambito delle attività gestite dalla Divisione Generazione ed Energy Management Italia (GEM) dell'Enel S.p.A.

L' UB PF, oltre all' impianto di Pietrafitta, gestisce anche tramite telecomando ulteriori impianti turbogas a ciclo aperto dislocati nel territorio nazionale e precisamente la Centrale Turbogas di Camerata Picena (AN), la Centrale Turbogas di Larino (CB), la Centrale Turbogas di Giugliano (NA), la Centrale Turbogas di Maddaloni (CS), la Centrale Turbogas di Campomarino (CB).

L'impianto termoelettrico di Pietrafitta è ubicato nel Comune di Piegaro, dista circa 30 km da Perugia ed è inserito tra i paesi di Tavernelle e Pietrafitta alla quota

di 225 m s.l.m, a circa 2 km dall'innesto con la strada statale 220 Pievaiola, alla quale è collegato tramite la SP 340 della Spina.

Il sito produttivo di Pietrafitta è nato nel 1955 per l'utilizzo della lignite originariamente presente nel luogo, con due gruppi di produzione denominati PF1 e PF2. L'impianto è rimasto in esercizio dal 1958 (anno di entrata in funzione) fino al 2000. Le unità PF1 e PF2 alimentate a lignite sono pertanto in disuso dal febbraio 2000 ed escluse dal sito produttivo. Nell'anno 2005 tutta l'area d'impianto riguardante i gruppi PF1 e PF2 è stata venduta alla Società Valnestore Sviluppo s.r.l.

Attualmente l'impianto termoelettrico di Pietrafitta di proprietà Enel Produzione S.p.A è costituito da:

- n. 2 gruppi turbogas in ciclo aperto alimentati a gasolio e denominati PF3 (FASE 1) e PF4 (FASE 2) di potenza nominale 88 MWe/cad, costruiti ed entrati in funzione tra l'anno 1978 e 1980
- n. 1 gruppo turbogas in ciclo combinato alimentato a gas metano e denominato PF5 (FASE 3) di potenza nominale 362 MWe avviato in esercizio commerciale nell'anno 2003.

### **Fase 3 (PF5)**

Il gruppo turbogas in ciclo combinato FASE 3 (PF5) ha una potenza complessiva di 362 MW elettrici, il modulo è costituito da una turbina a gas Siemens da 250 MW, da una caldaia a recupero (GVR) che produce vapore a tre livelli di pressione con surriscaldamento, e da due turbine a vapore Ansaldo da 56 MW ciascuna, che scaricano il vapore esausto nei rispettivi condensatori.

La turbina a gas è alimentata a gas metano ed è dotata di combustori a secco a bassa produzione di NO<sub>x</sub>.

La portata dei gas caldi di combustione che attraversano il GVR è di t/h 2.340, pari a circa 1.800.000 Nmc/h. A quota 74 m della ciminiera un campione di

fumi è prelevato con continuità per essere analizzato da un sistema di monitoraggio emissioni (SME) i cui valori sono trasmessi e registrati in sala controllo.

I gas di scarico dopo aver ceduto il calore tecnicamente recuperabile nel GVR sono convogliati al camino, da cui fuoriescono a una temperatura di circa 110 °C. La quota del colmo della ciminiera (90 metri), la velocità di efflusso e il contenuto entalpico dei fumi garantiscono una sopraelevazione adeguata per superare le inversioni termiche ed evitare le ricadute nei dintorni dell'impianto.

La configurazione dell'impianto è del tipo "multi-shaft"; le tre turbine azionano generatori elettrici indipendenti. Il "lancio" della turbina a gas viene effettuato tramite lo stesso alternatore con cui è accoppiata, con funzionamento da motore, alimentato dalla rete degli ausiliari.

#### 6.2 Il Gasdotto

L'approvvigionamento del combustibile avviene attraverso un gasdotto SNAM, che fornisce il gas naturale necessario a garantire il funzionamento del turbogas.

#### 6.3 Attività connesse

Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza quali:

- n. 1 stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (AC 1);
- n. 2 caldaie ausiliarie (AC 2);
- n. 4 gruppi elettrogeni di emergenza (AC 3);
- n. 2 impianto antincendio (AC 4);
- n. 3 impianti trattamento acque reflue (AC 5);
- n. 1 deposito oli minerali (AC 6).

## **6.4 Stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (AC1 - attività connessa 1)**

Il gas naturale viene approvvigionato, come detto, tramite metanodotto SNAM, alla pressione di circa 70 bar e a temperatura ambiente e si 'intesta' per la distribuzione alla stazione di decompressione presente in Centrale di proprietà ENEL.

In fase di decompressione, il metano si raffredda, ma per il suo utilizzo necessita di essere riscaldato fino a circa 30 °C.

Dalla stazione di decompressione e condizionamento si diramano due linee, una da 10" con pressione 30 bar che alimenta il turbogas in ciclo combinato PF5 (Fase3), ed una da 3" con pressione 10 bar che alimenta le caldaie ausiliarie (AC 2).

La stazione di decompressione si compone di un prefiltro di separazione liquidi e solidi, da un filtro, da un serbatoio recupero drenaggi, da due riscaldatori metano uno a vapore utilizzato nel normale esercizio in continuo, ed uno elettrico utilizzato per l'avviamento delle caldaie ausiliarie (vedi AC2) a loro volta utilizzate per l'avviamento del TG e opportunamente munita di valvole di sicurezza. Inoltre sono presenti per ogni linea: una valvola regolatrice di pressione, un silenziatore e un complesso di misura fiscale.

Nel normale esercizio, il riscaldamento continuo del metano, avviene attraverso il vapore ausiliario spillato dal GVR con le seguenti caratteristiche: temperatura 230°C, pressione 5 bar, portata 3-4 t/h.

Il processo di riscaldamento avviene attraverso l'utilizzo di uno scambiatore a fascio tubiero.

Il vapore ausiliario utilizzato per il riscaldamento del metano si condensa e rientra nel ciclo delle acque recuperate.

## **6.5 Filosofia funzionale gas**

La funzione principale della stazione di decompressione è quella di filtrare, misurare, preriscaldare, ridurre la pressione del gas metano proveniente di metanodotto SNAM con valore di pressione di massimo 75 bar, pressione minima 33 bar.

La stazione ha una portata totale massima di 80.000 Nm<sup>3</sup>/h.



## Unità della riduzione della pressione del gas

		<u>TURBOGAS</u>	<u>CALDAIA AUX</u>
Portata di progetto		80.000 Nmc/h	600 Nmc/h
Pressione di progetto	entrata	max 75 Bar min 33 Bar	max 75 Bar min 33 Bar

### 6.6 Misuratore di portata presente nella cabina di decompressione

I misuratori di portata del gas sono del tipo a turbina completo di emettitori ad impulsi.

- Misuratore di portata del gas sul turbogas  
 Tipo: TRG1600  
 TAG: FT623X-FT627X  
 Grandezza: 8" ANSI 600
- Misuratore di portata del gas sul turbogas  
 Tipo: TRG40  
 TAG: FT652X-FT656X  
 Grandezza: 8" ANSI 600

### 6.7 Riduttore di pressione

La riduzione di pressione del gas avviene in un unico salto. Il regolatore di pressione del tipo pilotato è protetto contro un eventuale aumento di pressione dovuto ad avarie dello stesso ed un ulteriore regolatore monitor con incorporata valvola di blocco.

### 6.8 Filtro a secco umido

Tipo: BISTADIO  
 TAG: 7EF901X  
 Tipo di chiusura: a FLANGE  
 temperatura di progetto: -15°C - +80°C  
 pressione di progetto : 85 bar

### **6.9 Preriscaldatore del gas al turbogas**

Tipo: BEU

TAG: A-BA907X

temperatura di progetto: -15°C /+95°C

pressione di progetto : 85 bar

fluido riscaldante : VAPORE

### **6.10 Preriscaldatore del gas alla caldaia ausiliaria**

Tipo: ELETTRICO VERTICALE

TAG: A-BA905X

temperatura di progetto: -15°C /+95°C

pressione di progetto : 85 bar

## **Capitolo 7 - RECUPERO DI ENERGIA NELLE CENTRALI GAS LA TURBOESPANSIONE**

### **7.1 Cenni teorici**

Il trasporto del gas naturale dai centri di produzione e dai terminali d'importazione ai punti di consumo nel territorio nazionale è gestito attraverso una vasta rete di metanodotti a pressioni variabili, normalmente tra 20 e 70 bar.

Queste pressioni si rendono necessarie per far fronte alle perdite di carico connesse col trasporto a grandi distanze di ingenti quantitativi di gas. Alle utenze di tipo civile od industriale il gas viene normalmente consegnato a pressioni molto inferiori. La decompressione del gas dalla pressione d'arrivo a quella richiesta dalla rete distributiva è effettuata, di norma, mediante riduttori - regolatori che hanno la funzione di mantenere il valore della pressione di valle stabile al variare della portata.

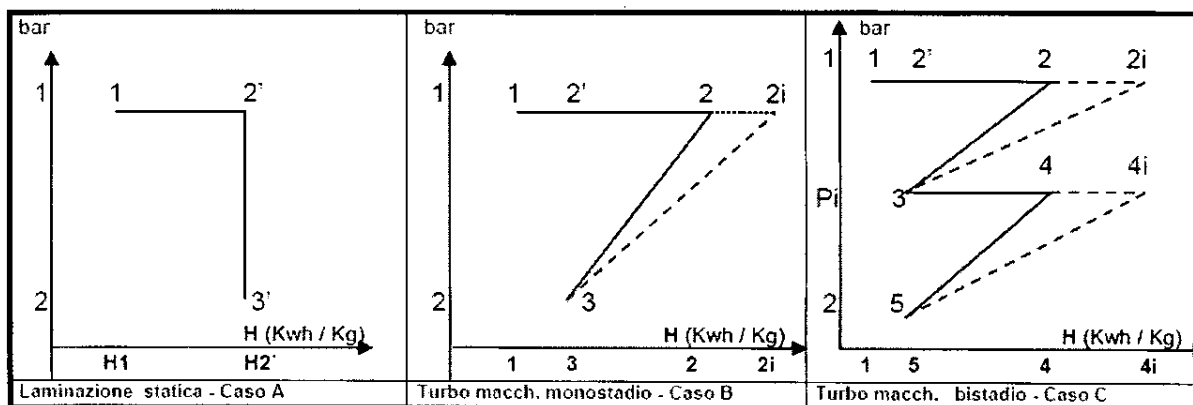
La decompressione è ottenuta mediante una "laminazione controllata" del gas naturale, con dissipazione in calore dell'energia meccanica di pressione posseduta a monte dell'apparecchio di regolazione.

Per salti di pressione elevati è necessario preriscaldare, a monte del regolatore di pressione, il gas naturale per evitare che, a causa dell'effetto Joule - Thompson, la temperatura a valle dell'espansione si abbassi eccessivamente con possibile formazione d'idrati di metano.

Adottando un diverso tipo di trasformazione termodinamica, che fa avvenire l'espansione del gas metano attraverso una turbomacchina, si può recuperare, anziché dissipare in calore, l'energia di pressione del gas, anche se a spese di una maggiore quantità d'energia termica da fornire nella fase di preriscaldamento.

Il bilancio energetico risultante è comunque ampiamente positivo e tale da consentire la produzione di quantità notevoli d'energia elettrica da utilizzare in autoconsumo o da convogliare nelle linee di TERNA.

Le trasformazioni termodinamiche possono essere rappresentate in un diagramma semplificato pressione entalpia del gas (vedi diagrammi di seguito). Se il gas arriva all'impianto in condizioni 1, la laminazione isoentalpica 2'-3' deve essere preceduta dal riscaldamento 12'. Volendo realizzare un'espansione 2-3 (teoricamente, la trasformazione isoentropica 2i-3), al fine di ottenere energia meccanica, il riscaldamento richiede una somministrazione di energia termica alquanto maggiore (Caso B), pari mediamente a  $0,1 \div 0,14 \text{ m}^3 \text{ gas/kWh}$  prodotto. Indicando con H l'entalpia del gas, l'espansione è in grado di recuperare, per ogni kg di massa di gas fluente nella macchina, una quantità di energia meccanica pari a  $H_2 - H_3$ , consumando un'identica quantità di energia termica (a meno del rendimento delle apparecchiature di riscaldamento): infatti, l'energia precedentemente spesa per il pompaggio del gas e la frazione 1-2' del riscaldamento sono da considerare gratuite, in quanto esse sarebbero comunque necessarie. Il sistema perciò consente di convertire energia termica in energia meccanica od elettrica aggirando le limitazioni imposte dal secondo principio della termodinamica. Il rendimento della conversione, grazie al recupero dell'energia spesa a monte, è pari a circa il doppio di quello delle macchine termiche o delle centrali termoelettriche convenzionali.



- Decompressione del gas prima dell'immissione in rete

L'impianto, installato in parallelo con la linea di decompressione statica, consiste in un espansore a turbina, ad uno stadio o più stadi, in dipendenza del salto di pressione un generatore elettrico ad essa accoppiato ed un sistema di preriscaldamento.

Per una corretta valutazione circa l'installazione dell'impianto di turboespansione andrà attentamente valutato:

- il valore  $r_p$  del rapporto tra le pressioni (assolute) d'ingresso e di uscita (mediamente dell'ordine di 4-10);
- andamento favorevole delle portate di gas nel corso dell'anno, almeno 6-7 mesi, per evitare periodi troppo lunghi di fermata dell'impianto;
- possibilità di valorizzare adeguatamente in termini finanziari l'energia elettrica prodotta.

La produzione d'energia è fortemente condizionata dal periodo stagionale, oltre che dall'ora del giorno, e dunque dalla portata del gas, variabile nel tempo (anno, mese, giorno e ora). E' chiaro, dunque, che la turbomacchina dovrà essere particolarmente flessibile e mantenere valori adeguati del rendimento anche a fronte di considerevoli scostamenti del valore delle portate da quelle previste in sede di progetto (nominali). Questo è oltremodo vantaggioso affinché la macchina possa produrre anche nelle mezze stagioni, quando la portata del gas risulta particolarmente ridotta. Una buona turbomacchina dovrebbe garantire il proprio funzionamento produttivo da un minimo del 20% ad un massimo del 170% del valore della portata nominale di progetto, ovviamente con i migliori valori possibili

per quanto attiene il rendimento complessivo. Il parametro che ha maggiore influenza sulla configurazione dell'impianto è il rapporto  $r_p$  tra la pressione d'ingresso e la pressione d'uscita del gas.

In pratica, per le applicazioni aventi  $r_p < 5$  si giustificano economicamente soltanto le configurazioni monostadio; per rapporti maggiori sono invece richiesti schemi a due o tre stadi. Ovviamente il salto entalpico, e quindi l'energia specifica producibile, aumenta con  $r_p$ .

Il secondo parametro importante è la portata di massa del gas  $M$ . La potenza meccanica generata dalla macchina è esprimibile nella forma:

$$P_m = \eta_m \eta_{\Delta is} M \Delta H_{is} = \eta_m \eta_{is} M k / (k-1) R T_1 (1 - ((1/r_p)^{(k-1)/k}))$$

$$P_e = \eta_e * P_m$$

Dove i simboli utilizzati hanno il significato:

$r_p$  = rapporto tra la pressione di ingresso e la pressione di uscita del gas;

$M$  = portata di massa del gas;

$P_m$  = potenza meccanica generata dalla macchina;

$P_e$  = potenza elettrica;

$\eta_m$  = rendimento meccanico;

$\eta_e$  = rendimento elettrico;

$\eta_{\Delta is}$  = densità del gas

$k=1,30$

## Capitolo 8 - DIMENSIONAMENTO TERMODINAMICO DI MASSIMA DEL TURBOESPANSORE DA INSTALLARE NELL'IMPIANTO

Per eseguire il dimensionamento termodinamico del turboespansore da inserire nell'impianto in oggetto sono stati presi in esame i seguenti parametri operativi del gruppo TG cc PF5:

Portata del gas naturale (Max) 70.000 stmc/h;

Portata del gas naturale (Minima) 40.000 stmc/h

Pressione di ingresso del gas naturale 60.0-70.0 bar(a);

Pressione di uscita del gas naturale 31.0 bar(a);

Temperatura ingresso /uscita del gas naturale 10/15 °C.

Le condizioni di progetto, cioè il funzionamento continuo ed il rapporto di espansione ( $r_p$  2,0) basso, a cui occorre riferirsi, determinano che il ciclo termodinamico eseguibile dalla macchina a singolo stadio. 11

Definito il ciclo termodinamico più conveniente da realizzare si può individuare la taglia ed il tipo di turboespansore inseribile nell'impianto.

La soluzione possibile è costituita da un unico turboespansore con riduttore di giri tradizionale a cuscinetti lubrificati ad olio, che chiameremo "TE", che elabora tutta la portata a disposizione.

Le caratteristiche tecniche della macchina sono descritte successivamente nel capitolo 9 "Caratteristiche tecniche generali di un turbo espansore e apparecchiature connesse".

I calcoli effettuati si devono ritenere indicativi ed effettuati con le leggi classiche della termodinamica e non con programmi informatici specifici, per i quali si rimanda ad uno stato più avanzato di progettazione.

Le prestazioni e i dati tecnici caratteristici "expected" del turboespansore in grado di funzionare con una pressione del gas metano in ingresso di 65.0 bar(a), e con la pressione di uscita pari a 31.0 bar(a), corrispondenti ai valori di pressione e del  $\Delta P$  di espansione subito dal gas metano nella stazione di decompressione della centrale di Pietrafitta, sono indicate nella tabella seguente:

## TURBOESPANSORE DI TIPO "TE"

### PRESTAZIONI DELLA MACCHINA IN DIVERSI ASSETTI OPERATIVI

<i>Portata gas naturale</i>		70.000	59.000	40.000
<i>Condizione</i>	<i>Stm<sup>3</sup>/h</i>	<i>Max</i>	<i>Nominale di Progetto</i>	<i>Min.</i>
<i>UNITA'</i>				
<i>Pressione ingresso</i>	<i>bar(a)</i>	65.0	65.0	65.0
<i>Pressione uscita</i>	<i>bar(a)</i>	31.0	31.0	31.0
<i>Temperatura ingresso</i>	<i>°C</i>	54	55	55.5
<i>Temperatura uscita</i>	<i>°C</i>	15	15	15
<i>Rendimento adiabatico</i>	<i>%</i>	83	86	80
<i>Potenza meccanica</i>	<i>kW</i>	1150	1010	666
<i>Velocità di rotazione</i>	<i>RPM</i>	23100	23100	23100
<i>ACCOPPIAMENTO RIDUTTORE/GENERATORE</i>				
<i>Potenza meccanica giunto</i>	<i>kW</i>	1090	950	606

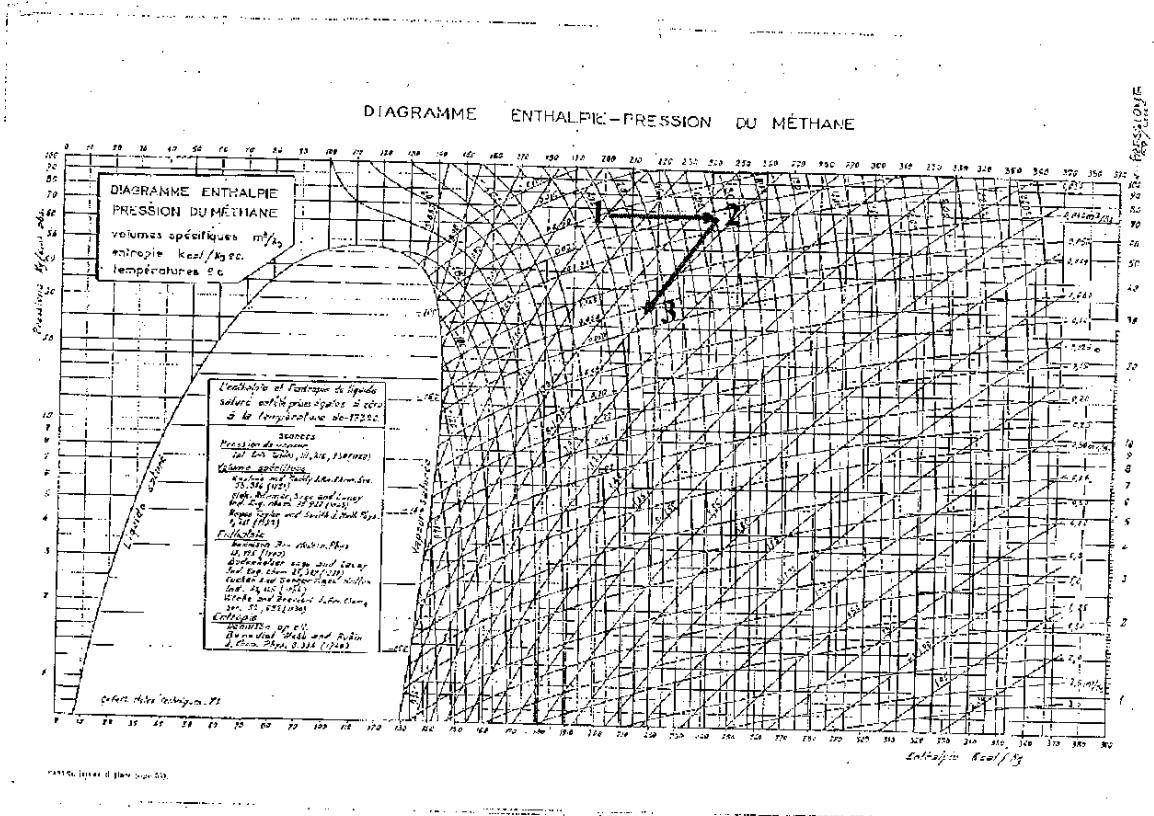
Potenza elettrica morsetti generatore	kW	1050	915	575
Condizione TG		Max	Design	Min
Potenza elettrica totale	kW	1050	915	575
Potenza termica totale	kW	1890	1550	1051
Potenza termica laminazione	kW	679	572	387
Potenza termica netto lamin.	kW	1211	980	664

Per l'analisi tecnico-economica che segue viene fatto riferimento ai dati tecnici relativi alla condizione sopra riportata centralmente "Nominale di Progetto".





### 8.1 Determinazione salto entalpico mediante l'uso del diagramma entalpico metano



Pressione di ingresso: 65 bar  
 Pressione di uscita: 31 bar  
 Riscaldamento:  $\Delta T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$   
 $r_p = 2$

Punto 1	P1= 65 bar	T1= 304 °K
Punto 2	P2= 65 bar	T2= 365 °K
Punto 3	P3= 31 bar	T3= 288 °K



**Particolare: girante di una turbina.**

## Capitolo 9 - CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DEL TURBOESPANSORE ED APPARECCHIATURE CONNESSE

### Turboespansore

Il turboespansore è in genere installato su un unico telaio. Il sistema è composto dalle seguenti parti: turbina/e per l'espansione del gas, riduttore di giri (TE), giunto di accoppiamento a bassa velocità (TE), alternatore asincrono/sincrono e sistemi ausiliari tipo il circuito di lubrificazione con olio minerale (TE) oppure il sistema elettronico di conversione della frequenza e di sostentamento magnetico dei cuscinetti (MTE), il sistema di tenuta e il sistema di monitoraggio e controllo in sicurezza dell'espansore.

Il turboespansore può essere monostadio (una sola turbina accoppiata al generatore), oppure a più stadi (più turbine accoppiate al generatore).

- **Espansore a turbine**

L'espansione viene realizzata mediante una o più turbine poste in serie, costruite secondo un sistema altamente provato che permette una loro rapida sostituzione.

Ciascuno stadio espande il gas naturale fino ad una pressione intermedia, in modo da arrivare con l'ultimo stadio ad espandere il gas fino alla pressione stabilita di valle. Ogni stadio è costituito da una serie di componenti assemblati tra loro: corpo, flangia di accoppiamento, distributore, giranti e corona.

- **Corpo**, in fusione di acciaio al carbonio, portante le flange d' ingresso (radiale/tangenziale) e scarico (assiale).

Il corpo è collegato mediante la flangia di accoppiamento al riduttore di giri (TE) oppure all'alternatore (MTE).

- **Flangia di accoppiamento**, in acciaio legato di qualità, posizionata fra riduttore di giri (TE) o alternatore (MTE) e turbina per la chiusura della parte posteriore del corpo turbina e l'alloggiamento della girante, del distributore e delle tenute a labirinto per il gas sull'albero.

- **Distributore ad ugelli a geometria variabile flottante**, posizionato all'ingresso delle giranti, per il controllo del flusso del gas, con le seguenti funzioni:
  - ottimizzare la distribuzione del gas alla girante conferendovi una velocità e direzione il più possibile prossima alla radiale;
  - consentire la trasformazione ottimale dell'energia meccanica all'interno della girante anche al variare della portata, regolando la sezione d'ingresso alla girante, al variare della portata stessa;
  - ridurre, con l'anello flottante, al minimo le perdite sugli ugelli e migliorare le prestazioni termodinamiche;

E' costituito da una serie di palette radiali (ugelli) mobili in modo da variare la geometria convergente/divergente del condotto di distribuzione, incernierate sulla flangia di accoppiamento e azionate contemporaneamente da un meccanismo.

Il comando del meccanismo è effettuato con un attuatore pneumatico lineare, provvisto di posizionario, comandato dal sistema di controllo durante la marcia normale, in funzione della pressione di scarico del turboespansore.

- **Girante**, aperta a corpo unico ad ingresso radiale e uscita assiale, con grado di reazione pari a 0,5; accoppiata a sbalzo direttamente sull'albero veloce del riduttore di giri oppure dell'alternatore. Costruzione in lega di alluminio ad alta resistenza, velocità di rotazione tale da non eccedere la velocità periferica massima. Operano con abbondante coefficiente di sicurezza. Albero e girante sono collaudati ed equilibrati dinamicamente prima dell'assemblaggio.

- **Corona**, alloggiata nel corpo della turbina allo scopo di guidare il flusso del gas allo scarico assiale, è costruita in acciaio legato di qualità.

- **Riduttore di giri (TE)**

Il riduttore è posizionato tra la/e turbina/e e l'alternatore. E' composto da una cassa, divisa orizzontalmente, in cui è sistemato l'albero di comando con un ingranaggio girante accoppiato a uno/due alberi veloci, posti ai lati della ruota principale e sullo stesso piano, su cui vengono montate a sbalzo la/e girante/i.

Il riduttore è anche sostegno della/e turbine, infatti la flangia d'accoppiamento viene collegata al riduttore.

Il flusso di forza viene trasmesso dai due alberi pignone all'alternatore attraverso l'ingranaggio girante.

Sull'albero lento sono posti un cuscinetto portante ed un cuscinetto assiale, le spinte assiali di ciascuna turbina vengono trasmesse su questi cuscinetti attraverso dei collari di spinta sistemati sugli alberi pignone. I cuscinetti per gli alberi veloci sono radiali, piani, solidali all'albero. Gli ingranaggi sono a denti elicoidali.

- **Sistema di tenuta**

Il sistema di tenuta utilizzato è totalmente autosufficiente senza necessità di alcun intervento esterno in entrambe le tipologie di turboespansore.

#### Turboespansore tipo TE

Il sistema funziona in base a differenti livelli di pressione nei fluidi a contatto (olio e gas naturale) generati da un sistema di tenute meccaniche a labirinto e un sistema di canali che guidano i fluidi nelle direzioni volute.

Il principio è quello di creare una camera in cui sono a contatto olio e gas ad una pressione pari a quella di scarico della turbina. Da un lato della camera arriva l'olio che si riduce di pressione trafilendo attraverso i labirinti, mentre dall'altro lato della camera arriva il gas che nel processo trafile dietro la girante e passando tra i labirinti si riduce di pressione. La camera è connessa con l'uscita alla bassa pressione del turboespansore che la mantiene in pressione e con un separatore d'olio. Il separatore scarica olio verso il serbatoio quando la pressione nella camera tende a salire. La miscela olio gas presente nella camera funge da cuscinetto e barriera alle fughe dell'olio nella turbina e del gas nel riduttore di giri. Anche la tenuta sull'albero lento, per impedire la fuoriuscita dell'olio verso l'esterno, è eseguita con i labirinti.

Questo sistema di tenuta funziona senza usura di parti meccaniche rotanti a contatto, utilizzando il gas di processo senza necessità di filtrarlo accuratamente, senza interventi esterni di potenza, senza perdite o trafileamenti verso l'esterno o nel gas di processo.

Le perdite che si verificano sono conseguenza della saturazione del gas nell'olio nella camera in cui sono a contatto. Il gas quando l'olio ritorna al serbatoio, a pressione di poco superiore a quella atmosferica, si libera e deve essere quindi prelevato.

Questo gas può essere inviato ad un compressore inserito in un opportuno circuito ed essere immesso nella rete di bassa pressione a valle dell'ultimo stadio oppure ad un utilizzatore a bassa pressione dopo essere stato adeguatamente filtrato.

Nel nostro caso, non avendo a disposizione la linea a bassa pressione, lo stesso deve essere immesso in atmosfera mediante uno sfiato.

### Turboespansore tipo MTE

Il sistema di tenuta è costituito da tenute meccaniche a labirinto che riducono di pressione il gas che nell'espansione trafila dietro la girante e da un sistema di canali che guidano il gas fino a farlo confluire nel circuito di raffreddamento dell'alternatore, che utilizza il gas naturale di processo.

Anche questo sistema di tenuta funziona senza usura di parti meccaniche rotanti a contatto, utilizzando il gas di processo senza necessità di filtrarlo accuratamente, senza interventi esterni di potenza, senza perdite o trafiletti verso l'esterno.

Il gas che trafila dalle tenute dopo essere prelevato dal circuito di raffreddamento dell'alternatore può essere inviato ad un compressore/eiettore inserito nel circuito ed essere immesso nella rete di bassa pressione a valle dell'ultimo stadio oppure ad un utilizzatore a bassa pressione (MTEG) o essere immesso direttamente nel flusso nel turboespansore in linea (MTEA).

Fra i vari tipi di sistema di lubrificazione, anche in funzione del rispetto ambientale, il più idoneo al nostro caso è quello descritto di seguito.

- **Sistema di lubrificazione ad olio minerale (TE)**

Il sistema di lubrificazione ad olio minerale è del tipo chiuso con uno sfiato all'atmosfera. Il sistema comprende due pompe (una azionata dal riduttore di giri ad ingranaggi utilizzata come pompa principale, l'altra elettrica di servizio), sono compresi il riscaldatore elettrico e l'interruttore di livello nel serbatoio.

Una pompa, azionata da un motore elettrico, funzionerà durante l'avvio o nei casi di emergenza in parallelo alla pompa azionata dal riduttore di giri. Il raffreddamento dell'olio lubrificante è assicurato da uno scambiatore ad acqua con una valvola automatica di by pass per il controllo della temperatura dell'olio.

Il sistema a doppio filtraggio assicura il massimo livello di purezza dell'olio lubrificante.

- **Cuscinetti magnetici (MTE)**

All'estremità dell'albero del generatore sono montate due cartucce contenenti i cuscinetti magnetici che controllano la posizione dell'albero in senso radiale e assiale.

Ad ogni estremità dell'albero del generatore viene imbutito un pacco lamellare formante la parte rotorica, la parte statorica è composta da un analogo pacco lamellare nel quale sono previsti degli alloggiamenti entro cui inserire le bobine che, quando percorse da correnti, creano il campo magnetico in senso radiale che provoca la sospensione dell'albero in aria (fenomeno di lievitazione).

La parte rotorica dei cuscinetti assiali è composta da dischi ferromagnetici posti nella parte centrale dell'albero, in corrispondenza delle sue estremità. Mentre la parte statorica è composta da un toroide in acciaio integrato nei cuscinetti radiali.

La posizione dell'albero è rilevata da un numero di sensori fissati su un anello di supporto. I segnali rilevati sono inviati ad un sistema elettronico di controllo che, in funzione delle informazioni ricevute sulla posizione dell'albero, aumenta o diminuisce la corrente inviata agli elettromagneti (parte statorica dei cuscinetti) fino a riportare l'albero in posizione di equilibrio.

Questo sistema oltre una certa velocità di rotazione, permette all'albero di girare in perfette condizioni di equilibrio, senza vibrazioni.

- **Alternatore asincrono/sincrono**

L'alternatore asincrono/sincrono trasforma l'energia meccanica assorbita dall'espansore in energia elettrica.

L'alternatore è posizionato sul telaio del turboespansore e accoppiato all'albero di uscita del riduttore di giri (**TE**) oppure direttamente alla turbina (**MTE**).

- **Convertitore Di Frequenza – Tensione (MTE)**

L'alternatore elettrico produce una corrente di tensione e frequenza proporzionali alla velocità di rotazione. Tale corrente deve essere convertita a valori di tensione e frequenza fissati (400 V 50 Hz o 230 V 50 Hz) mediante:

**raddrizzatore:** la corrente prodotta dal generatore viene raddrizzata in un vano addossato al generatore stesso.

**inverter** a commutazione naturale, posto in un armadio separato e costruito con la moderna tecnologia che utilizza gli IGBT. L'energia prodotta è a 400 V, 50 Hz, con fattore di potenza 1 e distorsione armonica 1%. Queste caratteristiche rientrano abbondantemente nelle ristrette specifiche imposte dalle società produttrici di energia. Un apposito sistema di continuità elettrica garantisce che ai supporti magnetici ed al regolatore non manchi mai l'alimentazione. L'elettronica di potenza viene raffreddata ad acqua con un circuito che serve contemporaneamente a preriscaldare il metano, contribuendo così ad elevare il rendimento dell'impianto (**MTEG**) o direttamente dal gas (**MTEA**).

- **Valvola di regolazione e chiusura rapida**

La valvola di regolazione e chiusura rapida posta all'ingresso della turbina di I° stadio deve garantire il seguente servizio:

- chiusura rapida con interruzione del flusso di gas alla turbina:

- per emergenza con blocco del turboespansore in caso di funzionamento difettoso oppure di operazioni errate, proteggendo così l'unità da danni più gravi;

- per fermata controllata;

- regolazione di pressione e di portata del gas naturale in funzione delle condizioni termodinamiche del gas all'ingresso e all'uscita della turbina.



### **Circuito acqua calda di preriscaldamento gas naturale**

Il circuito acqua di preriscaldamento comprende gli scambiatori di calore, le tubazioni, pompe e valvole per il collegamento alla rete vapore del turbogas necessario per il preriscaldamento.

### **Circuito acqua di raffreddamento/recupero calore**

Il circuito comprende tutti i componenti necessari a garantire il corretto raffreddamento:

- dell'olio di lubrificazione (**TE**), circuito composto da scambiatore olio/acqua, tubazioni acqua, scambiatore acqua/gas e sistema di reintegro acqua dall'acquedotto;
- dell'alternatore (**MTE**), circuito composto da scambiatore gas/gas, tubazioni gas;
- dell'inverter (**MTE**), circuito composto da scambiatore acqua/gas, tubazioni gas e acqua;

### **Circuito aria compressa di servizio**

Il circuito comprende i componenti sul telaio del turboespansore e la parte di produzione di aria.

### **Circuito gas naturale**

Il circuito gas naturale comprende le linee per la connessione alla cabina di riduzione tradizionale, inclusa la misura della portata del gas ed il filtro separatore all'ingresso.

Comprende anche la realizzazione delle tubazioni per l'alimentazione della centrale termica.

### **Impianto elettrico**

L'impianto elettrico comprende: i quadri elettrici del turboespansore in bassa e media tensione, i quadri elettrici degli ausiliari; la strumentazione; la cabina di trasformazione, comprensiva delle opere edili necessarie e il nuovo quadro QGBT; la cabina di ricevimento utente, il relativo locale contatori e la cabina di consegna in

media tensione; le nuove vie cavi in cunicolo ed in cavidotti interrati dalla cabina di ricevimento alla cabina di trasformazione; le linee di distribuzione principale dai quadri MT e QGBT ai quadri di utenza/macchina; i quadri di MT e BT di distribuzione e dei servizi ausiliari di cabina; la distribuzione terminale e l'attrezzamento elettrico degli ambienti coinvolti; l'impianto luce e prese di tutti i locali; l'impianto illuminazione stradale; l'integrazione dell'impianto generale di messa a terra.

## Capitolo 10 - ANALISI ECONOMICA

### 10.1 Generalità

Tutte le opere comprensive dell'acquisto del turbo espansore e quant'altro elencato nel capitolo 8 comprese anche opere edili per l'alloggiamento della macchina, scavi, collegamenti elettrici etc. possono essere stimati a corpo pari a € 2.600.000,00.

Tenendo conto di immettere in rete l'energia elettrica prodotta sulla scorta dell'attuale situazione legislativa italiana e in particolare Decreto Legge n. 164 del 20 luglio 2004 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 1 settembre 2004 "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art.16, comma 4, del Decreto Legislativo 23 maggio 2000"; il risparmio di energia primaria calcolato in accordo alla "Scheda Tecnica n.10 - Recupero di energia elettrica dalla decompressione del gas naturale" approvata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n.111/04 del 15 luglio 2004 in ottemperanza ai Decreti Ministeriali del 24 Aprile 2001; per il calcolo dell'energia primaria conseguibile (RL) è stata utilizzata la formula:

$$RL = 3,34 * EL * 0,1045 * 10^{-3} \text{ tep}$$

dove con EL è indicata l'energia elettrica netta prodotta con l'espansione (kWh).

Tenuto conto che nella centrale termoelettrica di Pietrafitta "F. Rasetti" date le posizioni strategiche degli impianti, è possibile utilizzare i cascami termici esistenti nel ciclo produttivo, quali il ritorno della condensa; è possibile assumere nullo il costo dell'energia termica necessaria al preriscaldamento del gas metano, ipotesi molto importante da applicare nella valutazione economica in quanto

dovendo comunque trattare la condensa per il processo, possono essere trascurati i costi di preriscaldamento.

Per una valutazione di massima della convenienza dell'investimento il calcolo della produzione elettrica è stato eseguito considerando che l'energia elettrica prodotta sia ottenuta con un funzionamento per 2000 ore all'anno alla portata di progetto per il turboespansore le cui caratteristiche salienti sono riportate nel paragrafo che segue.

10.2 Turboespansore monostadio con turbina con riduttore di giri tradizionale a cuscinetti lubrificati ad olio accoppiato all'alternatore (te) .

Numero 1 unità

Potenza elettrica installata P E = 1050 kW

Portata di gas max Q = 70.000 stmc/h

Portata di gas progetto QM = 59.000 stmc/h

Potenza elettrica a QM P E = 915 kW

Ore funzionamento a QM Of = 2000 h

Energia elettrica prodotta EL = 1.830.000 kWh

Ricavo annuale dell'energia prodotta = 144.570 €

## Capitolo 11 – RISULTATI ATTESI PER GLI ASPETTI ECONOMICI

Per l'analisi economica dell'attività sono stati presi in esame i seguenti valori di riferimento riportati in tabella.

Vogliamo andare a calcolare il tempo di ritorno dell'investimento, per conoscere effettivamente in quanti anni il costo dell'investimento sarà comparato al guadagno economico dell'energia prodotta, considerando valori attualizzati.

Costo dell'impianto *	$I_0$	(€)	2.600.000,00
Tasso di attualizzazione	$r$		5%
Inflazione	$f$		2 %
Prezzo kwh (sec. Autorità energia elettrica e gas)		(€/ kWh)	0.079
Adeguamento prezzo energia (parametro ISTAT)	$i$		1,5%
Potenza elettrica di progetto		(kW)	915
Ore di funzionamento ipotizzate		(h)	2000
Energia elettrica prodotta annualmente		(kWh)	183.000
Vita residua impianto PF5			15 anni
Flusso di cassa lordo valore iniziale (ricavo vendita energia annua)		(€)	144.570,00
Costo di manutenzione ed esercizio			5 %
Ricavo netto, vendita energia annuo (depurato dei costi di manutenzione ed esercizio)	$FC$	(€)	137.341,50

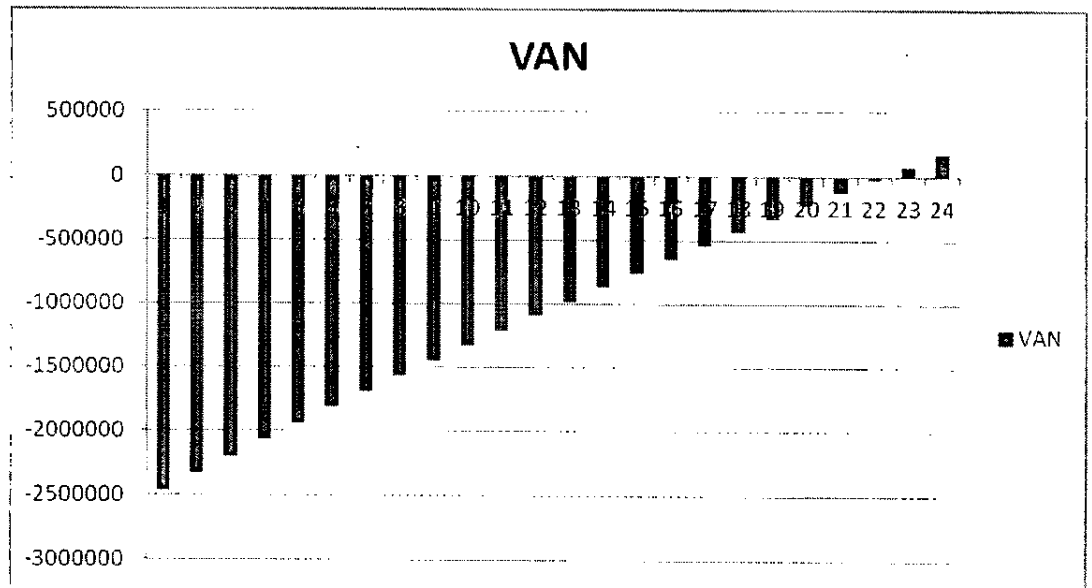
\* N.B.: Il costo dell'impianto è comprensivo del costo del turboespansore, modifiche elettriche, idrauliche e opere edili.

Si ottiene:

$$VAN = \sum_{j=1}^n FC (1+i)^j \frac{(1+f)^j}{(1+r)^j} - I_0$$

ANNI	FLUSSO di CASSA ENTRANTE	VAN
1	135418,71	2464581,28
2	268941,57	-2331058,42
3	400595,11	-2199404,88
4	530405,5	-2069594,49
5	658398,5	-1941601,45
6	784600	-1815400,31
7	909034	-1690965,99
8	1031726,24	-1568273,75
9	1152700,79	-1447299,2
10	1271981,7	-1328018,29
11	1389592,68	-1210407,31
12	1505557,1	-1094442,89
13	1619898,02	-980101,97
14	1732638,17	-867361,82
15	1843799,95	-756200,045
16	1953405,47	-646594,52
17	2061476,51	-538523,48
18	2168034,56	-431965
19	2273696,1	-326899,2
20	2376696,1	-223303,89
21	2478841,08	-121158,91
22	2579556,02	-20444
23	267860,95	78860,95
24	2776775,62	176775,62

Tempo di ritorno dell'investimento	TR	22/ 23 anni
------------------------------------	----	-------------



Nel definire il parametro relativo alle ore di funzionamento annuo, si è tenuto conto dell'evoluzione dell'andamento produttivo della centrale.

Dai dati forniti dall' ENEL, riportati a pag. 14 si evidenzia un calo progressivo negli anni delle ore di funzionamento, passato da valori medi di 7000 ore (2007/2008), alle 2500 ore annue nel biennio 2009/2010 .

Si è assunto il valore cautelativo di 2000 ore annue, come valore prudenziale a tutela dell' azienda.

Questo è il valore di progetto considerato per il calcolo del VAN (valore attuale netto).

Sulla base del calcolo, tenendo conto dei tassi di inflazione, della variazione del costo del denaro e di un ipotetico aumento della vendita dell'energia (secondo il parametro ISTAT), l'investimento diventa attivo dopo circa 22/23 anni. Questo il tempo in cui il VAN diventa positivo e quindi la redditività dell'intervento è superiore al costo del capitale richiesto per conseguirlo.

Pertanto, se consideriamo che la vita residua dell'UB-PF è di 17 anni, l'investimento diventerebbe attivo per tempi troppi lunghi.

## Capitolo 12 ASPETTI AMBIENTALI

### 12.1 Efficienza energetica (rendimento)

Con riferimento ai dati tecnici del gruppo cc PF5 si è assunto che il turbo espansore di cui si studia la fattibilità per l'installazione nella centrale di Pietrafitta richiede per il suo funzionamento, a condizioni di esercizio nominali l'espansione di una portata di gas metano di 59.000 Stm<sup>3</sup>/h, corrispondenti nell'attuale assetto impiantistico del gruppo cc PF5 (TG PF52 + TV PF54 e PF55), ad una potenza nominale di generazione elettrica del medesimo gruppo cc PF5 pari a circa 320.000 KWe.

Nell'ipotesi di utilizzare anche il turbo espansore in studio per il recupero del salto entalpico del gas metano, nelle condizioni operative sopra descritte si disporrebbe di una potenza elettrica nominale aggiuntiva sviluppata dal turboespansore pari a 915 KWe, cosicché la potenza totale erogata disponibile somma 320.915 KWe, con un incremento di potenza nominale installata pari a circa 0,28%.

Nelle medesime condizioni di funzionamento a potenza nominale, il gruppo TG cc PF5, nell'intervallo temporale di 1 h comporta un consumo di 59.000 Stm<sup>3</sup> a fronte di un consumo specifico di 1600 kcal/KWh, con un rendimento del gruppo pari a:  
 $\eta = 0,53750$  (cioè pari al 53,75%).

Con il contributo della nuova istallazione, si avrebbe lo sviluppo nell'ora di ulteriori 915 KWh di energia elettrica che determinano un rendimento complessivo pari a:  
 $\eta_1 = 0,53883$  (cioè uguale al 53,883%).

L'incremento del rendimento ottenibile ammonta a :  $(\eta_1 - \eta) = 0,133 \%$

Al fine di definire un valore di paragone si consideri il fatto che l'aumento di temperatura ambiente in periodo estivo comporta una perdita al condensatore di circa 5 KCal su ogni KWh prodotto, e considerato il consumo specifico medio pari a 1600 KCal su ogni KWh prodotto, si ha una "perdita" di rendimento, ineluttabile in quanto dovuta a fattori esterni, di circa - 0,31%, circa ben 3 volte maggiore dell'incremento di efficienza conseguibile con il turbo espansore in studio.

## 12.2 Altri impatti ambientali

In positivo sulla base del guadagno di rendimento si avrebbero i seguenti benefici ambientali a parità di richiesta di energia:

- minor consumo di materia prima (gas metano) del 2,5‰ circa, ovvero su di un consumo ipotetico di 104.000.000 Stm<sup>3</sup> (che costituisce il consumo di gas per 2.000 ore di funzionamento/anno, ricavato mediamente tra ore di funzionamento e gas consumato su quadriennio 2007-2010) si avrebbe un risparmio pari a 260.000 Stm<sup>3</sup>.

In negativo invece si deve considerare:

- "consumo" (occupazione) del suolo attualmente lasciato a verde per un'estensione di circa 400 mq;
- impatto visivo a seguito costruzione edificio di alloggiamento del turboespansore ed annessi concorrente fino ad un'altezza di 5 metri;
- opere di fondazione e strutturali con impiego di materiali di cava e/o elementi per elevazioni civili destinati alla realizzazione dell'edificio di alloggiamento del turbo espansore;
- uso di materiali, anche pregiati (rame, acciai di qualità; leghe leggere) per la costruzione dei componenti il macchinario da installare;
- maggiori emissioni acustiche generate dalla nuova installazione (non quantizzabili, funzione delle opere d'insonorizzazione)
- opere fonoisolanti-fonoassorbenti di insonorizzazione del nuovo macchinario;
- maggior consumo di materie prime : gas metano per la produzione di vapore occorrente al preriscaldamento del gas metano da depressurizzare attraverso il turboespansore, che andrebbe a compensare, parzialmente il minor consumo di combustibile a parità di energia prodotta;
- olio di lubrificazione occorrente per l'esercizio del nuovo macchinario rotante; consumo di energia elettrica per l'alimentazione del macchinario ausiliario e della strumentazione e dispositivi accessori in dotazione alla nuova installazione.
- maggior produzione di rifiuti : oli di lubrificazione esausti, reflui da operazioni di manutenzione (ad es. cascami contaminati da oli, filtri esausti, guarnizioni, etc) tutti classificabili come rifiuti speciali pericolosi.



## Capitolo 13 – CONCLUSIONI

### 13.1 Considerazioni in materia di normative vigenti

Sebbene il sistema esposto sia tecnicamente realizzabile, non risponde pienamente ai criteri di disponibilità così come espressi dalla normativa nazionale ed anche comunitaria in merito alle "Migliori Tecniche Disponibili", venendo meno le *"condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, ...purche' il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli"*. Complessivamente l'applicabilità della tecnologia di cui si descrive la presente valutazione risulterebbe compromessa a causa di effetti ambientali ed economici talmente significativi da controbilanciare negativamente i vantaggi ambientali ed economici dell'applicazione della nuova tecnica.

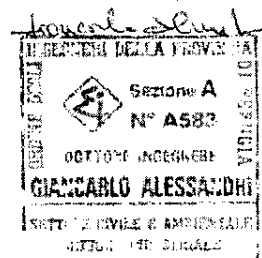
### 13.2 Determinazioni dello studio di fattibilità

- Visto quanto alle norme di indirizzo di cui al precedente par. 13.1;
  - anche tenute a margine le considerazioni in ordine alla non convenienza economica di cui al par. 11 "Risultati attesi per gli aspetti economici";
- questo premesso, per quanto al bilancio qualitativo degli impatti ambientali, si evidenzia come l'incremento del rendimento atteso, rispetto allo stato attuale, i benefici ambientali ottenibili vs. i neo-svantaggi, a fronte di un ipotetico funzionamento atteso ed il costo dell'investimento, non giustificano la realizzazione dell'attività.

## BIBLIOGRAFIA

- "Gas Pipeline Hydraulics" di E. Shashi Menon  
(Taylor e Franus Group 2005)
- "Practical Natural Gas Engineering" di R.U. Smith  
(Penn Well Books)
- "Elementi di Impianti Industriali" vol. 1 e 2 di Armando Monte  
(Edizioni Libreria Cortina Torino 2003)
- Università di Pisa Dipartimento di Energetica
- Università di Perugia. Dipartimento di Ingegneria
- Università di Padova, Dipartimento di Ingegneria Energetica
- Università di Bologna
- ENEL Dichiarazione Ambientale 2010-2013 dell'Unità business di Pietrafitta  
per la centrale termoelettrica a ciclo combinato "Franco Rasetti".
- ABB Tecnomaso
- Turboespansori MONDO ERA
- RACi
- Cummins Power Generation

Alessandri Dott. Ing. Giancarlo





L'energia che ti ascolta.

Nr.pag. 1 / 1

Roma, 20.04.2012

SERVIZI AMMINISTRATIVI TERRIT.LI ROMA  
00144 - Roma Viale Egeo, 150  
Tel: Fax:

Spett.le  
TES.PROV.LE DELLO STATO DI ROMA  
VIA XX SETTEMBRE 97/E  
00197 - ROMA RM

Disposizione n°. 214001936

A mezzo BANCA MONTE DEI PASCHI DI SIENA S.P.A.

Abbiamo disposto il bonifico di EUR 2.000,00

DUEMILA/00

da eseguire il 26.04.2012

Per le seguenti causali:

AIA PIETRAFITTA - TURBO ESPANSORE GAS METANO 2.000,00

su: BANCA D'ITALIA

IBAN: IT61 Z010 0003 2451 4003 2259 400

BBAN: Z 01000 03245 140032259400

Distinti Saluti.

**Perrone Raffaele**

---

**Da:** PRO [enelproduzione@pec.enel.it]  
**Inviato:** venerdì 27 aprile 2012 9.25  
**A:** MINISTERO ALL'AMBIENTE  
**Oggetto:** CONTROLLI AIA ENEL PG PIETRAFITTA OTTEMPERANZA  
**Allegati:** 11081689.pdf



11081689.pdf

Spett.le MINISTERO ALL'AMBIENTE

Mittente:

PRO

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT AREA DI BUSINESS GENERAZIONE UNITA' DI BUSINESS PIETRAFITTA

06066 Pietrafitta (PG), S.S. 220 Pievaiola Km 24  
T+39 0759557611 - F+39 0759557571

Il sistema di protocollo del mittente enelproduzione@pec.enel.it le invia tramite PEC il seguente documento

Oggetto: CONTROLLI AIA ENEL PG PIETRAFITTA OTTEMPERANZA Numero di protocollo:  
PRO-26042012-0020251

-----  
Questo documento contiene informazioni di proprieta' dell'Enel Spa e deve essere utilizzato esclusivamente del destinatario in relazione alle finalita' per quali e' stato ricevuto. E' vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso di Enel Spa. Qualora fosse stato ricevuto per errore si prega di informare tempestivamente il mittente e di distruggere la copia in proprio possesso

P11081689FN35577174