



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
PRODUZIONE CICLO COMBINATO E TURBOGAS  
UNITÀ DI BUSINESS TERMoeLETRICA LA CASELLA

29015 Castel San Giovanni (Pc), Via Argine Po 2  
T +39 0523723811 - F +39 0523723848



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio  
e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale

E.prot DSA-2009-0009611 del 16/04/2009

Spettabile  
**Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio  
Commissione Istruttoria per AIA**  
c/o ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA

alla c.a. prof. Antonio VOZA, referente Gruppo Istruttore

Spettabile  
**Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio e del Mare**  
**DSA-MATTM**  
Via Cristoforo Colombo, 44  
00147 ROMA

Castel San Giovanni, Enel-PRO-03/04/2009-0013981

**Oggetto:** Autorizzazione Integrata Ambientale della C.le termoelettrica di Alessandria.  
Pratica DSA-RIS-AIA00 [2006.0040]

Con riferimento all'incontro Gruppo Istruttore e Gestore del 5.02 u.s. ed a completamento delle informazioni inviate con ns. lettera prot. 6537 del 19.02 u.s., Vi trasmettiamo in allegato:

- nota tecnica sulla verifica applicabilità BAT pertinenti per l'impianto;
- studio di modellazione delle ricadute atmosferiche delle emissioni dell'impianto;
- rapporto di prova del controllo delle emissioni dei diesel di lancio delle due unità di produzione.

Distinti saluti



Salvatore Casula  
Responsabile

All.: c.s.

id: 2905895



Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo Assistenza Impianti

*Assistenza Specialistica*

*UNITA' COMBUSTIONE ED EFFLUENTI*

**UBT LA CASELLA  
CONTROLLO EMISSIONI DIESEL DI LANCIO TURBOGAS CENTRALE DI  
ALESSANDRIA  
UNITÀ 1 - 2**

**RAPPORTO DI PROVA**

**ASP09EMIRP012-00**

Marzo 2009



**L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA**  
Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo Assistenza Impianti  
Assistenza Specialistica  
**UNITA' COMBUSTIONE ED EFFLUENTI**

**UBT LA CASELLA**  
CONTROLLO EMISSIONI DIESEL DI LANCIO  
TURBOGAS CENTRALE DI ALESSANDRIA  
UNITÀ 1 - 2

ASP-SB  
**ASP09EMIR**  
**P012-00**

## SOMMARIO

La direzione UBT La Casella ha richiesto con comunicazione interna a ASP Unità Combustione ed Effluenti la verifica delle misure di emissioni aerodisperse dei Diesel di Lancio Gruppo 1 e 2

Il presente documento contiene pertanto la descrizione ed i risultati delle seguenti prove eseguite nel periodo 10/03/2009 al 12/03/2009 da ASP Unità Combustione ed Effluenti

- Determinazione delle emissioni in atmosfera di CO, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>
- Determinazione particolato solido

Data Emissione Documento : Marzo 2009

<b>REDATTO</b> P.i. Mauro Parti	<b>VERIFICATO</b> Ing. Silvano Sarti	<b>APPROVATO</b> Ing. Vincenzo Cenci
------------------------------------	---	---



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA  
Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo Assistenza Impianti  
Assistenza Specialistica  
UNITA' COMBUSTIONE ED EFFLUENTI

**UB LA CASELLA**  
CONTROLLO EMISSIONI DIESEL DI LANCIO  
**TURBOGAS CENTRALE DI**  
**ALESSANDRIA**  
UNITA' 1 - 2

ASP-SB  
**ASP09EMIR**  
**P012-00**

## INDICE

<b>1. PREMESSA E SCOPI</b>	<b>1</b>
<b>2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO</b>	<b>3</b>
<b>3. MODALITÀ OPERATIVE</b>	<b>3</b>
3.1 DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI INQUINANTI GASSOSI CO, NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> E SO <sub>2</sub>	3
3.2 DETERMINAZIONE DEL PARTICOLATO SOLIDO	4
<b>4. RISULTATI</b>	<b>5</b>
<b>5. ELENCO ALLEGATI</b>	<b>5</b>

## 1. PREMESSA E SCOPI

La direzione UBT La Casella ha richiesto con comunicazione interna a ASP Unità Combustione ed Effluenti la verifica delle misure di emissioni aerodisperse dei Diesel di Lancio Gruppo 1 e 2

Il presente documento contiene pertanto la descrizione ed i risultati delle seguenti prove eseguite nel periodo 10/03/2009 al 12/03/2009 da ASP Combustione ed Effluenti

- Determinazione delle emissioni in atmosfera di CO, NOx, O<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>

Responsabile delle prove Parti Mauro

Esecutori delle prove Grigioni Fulvio, Fusai Valter

La centrale turbogas di Alessandria è ubicata nel comune di Alessandria, località Valmadonna sulla sponda sinistra del fiume Tanaro, a nord della città di Alessandria nei pressi dell'autostrada Torino - Piacenza ed occupa una superficie di circa 66.000 m<sup>2</sup>.

L'impianto produttivo si compone di due unità turbogas identiche della potenza unitaria di 90.800 kW ciascuna e, al fine di assicurare un'alimentazione di riserva, da un gruppo elettrogeno di emergenza.

Ogni unità è costituita essenzialmente da un compressore d'aria assiale, da un insieme di combustori racchiusi in un'unica camera di combustione anulare, da una turbina a gas e da un alternatore coassiale.

L'aria aspirata dall'atmosfera, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore ed inviata alla camera di combustione dove viene iniettato il combustibile che, bruciando, produce il fluido termico motore (miscela di aria compressa e gas di combustione); l'espansione del fluido termico nella turbina sviluppa energia meccanica.

L'alternatore, collegato rigidamente alla turbina e da essa messo in rotazione, provvede alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica; parte dell'energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale.

L'energia elettrica prodotta dalla centrale viene immessa nella rete 130

kV mediante trasformatori elevatori 15/140 kV – 100 MVA; in caso di inattività della centrale i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete locale di media tensione dell'ENEL Distribuzione S.p.A. mediante il trasformatore di avviamento (TAG).

I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all'atmosfera tramite un camino alto circa 18 metri

#### Componenti principali

Le principali caratteristiche di ciascun gruppo di produzione sono:

- potenza nominale continua di base:
- ai morsetti dell'alternatore 90,80 MW;
- al netto dei servizi ausiliari di gruppo 88,08 MW.

potenza continua di punta:

- ai morsetti dell'alternatore 97,90 MW;
- al netto dei servizi ausiliari di gruppo 95,00 MW.

combustibile utilizzato: gas naturale

Ciascun gruppo generatore turbogas è costituito da:

- una turbina a gas di costruzione FIAT tipo TG 50/C anno di costruzione 1978, monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 3000 giri/1, composta da:

Un compressore aria del tipo assiale a 20 stadi, rapporto di compressione 12:1;

Una camera di combustione avente 18 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;

Una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 4 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata.

Un generatore sincrono trifase di costruzione Marelli tipo SGT 24-36-02 anno di costruzione 1980, della potenza di 109.400 kVA a  $\cos \phi$  0,85, tensione 15 kV, frequenza 50 Hz;

Un motore diesel per l'avviamento del turbogas accoppiato all'asse della turbina tramite un convertitore di coppia idraulico che disinnesta ed arresta il Diesel quando la turbina ha raggiunto la velocità di autosostentamento; il motore diesel è alimentato a gasolio contenuto in un serbatoio della capacità di 1,5 mc.

Il tempo di funzionamento richiesto al diesel di lancio è di circa 10-15' ad ogni avviamento.

Le apparecchiature sono sistemate all'interno di cabinati realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera esterna zincata e da una lamiera interna perforata, riempita con materiale insonorizzante.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gas naturale che viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM ed alimenta i gruppi turbogas tramite un stazione di decompressione; il consumo di metano è pari a circa 32.000 mc/h per ciascun gruppo alla potenza di 88,08 MW.

## 2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

- UNI 13284-1
- UNI 10169 del giugno 1993 per la sezione di campionamento
- UNI-EN 13284-1 del gennaio 2003 per le misure di polveri
- UNI EN 14792 del 2006 per le misure di NO<sub>x</sub>
- UNI EN 14791 del 2006 per le misure di SO<sub>2</sub>
- UNI EN 15058 del 2006 per le misure di CO

## 3. MODALITÀ OPERATIVE

### 3.1 DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI INQUINANTI GASSOSI CO, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> E SO<sub>2</sub>

La misura effettuata con il metodo di riferimento è stata eseguita utilizzando un sistema estrattivo diretto costituito dagli analizzatori le cui caratteristiche identificative sono riportate nel seguente prospetto.

Analizzatore O <sub>2</sub>		Analizzatore SO <sub>2</sub>		Analizzatore NO		Analizzatore CO	
modello	matricola	modello	matricola	modello	matricola	modello	matricola
Oxymat 6	N1-R9-0430	Ultramat 6	N1-KD-0253	Ultramat 5E	J9-652	Ultramat 6	N1-PN-0251

L'esecuzione di campionamenti compiuti con il sistema di controllo attraverso un bocchello opportunamente predisposto sul camino del motore diesel

I valori istantanei misurati sono stati acquisiti dall'ideale sistema in dotazione ad ASP Unità Combustione ed Effluenti.

Prima dell'avvio del periodo di test è stata eseguita una verifica della taratura del sistema di riferimento utilizzando miscele di gas con una incertezza certificata del  $\pm 2\%$ .

Per la verifica sono state usate le seguenti bombole certificate

Matricola Bombola	Gas Campione	Concentrazione
Sapio P 28879	CO+N <sub>2</sub>	200 ppm
Sapio P 14413	NO+N <sub>2</sub>	183 ppm
Sapio P 18285	SO <sub>2</sub> +N <sub>2</sub>	291 ppm

Tutta la strumentazione utilizzata come riferimento è stata tarata presso un centro SIT e i relativi certificati di taratura sono conservati presso la sede di ASP Unità Combustione ed effluenti

### 3.2 DETERMINAZIONE DEL PARTICOLATO SOLIDO

Le misure delle polveri con il metodo di riferimento sono state effettuate a reticolo con affondamenti secondo quanto previsto dalla UNI 13284-1 sul bocchello situato nel camino

Durante le prove di particolato i Motori diesel sono stati eserciti a 600 e 1100 giri/minuto; questi regimi sono i più rappresentativi del funzionamento dei motori nei 15' di accensione durante l'avviamento del turbogas.

Il sistema di campionamento isocinetico utilizzato è il Tecora mod. Isostack Plus ed è costituito da un ugello di prelievo con sezione di aspirazione perpendicolare alla direzione del flusso e, in serie ad esso, da un portafiltro montato su una sonda in acciaio inox, da un separatore di umidità, da una pompa di aspirazione e da un contatore volumetrico del gas campionato.

#### 4. **RISULTATI**

I giorni 10/03/2009 e 11/03/09 ASP Unità Combustione ed Effluenti ha effettuato diverse serie di misure secondo le modalità descritte al precedente § 3.1

In allegato sono riportati i "Fogli Raccolta Dati" ove sono raccolti tutti i dati istantanei e le principali informazioni al contorno (potenza elettrica e combustibile impiegato) relative ad ogni singola prova

#### 5. **ELENCO ALLEGATI**

Allegato 1	Prove Gruppo 1 600 giri/minuto
Allegato 2	Prove Gruppo 1 1100 giri/minuto
Allegato 3	Prove Gruppo 2 600 giri/minuto
Allegato 4	Prove Gruppo 2 1100 giri/minuto



L'energia che ti ascolta  
Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo ed Assistenza Impianti  
Assistenza Specialistica  
Unità Combustione ed Effluenti

Allegato I

## CENTRALE DI: **Alessandria** Gruppo 1

Diesel di lancio **GMT B23012** POTENZA NOMINALE **3200 CV**  
Anno Costruzione **1979**  
Matr. **794** **2352,9 KW**

Prova n°1 del **14:40** alle ore **15:30** martedì 10 marzo 2009

Combustibile : **Gasolio**

GMT B23012 MATR. 794									
					valori normalizzati				
Prova a 600 giri minuto	O <sub>2</sub> %	NOx mg/m <sup>3</sup>	CO mg/m <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup>	Polveri mg/Nm <sup>3</sup>	NOx mg/Nm <sup>3</sup> (NO <sub>2</sub> )	CO mg/Nm <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	
	15,26	929,5	185,7	50,1	124,3 5% O <sub>2</sub>	3990 5% O <sub>2</sub>	518 5% O <sub>2</sub>	140 5% O <sub>2</sub>	

Pressione atmosferica **1001** hpa

Temperatura ambiente : **17** °C

Temperatura gas : **236** °C

Diesel TC1 prova 600 giri



L'energia che ti ascolta  
Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo ed Assistenza Impianti  
Assistenza Specialistica  
Unità Combustione ed Effluenti

**CENTRALE DI: Alessandria Gruppo 1**

Diesel di Lancio **GMT B23012** **POTENZA NOMINALE** 3200 **CV**

**Anno Costruzione** 1979  
**Matr.** 794 **2352,9 KW**

**Prova n°2** del **martedì 10 marzo 2009**  
**Comburibile : Gasolio**  
dalle ore **16:04** alle ore **16:47**

GMT B23012 MATR. 794									
					valori normalizzati				
Prova a 1100 giri minuto	O <sub>2</sub> %	NOx mg/m <sup>3</sup>	CO mg/m <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup>	Polveri mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	NOx mg/Nm <sup>3</sup> (NO <sub>2</sub> ) 5% O <sub>2</sub>	CO mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	
	12,46	899,2	334,4	82,4	118,6	2595	627	154	

Pressione atmosferica **1001** **hpa**

Temperatura ambiente: **17** **°C**

Temperatura gas: **423** **°C**



L'energia che ti ascolta  
Divisione Generazione ed Energy Management  
Sviluppo ed Assistenza Impianti  
Assistenza Specialistica  
Unità Combustione ed Effluenti

## CENTRALE DI: **Alessandria** Gruppo 2

Diesel di Lancio **GMT B23012** POTENZA NOMINALE **3200 CV**  
Anno Costruzione **1979**  
Matr. **792** **2352,9 KW**

Prova n°1 del **mercoledì 11 marzo 2009**

Combustibile : **Gasolio**

dalle ore **12:00** alle ore **12:45**

GMT B23012 MATR. 792									
					valori normalizzati				
Prova a 600 giri minuto	O <sub>2</sub> %	NOx mg/m3	CO mg/m3	SO <sub>2</sub> mg/m3	Polveri mg/Nm <sup>3</sup>	NOx mg/Nm <sup>3</sup> (NO <sub>2</sub> )	CO mg/Nm <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	
	15,75	841,7	161,0	41,8	121,6 5% O <sub>2</sub>	3950 5% O <sub>2</sub>	491 5% O <sub>2</sub>	127 5% O <sub>2</sub>	

Pressione atmosferica :

**1004** hpa

Temperatura ambiente :

**18** °C

Temperatura gas :

**196** °C



**CENTRALE DI: Alessandria Gruppo 2**

Diesel di Lancio **GMT B23012** **POTENZA NOMINALE** 3200 **CV**

Anno Costruzione **1979**  
 Matr. **792** **2352,9 KW**

Prova n°2 del **mercoledì 11 marzo 2009**

dalle ore **15:15** alle ore **16:00** **Combustibile : Gasolio**

GMT B23012 MATR. 792									
					valori normalizzati				
Prova a 1100 giri minuto	O <sub>2</sub> %	NOx mg/m <sup>3</sup>	CO mg/m <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup>	Polveri mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	NOx mg/Nm <sup>3</sup> (NO <sub>2</sub> ) 5% O <sub>2</sub>	CO mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup> 5% O <sub>2</sub>	
	12,38	915,1	340,5	76,5	128,0	2615	632	142	

Pressione atmosferica : **1002** hpa  
 Temperatura ambiente : **17** °C  
 Temperatura gas : **413** °C

**UB La Casella**

**Centrale Turbogas  
di  
Alessandria**

**Verifica dell'applicabilità delle BAT pertinenti per l'impianto**

	C. Macchia	C. Macchia	S. Casula	31/03/09
	Redatto	Verificato	Approvato	Data

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p>RAPPORTO TECNICO</p>	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 50%;">Pag.</td> <td style="text-align: center; width: 50%;">di</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">9</td> </tr> </table>	Pag.	di	2	9
Pag.	di					
2	9					

## 1 INTRODUZIONE

Le due Turbine a gas installate nella centrale turbogas Enel di Alessandria sono di costruzione FIAT Avio (modello TG 50C) e risalgono agli anni '80. Hanno una potenza netta di 88 MW ciascuna e funzionano esclusivamente a gas naturale e in ciclo semplice.

## 2 BAT APPLICABILI

Per Turbine a gas di questa tipologia, si è fatto riferimento alle indicazioni del Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006) relativamente alle MTD per il contenimento delle emissioni in atmosfera.

In generale per le turbine a gas naturale, come per motori a combustione interna o caldaie alimentate a gas, è considerata "BAT" ogni opzione tecnologica applicabile per la riduzione degli ossidi di azoto.

Con riferimento alle tecnologie di controllo delle emissioni di NO<sub>x</sub> da turbine alimentate a gas naturale, pur se i bruciatori dry low NO<sub>x</sub> (DLN) hanno raggiunto un buon grado di sviluppo, nel BREF LCP (**7.1.7 Control of emissions to air from gas-fired turbines and combined cycles**) si indica l'iniezione di acqua o vapore (premiscelati al combustibile o direttamente in camera di combustione) come opzione tecnologica più facilmente applicabile agli impianti esistenti, in combinazione o meno con altre misure di abbattimento (**paragrafo 7.1.7.3.1 Water or steam injection**).

Le emissioni di ossidi di azoto possono in tal modo essere ridotte approssimativamente a valori tra 80 e 120 mg/Nm<sup>3</sup> (al 15 % O<sub>2</sub>) in funzione del rapporto acqua - vapore / combustibile; i livelli emissivi misurati sono comunque altamente variabili con il carico.

Riguardo l'iniezione di acqua o vapore, si specifica inoltre che:

- su macchine esistenti, richiede modifiche del design del sistema di combustione e del layout della turbina non sempre applicabili;
- può ridurre la vita residua del turbogas;
- ha influenza sui parametri di funzionamento della turbina, con peggioramento dell'efficienza energetica, problemi di stabilità di fiamma, aumento del flusso di massa dei gas esausti;
- se devono essere tenute sotto controllo le emissioni di CO, ci si attende una minore riduzione del tenore di NO<sub>x</sub>;
- l'alto grado di purezza del vapore o dell'acqua da iniettare ad alta pressione in turbina richiede l'uso di impianti di trattamento e demineralizzazione, con produzione di rifiuti e reflui da trattare (e notevole aumento dei costi operativi nei siti dove non è già attivo un sistema di produzione acqua demi per altri scopi).

*"The amount of steam (or water) can also be responsible for trouble in the combustion chamber (burners, flow sleeves, liners, transition pieces) with particular effect on lifetime and risks of failure with damages to the downstream turbine section.*

 GEM/AdB PT	RAPPORTO TECNICO	Pag.  3	di  9
---	------------------	---------------	-------------

*In addition, the increase of water concentration in the exhaust flow from the combustion chamber to the turbine section has an impact on the integrity of blades and nozzles. In fact, the heat exchange coefficient from the exhaust flow to the surface of the nozzles or blades is proportional to the water concentration.*

*So if the gas turbine runs with a large amount of steam or water in order to control the NOx, mechanical damage and a efficiency reduction may occur, increasing the maintenance costs and the risk of failure.”*

Il costo di investimento per introdurre tale tecnologia in TG non predisposti è altamente variabile, in relazione ai sistemi di iniezione praticabili e alla disponibilità di acqua demi nel sito. I costi operativi addizionali sono dovuti all'aumento di consumo del combustibile, oltre alla necessità di produzione di acqua demineralizzata.

Il paragrafo 7.1.7.3.2 **“Dry low NOx (DLN) technologies”** indica come la tecnologia Dry low NOx sia specifica per tipologia di macchina, ovvero sviluppata da ciascun produttore per singoli modelli laddove la domanda di mercato ne abbia giustificato la ricerca per lo sviluppo industriale.

Per macchine più vecchie o a bassa produzione tale tecnologia non è disponibile o installabile a costi ragionevoli, sicché i livelli emissivi attesi per le turbine a gas di vecchia realizzazione sono più elevati di quelli dei modelli di produzione recente..

La presentazione sintetica delle opzioni commercialmente disponibili da considerare per la determinazione della migliore tecnologia applicabile per riduzione delle emissioni (7.4 Techniques to consider in the determination of BAT for the combustion of gaseous fuels) è riportata di seguito.

Technique	Environmental benefit	Applicability		Operational experience	Cross-media effects	Economics	Remarks
		New plants	Retrofittable				
Gas turbines							
Direct steam injection	Reduction of NO <sub>x</sub>	-	Possible	High		Table 7.2	Today, almost all industrial new uses of gas turbines are equipped with dry low NO <sub>x</sub> (DLN) systems. In cases where the conversion of old GTs is possible, costs can be very high, up to 50 % of the costs of a new turbine
Direct water injection	Reduction of NO <sub>x</sub>	-	Possible	High		Table 7.2	
Dry low NO <sub>x</sub> combustion chamber	Reduction of NO <sub>x</sub>	Standard	Depending on the specific gas turbine	High		Table 7.2	Depending on specific situation
Selective catalytic reduction (SCR)	Reduction of NO <sub>x</sub>	Possible	Possible	High	Ammonia slip	Table 7.2	Depending on specific situation
CO oxidation catalyst	Reduction (conversion) of CO into CO <sub>2</sub>	Possible	Possible	High			Catalytic combustor technology which is a very promising technology is just entering commercial service in the US.
Catalytic combustion	Reduction of NO <sub>x</sub>	Possible	-	No	No ammonia slip	Table 7.2	Information provided by the manufacturers are not generally based on 'demonstrated in practice' installations. Very low NO <sub>x</sub> emission down to about 5 - 6 mg/Nm <sup>3</sup> are estimated

Table 7.30: Techniques for the prevention and control of NO<sub>x</sub> and CO emissions

 GEM/AdB PT	RAPPORTO TECNICO	Pag.	di
		5	9

Sulla base delle valutazioni teoriche e di singole esperienze, nel BREF sono rappresentati (7.5 Best available techniques for the combustion of gaseous fuels - 7.5.4 NOx and CO emissions from gas-fired combustion plants) i livelli emissivi ritenuti genericamente appropriati per le turbine alimentate a gas naturale dotate delle tecniche di riduzione degli NOx prima descritte.

Le stesse "migliori tecniche disponibili", a cui nel BREF LCP sono correlate tali prestazioni emissive, sono quelle ritenute "accessibili a condizioni ragionevoli in considerazione di costi e vantaggi conseguibili" con riferimento alla generalità del settore industriale; pertanto per il caso di turbogas esistenti non già dotati di tali tecnologie, si deve considerare sempre come queste possano rappresentare opzioni tecnicamente impossibili e/o costi di investimento e di esercizio economicamente non sostenibili, in relazione all'età e al regime di funzionamento dell'impianto in esame.

I livelli emissivi indicati sono poi da intendersi come risultato conseguibile, mediamente in condizioni di funzionamento ottimale e di carico medio, non come valori limite prescrittivi.

*"Where emission or consumption levels 'associated with best available techniques' are presented, this is to be understood as meaning that those levels represent the environmental performance that could be anticipated as a result of the application, in this sector, of the techniques described, bearing in mind the balance of costs and advantages inherent within the definition of BAT.*

*However, they are neither emission nor consumption limit values and should not be understood as such. (...)*

*"The BAT associated emission levels are based on a daily average, standard conditions and represents a typical load situation. For peak load, start up and shut down periods as well as for operational problems of the flue-gas cleaning systems, short-term peak values, which could be higher have to be regarded.*

*(...) Where a level is described as 'achievable' using a particular technique or combination of techniques, this should be understood to mean that the level may be expected to be achieved over a substantial period of time in a well maintained and operated installation or process using those techniques.(...)*

*It is also considered that existing installations could move towards the general BAT levels or do better, subject to the technical and economic applicability of the techniques in each case."*

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA GEM/AdB PT	<b>RAPPORTO TECNICO</b>	Pag.	di
		6	9

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )		O <sub>2</sub> level (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO <sub>x</sub>	CO			
<b>Gas turbines</b>					
New gas turbines	20 - 50	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners (standard equipment for new gas turbines) or SCR	Continuous
DLN for existing gas turbines	20 - 75	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners as retrofitting packages if available	Continuous
Existing gas turbines	50 - 90 <sup>(1)</sup>	30 - 100	15	Water and steam injection or SCR	Continuous

(1) Industry and one Member State claimed that the amount of water or steam that can be injected in an existing gas turbine is limited. Injection high amounts of water or steam may lead to damage of gas turbine components. Therefore, they claimed that the range needs to be substituted by 80 - 120 mg/Nm<sup>3</sup>.

### 3 IL TG FIAT 50C

Il progetto originale di queste macchine è Westinghouse. Le macchine sono state prodotte su licenza dalla FIAT Avio che successivamente ha abbandonato il Business. Le attività sono state rilevate in seguito da Turbocare che ha concentrato il suo core business sulla parte di Service non sviluppando ulteriormente il modello.

Mitsubishi HI, seppure produca anch'essa turbine a gas su licenza Westinghouse, non ha mai prodotto questa macchina.

La macchina ha un compressore a 20 stadi mentre la turbina è a 4 stadi.

Il sistema di combustione adottato prevede camere di combustione di tipo canulare. I combustori sono di tipo Dry e su ogni TG sono installati 18 combustori.

La temperatura di ingresso turbina (ISO) è di 1.064 °C.

### 4 APPLICABILITA' DELLE TECNICHE PER LA RIDUZIONE DEGLI OSSIDI DI AZOTO AL TG 50C

Per valutare le possibili implementazioni del sistema di combustione al fine della riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub>, si sono contattati i due fornitori che eseguono le attività di Service su queste macchine, la Turbocare e la Mitsubishi HI.

 GEM/AdB PT	RAPPORTO TECNICO	Pag. 7	di 9
---	------------------	--------	------

#### 4.1.1 Misure primarie su sistema di combustione

I combustori attualmente installati non sono stati ulteriormente sviluppati dal costruttore originario. Turbocare e MHI hanno confermato che non sono in grado di fornire combustori di tipo Dry Low NOx per queste macchine, in quanto da loro mai sviluppati.

MHI infatti non ha mai prodotto questa taglia di macchine mentre Turbocare ha confermato che il sistema DLN è stato sviluppato esclusivamente per la turbina a gas TG50D5 (120 MW). Ipotizzando comunque di voler percorrere questa strada, si dovrebbe progettare e sviluppare completamente una nuova sezione combustione, specifica per i TG 50C, con tempi, costi non sostenibili e non compatibili con l'utilizzo effettivo di queste macchine.

Inoltre, anche il sistema di comando e controllo del TG (fornitura SEPA) è ormai obsoleto e una riprogettazione della combustione richiederebbe con tutta probabilità la sua completa sostituzione.

Dunque si tratterebbe di interventi non industrialmente testati e di esito non certo, in considerazione anche del fatto che si tratta di macchine superate dal punto di vista tecnologico.

#### 4.1.2 Iniezione d'acqua

MHI non ha mai sviluppato tali sistemi per macchine di questa taglia, mentre per le macchine di taglia superiore, la 701D da 120 MW e la 701 F da 250 MW, ha puntato direttamente su bruciatori di tipo Dry LOW NOX, ritenendo poco conveniente l'utilizzo dell'iniezione d'acqua.

Per quanto riguarda Turbocare, pur non avendo esperienza per applicazioni su macchine di questa taglia, ritiene in linea teorica ipotizzabile il ricorso all'iniezione d'acqua sui TG50C. Questo comporterebbe comunque un grande lavoro di sviluppo e pesanti modifiche all'impianto attuale.

L'impianto di Alessandria, come tutti quelli dei tg di punta, non è infatti dotato di sistema di produzione di acqua demineralizzata in quanto non necessaria al ciclo produttivo; l'impianto infatti è a "ciclo semplice" e non è prevista alcuna parte a vapore, come nei cicli combinati. Per macchine di questa taglia è ipotizzabile un consumo di 20-25 mc/h di acqua demineralizzata per ogni ora di funzionamento per singolo TG (quindi nel caso di funzionamento contemporaneo delle due macchine si potrebbe arrivare ad un massimo di 50 mc/h complessivi). Considerando un funzionamento anche di sole 16 ore giornaliere (le macchine svolgono prevalentemente servizio di punta) si arriverebbe a 400 mc/giorno per ogni macchina.

Ciò vuol dire che è necessario prevedere 2 serbatoi di stoccaggio di almeno 500 mc cadauno, per soddisfare le esigenze delle 2 macchine installate. A questo devono aggiungersi le linee di produzione di acqua demi. Tali linee dovrebbero essere dimensionate abbastanza generosamente per consentire la produzione dell'acqua necessaria, la rigenerazione delle linee nelle ore di fermo e assicurare una certa ridondanza per impedire fuori servizio della centrale in caso di avaria sul sistema. Ne risulterebbe quindi un impianto di demineralizzazione decisamente di taglia consistente.

Come detto, la centrale non dispone di un sistema di produzione acqua demineralizzata e non è previsto attualmente alcun consumo di acqua per il funzionamento di tale impianto (sono presenti serbatoi di stoccaggio ma limitatamente ai sistemi antincendio).

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p>RAPPORTO TECNICO</p>	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;">Pag.</td> <td style="width: 50%; text-align: center;">di</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">8</td> <td style="text-align: center;">9</td> </tr> </table>	Pag.	di	8	9
Pag.	di					
8	9					

Per produrre l'acqua demi sarebbe necessario quindi un nuovo collegamento all'acquedotto che assicuri almeno una portata di 50 mc/h, oltre a serbatoi di stoccaggio per i reagenti.

In alternativa si potrebbe ipotizzare di produrre acqua demi presso la centrale di La Casella e portarla ad Alessandria, distante circa 80 km, con le autobotti.

Considerando però la capacità di ogni autobotte di circa 30 mc, nel caso di funzionamento contemporaneo dei gruppi si dovrebbe rifornire l'impianto con 2 autobotti per ogni ora che per le 16 ore di funzionamento sopra ipotizzato, vorrebbe dire circa 32 autobotti al giorno.

L'applicazione della iniezione d'acqua presuppone inoltre l'implementazione di nuovi moduli sul sistema di comando e controllo dei TG esistente, per gestire i nuovi dispositivi aggiuntivi. Data la vetustà del sistema attualmente montato (costruzione SEPA risalente agli anni '80) non è da escludere che si sia poi costretti alla completa sostituzione del sistema con uno di concezione più recente.

I valori di NOx teorici expected in soluzioni industriali per macchine analoghe sarebbero dell'ordine di 80-120 mg/Nm<sup>3</sup> con il 15% O<sub>2</sub>. Si tratta di dati "attesi" e non "garantiti" in tutte le condizioni possibili di funzionamento. In altri termini, non essendoci alcuna applicazione pratica sui TG 50C e non essendo ancora stata sviluppata ingegneristicamente la soluzione, tali valori dovrebbero essere poi confermati ed effettivamente riscontrati sul campo.

#### 4.1.3 Altri sistemi di abbattimento

Sia Turbocare che MHI non hanno prospettato la possibilità di applicare abbattitori allo scarico e non risulta sia stato da loro applicato alcun sistema del genere a macchine del tipo TG 50C.

## 5 CONCLUSIONI

I bruciatori attualmente installati, sono gli ultimi sviluppati dal costruttore originario. Essi rappresentano lo stato dell'arte per questi TG, non avendo FIAT Avio sviluppato ulteriormente il prodotto.

Westinghouse è stata acquisita da Siemens sul finire degli anni '90 ed ha abbandonato completamente questo modello di turbina.

MHI e Turbocare non hanno sviluppato alcun combustore Dry Low NOx per questa taglia di macchine e non esiste quindi ad oggi nessuna loro applicazione commerciale. La progettazione e sviluppo di bruciatori "ad hoc" di questa tipologia su queste macchine presenta costi e tempi non sostenibili, con l'incertezza di ottenere sul campo riduzioni significative dei livelli di emissione.

L'adozione di un sistema di iniezione d'acqua non ha avuto ad oggi alcuno sviluppo per i TG 50C. Questa soluzione implicherebbe però consumi d'acqua considerevoli (circa 50 mc per ogni ora di funzionamento dei 2 TG) da prelevare dall'acquedotto, la realizzazione di serbatoi di stoccaggio di capacità considerevole e di linee per la produzione dell'acqua demineralizzata

 GEM/AdB PT	RAPPORTO TECNICO	Pag.  9	di  9
---	------------------	---------------	-------------

In relazione alla connotazione tecnologica (impianto turbogas in ciclo semplice di vecchia generazione), l'impianto di Alessandria risulta saltuariamente utile per prestazioni di servizi alla rete elettrica, con impieghi peraltro assai limitati, come evidenziato dai dati di funzionamento dal 2005 ad oggi.

Conseguentemente non risulta certamente ipotizzabile la sostenibilità economica di investimenti, peraltro di notevole entità, per l'applicazione di BAT il cui rapporto costi benefici, sarebbe comunque eccessivamente elevato, in quanto tesi a riduzioni di impatti ambientali scarsamente significativi, come risulta dalla modellazione delle ricadute atmosferiche dell'impianto (vedi rapporto ISMES A 9009170 del 27.03.2009).

**Cliente** ENEL PRODUZIONE S.p.A.

**Oggetto** Modellazione delle ricadute atmosferiche dell'impianto turbogas di Alessandria

**Ordine** Accordo Quadro 8400006584  
Attingimento n. 8400006584 - 0010478

**Note** Rev. 0

PUBBLICATO A9009170 (PAD - 1176293)

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

**N. pagine** 20                      **N. pagine fuori testo** 0

**Data** 27/03/2009

**Elaborato** ATM - Pertot Cesare  
A9009170.1340 AUT

**Verificato** ATM - Carboni Gabriele  
A9009170.1700 VER

**Approvato** AMB - Il Responsabile - Fiore Antonio  
A9009170.11951 ATP

Mod. RISM v. 02

*Indice*

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO MODELLISTICO.....</b>	<b>7</b>
	3.1.1 Modello meteorologico - CALMET.....	7
	3.1.2 Modello di dispersione - CALPUFF .....	8
<b>4</b>	<b>VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI.....</b>	<b>10</b>
	4.1 Set up dello strumento modellistico .....	10
	4.2 Impatti sulle immissioni .....	13
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>20</b>

**STORIA DELLE REVISIONI**

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	27/03/2009	A9009170	Prima emissione

**1 PREMESSA**

Il presente studio è realizzato nell'ambito della procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Turbogas di Alessandria. Il documento riporta i risultati delle attività condotte da CESI, su richiesta di Enel, mirate alla quantificazione degli effetti delle emissioni in aria generate dall'esercizio dell'impianto.

La valutazione è condotta mediante l'applicazione del sistema modellistico CALMET - CALPUFF (a passo orario per un periodo pari ad un anno solare completo) ed è finalizzata al confronto con lo stato della qualità dell'aria esistente nel territorio (in seguito denominato "fondo") ed i vigenti Standard di Qualità dell'Aria previsti dal DM 60/2002 per le sostanze NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Lo stato della qualità dell'aria di fondo è caratterizzato sulla base delle misure delle postazioni di monitoraggio disponibili nell'area in esame ed appartenenti alle reti di ARPA Piemonte ed ARPA Lombardia.

## 2 IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI

La Centrale Turbogas di Alessandria è ubicata nel comune di Alessandria, in località Valmadonna, circa 3 km a nord della città di Alessandria. L'impianto produttivo è composto da due unità turbogas a ciclo semplice, alimentate a gas naturale, della potenza di 90.800 kW ciascuna. E' presente inoltre un gruppo elettrogeno di emergenza che, avendo solamente funzione di riserva, non è considerato in questa sede.

Le emissioni in aria sono generate dall'attività di combustione in turbina del gas naturale. Da questo punto di vista ogni unità può essere schematizzata dalla sequenza delle seguenti componenti: un compressore, una camera di combustione, una turbina a gas ed un camino. La Figura 2.a riporta la planimetria delle due unità, affiancate nelle direzione W-E, in cui i due camini sono evidenziati dai cerchi rossi. Le coordinate e le caratteristiche geometriche dei camini dell'impianto sono riportate in Tabella 2.a.

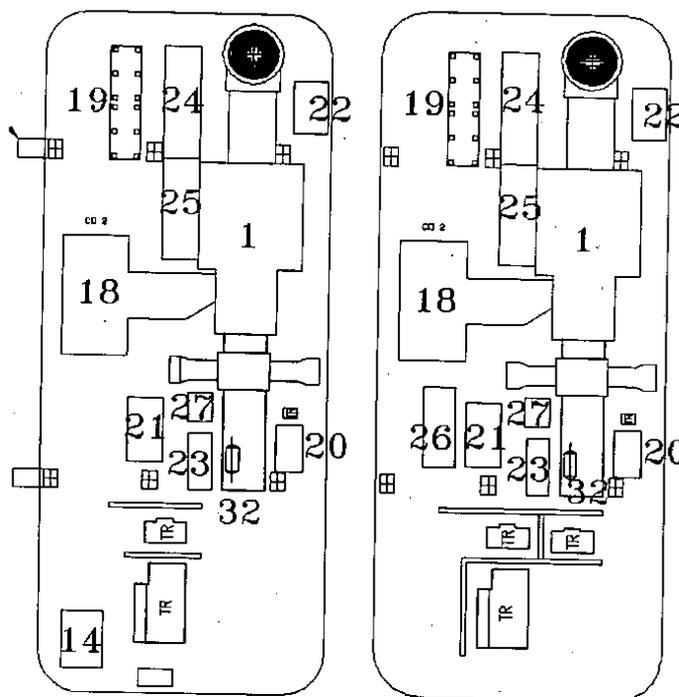


Figura 2.a - Planimetria delle due unità turbogas.

Tabella 2.a - Centrale di Alessandria - Coordinate e caratteristiche geometriche dei camini.

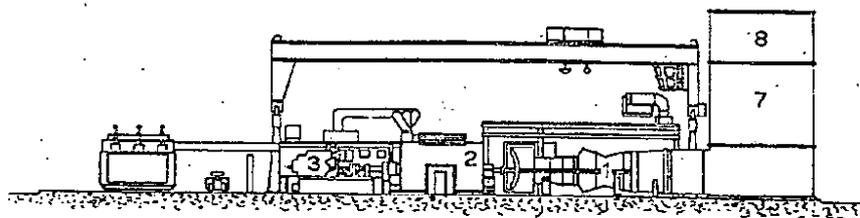
Sorgente	COORDINATE			CIMINIERA		
	UTM 32 WGS84		Quota	altezza m	diametro m	sezione m <sup>2</sup>
Nome	EST m	NORD m	m s.l.m.			
Camino AL 1	469'026	4'976'418	93.0	18.2	9.8	74.8
Camino AL 2	468'990	4'976'420	93.0	18.2	9.8	74.8

La Tabella 2.b prospetta le caratteristiche emissive considerate per descrivere l'esercizio delle due unità. In particolare, deve essere sottolineato che le concentrazioni sono state cautelativamente poste pari al massimo valore possibile, corrispondente ai limiti di legge<sup>1</sup>.

**Tabella 2.b -- Centrale di Alessandria -- Caratteristiche emissive di ogni camino.**

Nome	Temperatura fumi		Portata fumi secchi O <sub>2</sub> rif. (15%) Nm <sup>3</sup> /h	Concentrazioni nei fumi mg/Nm <sup>3</sup>	
	°C	°K		NO <sub>x</sub>	CO
Camino AL 1	480	753	910'000	400	100
Camino AL 2	480	753	910'000	400	100

Per la modesta differenza di altezza tra la sezione di sbocco dei camini e le strutture circostanti (si veda il prospetto in Figura 2.b) la simulazione ha tenuto conto anche dell'effetto "building downwash" ovvero dell'influenza della turbolenza indotta dalla presenza degli edifici prossimi ai camini sulla diffusione iniziale del pennacchio dei fumi.



**Figura 2.b -- Prospetto di una unità turbogas.**

Nella valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria indotti dall'esercizio dell'impianto deve essere inoltre considerato il particolare regime di funzionamento con cui esso è esercito.

L'impianto di Alessandria, come altri impianti turbogas a ciclo semplice presenti sul territorio nazionale, risponde all'esigenza di garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale in situazioni di carenza di energia elettrica che possono occorrere o durante i periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta) o in caso di blackout. Tali impianti non sono quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica ed operano nell'arco dell'anno in maniera discontinua e per un numero estremamente limitato di ore. Durante il periodo 1979-1993, l'impianto oggetto di studio ha avuto un funzionamento medio inferiore a 150 ore/anno. Dal 1993 fino al 2003 l'impianto è rimasto inutilizzato. La Figura 2.c riporta il funzionamento in termini di ore/anno di ogni unità a partire dalla riattivazione del 2004 fino al 2007. I valori riportati nel grafico confermano come l'utilizzo di ogni unità turbogas sia rimasto, anche nel recente passato, inferiore a circa il 2% della durata di un anno.

<sup>1</sup> DLgs 152 2006 Allegato 1 alla Parte 5 - (4) Turbine a gas fisse - pag. 248

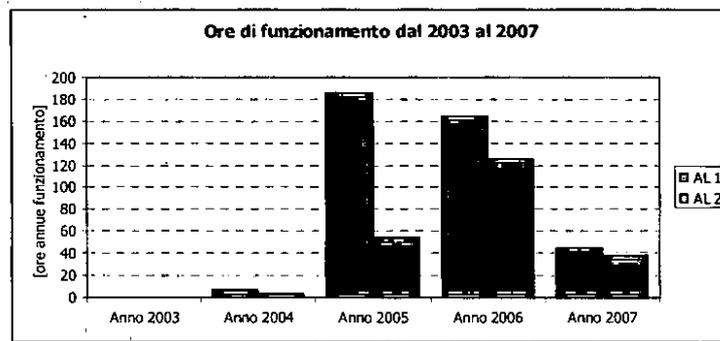


Figura 2.c – Ore annue di funzionamento per unità dal 2003 al 2007.

Nelle valutazioni condotte in questa sede si è quindi provveduto a stimare gli impatti generati dall'impianto con due gradi di cautela (in aggiunta a quello già assunto in fase di quantificazione delle concentrazioni alle emissioni):

1. Funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore)
2. Funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2007 (a prescindere da numero di ore di accensione nel giorno)

Le due ipotesi permettono di effettuare stime cautelative degli impatti effettivi dell'impianto poiché, in entrambe le assunzioni, i turbogas sono eserciti un numero di ore decisamente superiore a quello realmente verificatosi in passato, come desumibile dal confronto di Tabella 2.c con la precedente Figura 2.c.

Tabella 2.c – Ore annue di funzionamento effettive e simulate nelle due ipotesi considerate.

Turbogas Alessandria – ore di funzionamento		
Unità	Ipotesi 1	Ipotesi 2
AL 1	8760	408
AL 2	8760	384

L'ipotesi 1 consente di stimare le ricadute delle emissioni in tutte le condizioni meteorologiche occorse nel 2007, comprendendo quindi anche le più sfavorevoli alla dispersione dei fumi in tutte le stagioni dell'anno. L'ipotesi è quindi particolarmente indicata per la valutazione dello Standard di Qualità dell'Aria (SQA) relativo alla concentrazione oraria di NO<sub>2</sub> da non superarsi per più di 18 ore/anno, il cui valore limite è di 200 µg/m<sup>3</sup>. L'elevata sproporzione tra le ore di funzionamento (8760 contro un massimo realistico non superiore a 200-300 ore/anno) potrebbe portare ad una stima poco rappresentativa della concentrazione media annua di NO<sub>x</sub> ed NO<sub>2</sub>. Tale considerazione ha portato all'assunzione della seconda ipotesi che, consentendo una stima delle concentrazioni medie annue sempre cautelative, ma più prossime a quelle realmente attribuibili all'impianto nel 2007, consente di valutare il grado di sovrastima prodotto dalla prima ipotesi.

### 3 DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO MODELLISTICO

In base alle caratteristiche del sito e della simulazione da svolgere, si è scelto di utilizzare il sistema modellistico CALMET-CALPUFF sviluppato da Earth Tech Inc.

CALMET (ver. 6.326, liv. 080709) è un modello meteorologico diagnostico per la ricostruzione di campi orari bidimensionali e tridimensionali delle principali variabili meteorologiche e micrometeorologiche a partire da dati al suolo e di profilo misurati o calcolati da altri modelli.

CALPUFF (ver. 6.262, liv. 080725) è un modello lagrangiano non stazionario a puff per la ricostruzione di campi di concentrazione e deposizione al suolo di sostanze emesse da sorgenti di varia natura (puntuali, areali, lineari e volumetriche).

Il sistema modellistico CALMET-CALPUFF, dalla validità riconosciuta in ambito scientifico ed istituzionale (è presente nelle linee guida statunitensi ed in quelle nazionali - APAT CTNACE, 2001 - per la simulazione della dispersione delle emissioni in atmosfera), è particolarmente idoneo alla trattazione del caso in oggetto per le seguenti caratteristiche:

- Evoluzione delle masse inquinanti in campi meteorologici tridimensionali, non uniformi e non omogenei
- Trattazione dell'interfaccia terra/mare
- Trattazione delle calme di vento

La scelta del sistema modellistico risulta allineata anche alle indicazioni del DM 1 ottobre 2002, n. 26 "Regolamento recante le direttive tecniche per la valutazione preliminare della qualità dell'aria ambiente, i criteri per l'elaborazione del piano e dei programmi di cui agli articoli 8 e 9 del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 351" che nell'allegato 1, "Direttive tecniche concernenti la valutazione preliminare" fornisce importanti indicazioni sulle caratteristiche generali dei modelli matematici recita:

*"La valutazione della complessità dell'area su cui si effettua la valutazione deve tenere conto delle caratteristiche orografiche del territorio, di disomogeneità superficiali (discontinuità terra-mare, città - campagna, acque interne) e condizioni meteo-diffusive non omogenee (calma di vento negli strati bassi della troposfera, inversioni termiche eventualmente associate a regimi di brezza); l'uso di modelli analitici (gaussiani e non) si considera generalmente appropriato nel caso di siti non complessi, mentre qualora le disomogeneità spaziali e temporali siano rilevanti per la dispersione, è opportuno ricorrere all'uso di modelli numerici tridimensionali, articolati in un preprocessore meteorologico (dedicato principalmente alla ricostruzione del campo di vento) e in un modello di diffusione."*

#### 3.1.1 Modello meteorologico - CALMET

CALMET (ver. 6.326, liv. 080709) (Scire et al., 2000a) è un modello meteorologico diagnostico che produce campi orari tridimensionali di vento e bidimensionali di diverse variabili meteorologiche a partire da dati osservati (al suolo e di profilo) e da dati geofisici (orografia, uso del suolo). CALMET è costituito da un modulo diagnostico per la ricostruzione del campo di vento e da moduli micrometeorologici per la caratterizzazione dello strato limite di rimescolamento sia sul suolo sia sull'acqua.

Il modulo diagnostico del campo di vento utilizza una procedura a due passi per la costruzione del campo. Il primo passo crea un campo iniziale, basato sui venti sinottici, e lo corregge in modo da tenere conto degli effetti del terreno sui flussi e dei venti di pendio. In questa fase, dapprima il modello utilizza i venti sinottici per calcolare una velocità verticale forzata dal terreno e soggetta ad una funzione

esponenziale di smorzamento dipendente dalla classe di stabilità atmosferica. In secondo luogo, sono introdotti gli effetti dell'orografia sulle componenti orizzontali del vento mediante l'applicazione iterativa di uno schema di minimizzazione della divergenza sul campo tridimensionale fino al soddisfacimento del vincolo di minima divergenza. Dopo aver introdotto i venti di pendio e gli effetti termodinamici, il campo, a questo punto detto di primo passo, passa alla seconda fase procedurale che introduce i dati osservati, al suolo ed in quota, in modo da ottenere il campo nella sua versione finale. L'introduzione dei dati osservati è effettuata tramite una procedura d'analisi oggettiva. L'attribuzione di pesi inversamente proporzionali alla distanza tra punto e stazione di misura, garantisce l'ottenimento di un campo che riflette maggiormente le osservazioni in prossimità dei punti di misura e che è dominato dal campo di primo passo nelle zone prive d'osservazioni. Infine, il campo risultante è sottoposto ad un'operazione di smoothing e di ulteriore minimizzazione della divergenza.

CALMET richiede come dati di input misure orarie al suolo di direzione e velocità del vento, temperatura, copertura nuvolosa, altezza della base delle nuvole, pressione atmosferica, umidità relativa e precipitazione, nonché profili verticali di direzione e velocità del vento, temperatura e pressione atmosferica. Algoritmi specifici trattano la dinamica atmosferica sopra superfici acquose e la loro interfaccia con le superfici terrestri. Recentemente è stata introdotta la possibilità di utilizzare campi di vento generati da modelli meteorologici prognostici (quali ad esempio MM5, RAMs...) come campi d'inizializzazione.

### **3.1.2 Modello di dispersione - CALPUFF**

CALPUFF versione 6.262, livello 080725 (Scire J.S. et Al., 2000a) è un modello di dispersione non stazionario multi-strato multi-specie con cui è possibile simulare gli effetti di condizioni meteorologiche variabili nel tempo e nello spazio sul trasporto, trasformazione e rimozione degli inquinanti in atmosfera. Pur potendo essere guidato da meteorologie puntuali semplici, CALPUFF consente di utilizzare a pieno tutte le potenzialità del codice se guidato da campi meteorologici tridimensionali generati da CALMET. CALPUFF implementa algoritmi per la trattazione di effetti prossimi alla sorgente (building downwash, fumigazione, sovrainnalzamento progressivo, penetrazione parziale dello strato rimescolato, interazioni con elementi orografici non risolti dalla griglia orografica), oltre che di deposizione secca ed umida, trasformazioni chimiche, avvezione su suolo ed acque ed interazioni all'interfaccia terra/mare. Il modello può trattare sorgenti emissive puntuali, lineari, areali e volumetriche, dall'emissione variabile in modo arbitrario nel tempo.

CALPUFF utilizza due domini tridimensionali distinti: la griglia meteorologica e quella di calcolo. La prima definisce l'estensione orizzontale del dominio, le dimensioni delle celle, il numero e lo spessore degli strati verticali. Questa coincide con la griglia utilizzata da CALMET e ad essa sono associati i dati meteorologici e geofisici. La griglia computazionale è un sotto insieme, al più coincidente, della griglia meteorologica ed è il dominio in cui sono fatti evolvere i puff ed in cui possono essere calcolate le concentrazioni.

Le emissioni sono schematizzate come un continuo rilascio di sbuffi (puff) d'inquinante rilasciati in atmosfera. Al variare della direzione ed intensità del vento nello spazio e nel tempo la traiettoria d'ogni puff cambia in modo da seguire la nuova direzione del vento.

La diffusione dei puff è gaussiana e la concentrazione stimata in un dato recettore è data dalla somma dei contributi di tutti i puff sufficientemente vicini a questo. La garanzia della corretta riproduzione del pennacchio inquinante è data dall'elevato numero di puff rilasciato ogni ora, numero calcolato dal modello in funzione delle caratteristiche meteorologiche di quell'ora.

La trattazione di calme di vento avviene attraverso i normali algoritmi contenuti nel codice, consistenti con il modello concettuale in cui le emissioni contemporanee alla calma di vento salgono virtualmente sulla verticale della sorgente, mentre quelle preesistenti ristagnano sulla loro posizione, tutte disperdendosi in funzione del tempo, poiché si assume che questo sbandieri attorno ad una media nulla.

Il calcolo delle componenti della turbolenza atmosferica (syt e szt) può essere effettuato sia in base alle variabili di turbolenza atmosferica prodotte da CALMET (L, u\*, w\*, ecc.), sia mediante i coefficienti di dispersione Pasquill-Gifford-Turner (PGT) in aree rurali (con una formulazione approssimante le equazioni di ISCST-3), e coefficienti di Mc Elroy-Pooler in aree urbane.

La deposizione secca di gas e particelle è trattata attraverso un modello a resistenze basato su proprietà dell'inquinante (diametro molecolare, forma, densità, diffusività, solubilità, reattività), caratteristiche della superficie (rugosità superficiale, tipo di vegetazione) e variabili atmosferiche (classe di stabilità, turbolenza). L'algoritmo determina la velocità di deposizione come l'inverso della somma di resistenze (che rappresentano le diverse forze in opposizione al trasporto dell'inquinante dall'atmosfera al suolo) a cui si aggiunge, per le sole particelle, un termine di deposizione gravitazionale. L'atmosfera è in schematizzata attraverso cinque strati (layer) che caratterizzano le differenti proprietà fluidodinamiche dell'atmosfera alle differenti distanze dal suolo.

La deposizione umida è calcolata tramite un algoritmo basato su coefficienti di rimozione empirici dipendenti dalla natura dell'inquinante e della precipitazione.

## 4 VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

### 4.1 Set up dello strumento modellistico

La simulazione modellistica dell'impianto di Alessandria è stata condotta ricostruendo i campi meteorologici orari per l'anno 2007 su un'area di 50x50 km<sup>2</sup> con risoluzione spaziale di 1000m, riportata in Figura 4.a. Tale scelta consente di riprodurre adeguatamente le caratteristiche del sito in esame che, condivide con il resto della pianura padana una complessità indotta dalla presenza delle Alpi e degli Appennini, con una frequente dissociazione tra la circolazione atmosferica negli strati più bassi da quella delle quote superiori. Importati sono anche la corretta riproduzione delle inversioni termiche, dell'evoluzione dell'altezza dello strato rimescolato e della stabilità atmosferica. Conseguentemente la scelta dei livelli verticali ha visto una particolare attenzione alla descrizione delle prime centinaia di metri dal suolo.

La ricostruzione dei campi meteorologici è stata condotta mediante il modello meteorologico diagnostico CALMET applicato definendo la seguente griglia tridimensionale:

- Sistema di coordinate = UTM32 datum WGS84
- Definizione orizzontale della griglia:
- Numero di celle nella direzione X (NX) = 50
- Numero di celle nella direzione Y (NY) = 50
- Lato cella (quadrata) = 1000 m
- Coordinate dell'angolo Sud Ovest del dominio km (449.000; 4952.000)
- Definizione verticale della griglia:
- Numero di livelli = 12
- Quote sul livello del suolo = 0, 20, 50, 80, 120, 200, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2500, 4000 m

I campi meteorologici sono stati ricostruiti fornendo al modello i campi meteorologici tridimensionali orari prodotti dal modello meteorologico prognostico COSMO, applicato a scala nazionale con risoluzione di 7 km e forniti dal Servizio Meteorologico di ARPA Emilia Romagna. La Figura 4.b sintetizza le statistiche dei principali parametri meteorologici che regolano la dispersione degli inquinanti in atmosfera (anemologia, stabilità atmosferica ed altezza dello strato rimescolato) estratti dai campi prodotti da Calmet in un punto prossimo all'impianto.

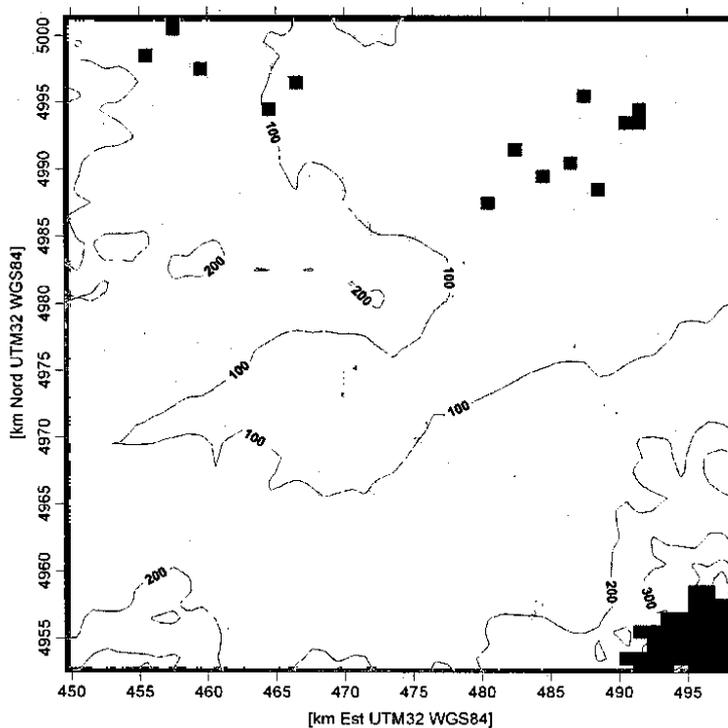


Figura 4.a – Orografia ed uso del suolo.

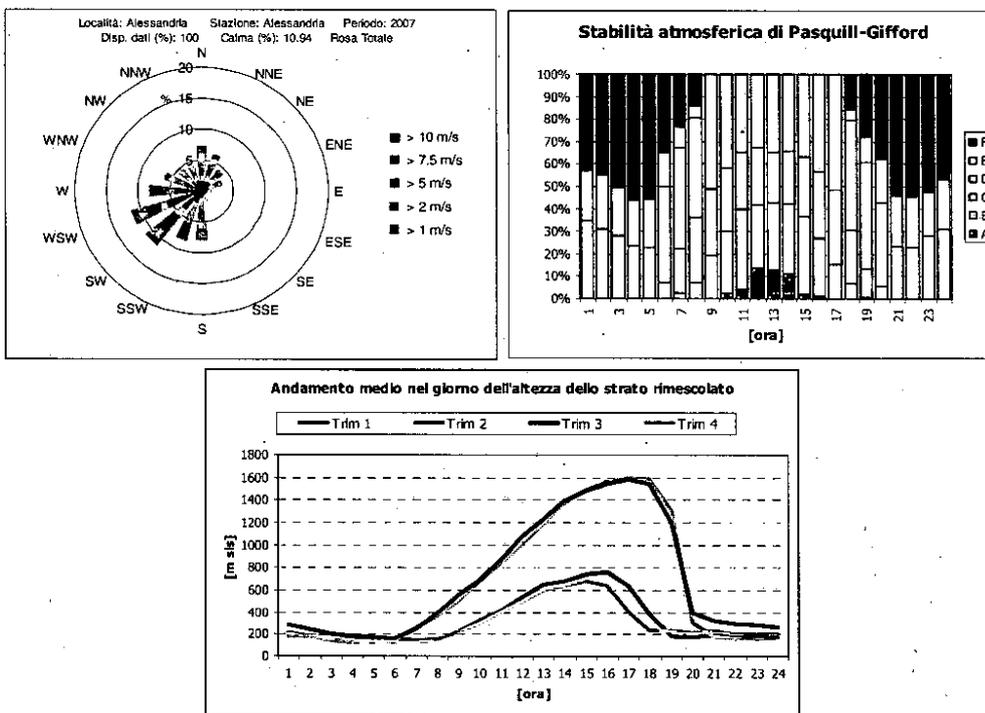


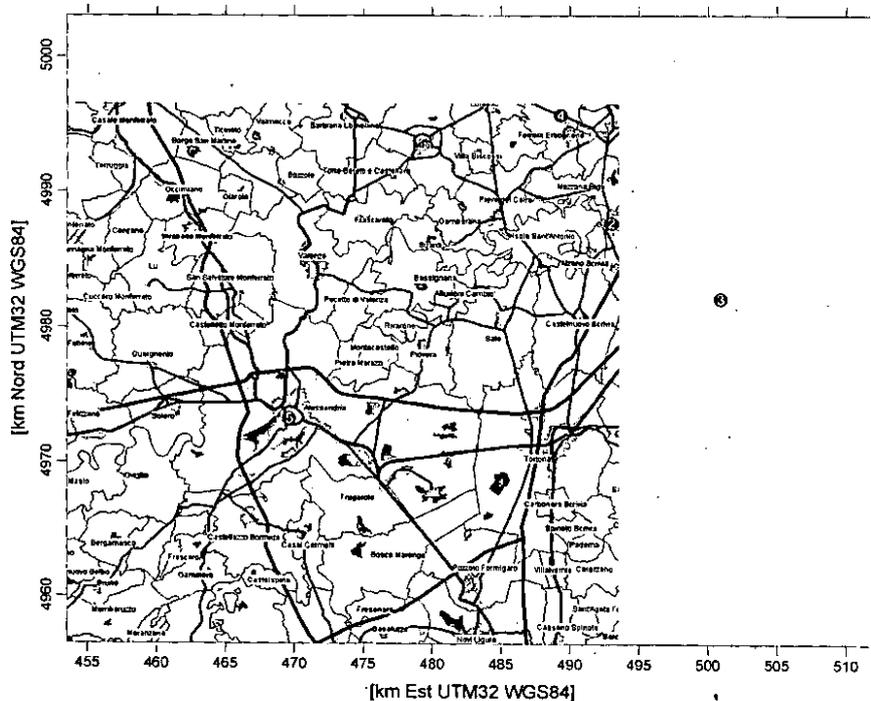
Figura 4.b – Rosa dei venti a 10 m (direzione di provenienza), distribuzione di frequenza della stabilità atmosferica ed altezza dello strato rimescolato media per trimestre.

L'input meteorologico prodotto da CALMET, e quello emissivo descritto in Tabella 2.a e Tabella 2.b, sono stati quindi forniti a CALPUFF per la stima delle concentrazioni in aria ambiente di  $\text{NO}_x$ ,  $\text{NO}_2$  e CO.

Al fine di calcolare la trasformazione di NO in  $\text{NO}_2$ , CALPUFF ha fatto uso delle concentrazioni orarie in aria ambiente di ozono misurate nel corso dell'anno 2007 presso cinque postazioni appartenenti alle Reti di Rilevamento della Qualità dell'Aria gestite da ARPA Lombardia ed ARPA Piemonte (Tabella 4.a e Figura 4.c). Ciò ha consentito di caratterizzare a livello orario la reattività dell'atmosfera nel territorio. In Figura 4.d si riportano gli andamenti del giorno medio annuo.

**Tabella 4.a – Stazioni di ozono delle RRQA di ARPA Lombardia e ARPA Piemonte.**

Numero	Stazione	Località	Rete	Est utm32	Nord utm32
1	6691	Pavia	ARPA Lombardia	512'365	5'003'063
2	9856	Cornale	ARPA Lombardia	493'005	4'987'681
3	9861	Voghera	ARPA Lombardia	500'918	4'982'094
4	9997	Ferrera Erb.	ARPA Lombardia	489'323	4'995'638
5	6003	Alessandria	ARPA Piemonte	469'631	4'973'233



**Figura 4.c – Postazioni di ozono utilizzate nel presente studio. In arancio la posizione dell'impianto. I confini amministrativi, le aree urbane e le infrastrutture viarie sono riportate solo all'interno del dominio di studio.**

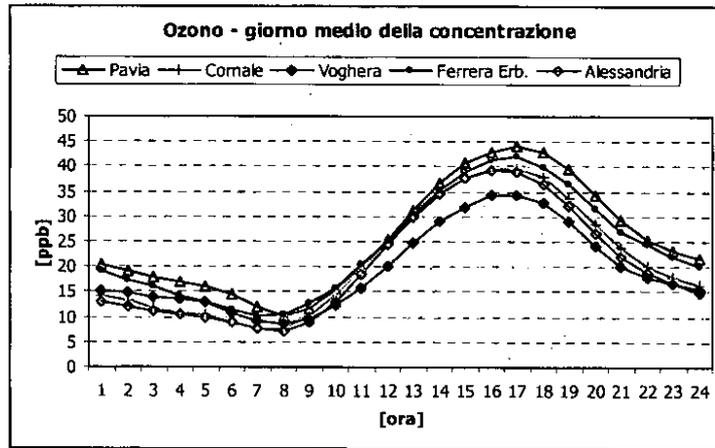


Figura 4.d – Andamento medio della concentrazione di ozono nel giorno, anno 2007.

#### 4.2 Impatti sulle immissioni

La seguente Tabella 4.b riporta il confronto tra gli Standard di Qualità dell'Aria (SQA) previsti dalla normativa vigente e la stima delle ricadute della Centrale nel punto di massimo impatto prodotta dal modello CALPUFF. Si evidenzia un ampio rispetto di tutti i limiti di legge con ricadute ampiamente inferiori ai valori limite per tutti gli SQA considerati, anche nell'ipotesi di un funzionamento continuo ininterrotto delle due unità per tutto l'anno anche se, i valori ottenuti nella seconda ipotesi evidenziano come i reali impatti sono in genere molto più contenuti, proprio per il ridotto periodo di funzionamento.

Tabella 4.b – Confronto tra SQA e ricadute della Centrale di Alessandria nel punto di massimo impatto.

Parametro D.M. 2 Aprile 2002 n.60 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Valore limite	Impatto della Centrale nel punto di massima ricaduta	
		Ipotesi 1 (funzionamento continuo per 8760 ore/anno)	Ipotesi 2 (funzionamento continuo per 24 ore in giorni di effettivo esercizio nel 2007)
<b>Ossidi di azoto - NOx e NO<sub>2</sub></b>			
Media annuale NO <sub>2</sub>	40	1.00	0.05
Concentrazione superata per 18h/anno (percentile orario 99.7945)	200	44.4	7.65
Media annuale NOx (Protezione vegetazione)	30	1.79	0.09
<b>Monossido di carbonio - CO</b>			
Concentrazione media massima giornaliera su 8 ore	10'000	28.5 (massimo media su 8 ore)	13.6 (massimo media su 8 ore)

La seguente Tabella 4.c riporta per confronto gli stessi SQA elaborati sulla base delle concentrazioni misurate da quattro postazioni di monitoraggio; 3 gestite da ARPA Piemonte (Casale Monferrato, Alessandria-Volta e Alessandria-D'Annunzio) ed 1 gestita da ARPA Lombardia (Cornale, PV). Quest'ultima è stata inclusa in quanto rappresentativa di un'area rurale remota, che può essere considerata rappresentativa delle estese aree agricole del territorio. Le postazioni ARPA Piemonte, facendo riferimento a contesti urbani e di traffico, hanno invece una rappresentatività spaziale limitata a contesti fortemente antropizzati.

I valori presentati evidenziano anche in questo caso come le ricadute dell'impianto, anche nel punto di massima ricaduta, risultino sensibilmente inferiori al "fondo" presente in ambiente.

Tabella 4.c – Stato della qualità dell'aria di fondo (misure dell'anno 2007).

Parametro D.M. 2 Aprile 2002 n.60 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Valore limite	Cornale (PV)	Casale Monferrato (AL)	Alessandria Volta (AL)	Alessandria D'Annunzio (AL)
Ossidi di azoto $\text{NO}_x$ e $\text{NO}_2$					
Media annuale $\text{NO}_2$	40	20.3	32.0	42.9	50.4
Concentrazione superata per 18h/anno (percentile orario 99.7945)	200	75.0	123.7	112.2	200.2
Superamenti orari della soglia di $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$	18	0	0	0	18
Media annuale $\text{NO}_x$ (Protezione vegetazione)	30	38.5	62.1	96.5	62.1
Monossido di carbonio $\text{CO}$					
Conc. media massima giornaliera su 8 ore	10'000	N.D.	1'521	N.D.	1'039

Per i medesimi SQA si riportano nel seguito le mappe relative alle linee di isoconcentrazione al suolo che definiscono l'impatto dell'impianto sul territorio di indagine. Le mappe fanno riferimento alla simulazione corrispondente al maggior grado di cautela, e relativa al funzionamento in continuo di entrambe le unità per tutte le 8760 ore/anno. La Centrale è indicata con un triangolo arancione.

Come si può notare, l'impatto è per tutti i parametri trascurabile o al più non significativo. Il modello identifica un'area a maggior impatto, localizzata a Sud-Est della Centrale, ad una distanza compresa tra 5 e 10 km in cui l'entità degli impatti è comunque largamente inferiore ai valori limite.

Il risultato è ancor più accettabile in considerazione del fatto che esso sia stato ottenuto sotto l'assunzione cautelativa di pieno funzionamento continuo di entrambe le unità di Centrale. Il reale funzionamento dell'impianto, in cui sono presenti lunghi periodi di inattività di uno o di entrambi i turbogas, con livelli emissivi inferiori al limite, consente di ritenere l'impatto effettivo molto più contenuto, come desumibile dai risultati prodotti dall'ipotesi 2 per l'anno 2007.



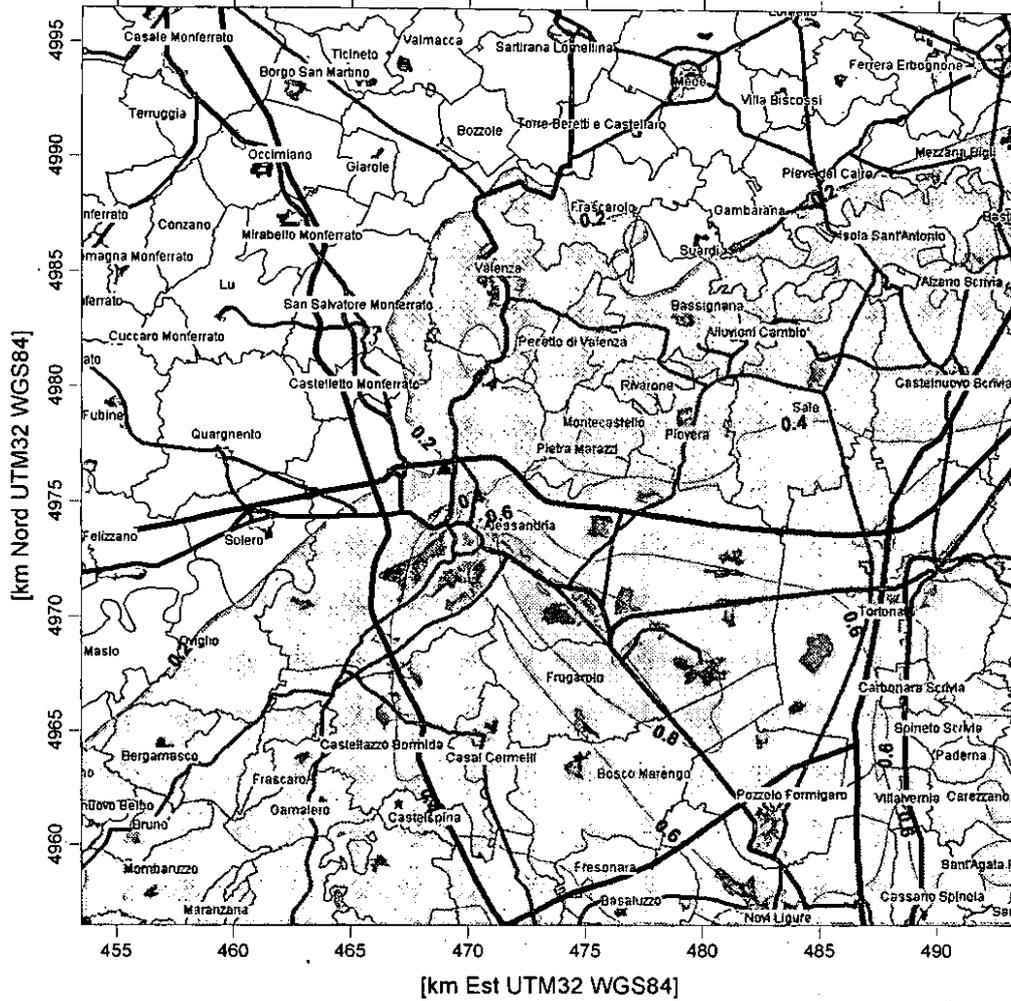
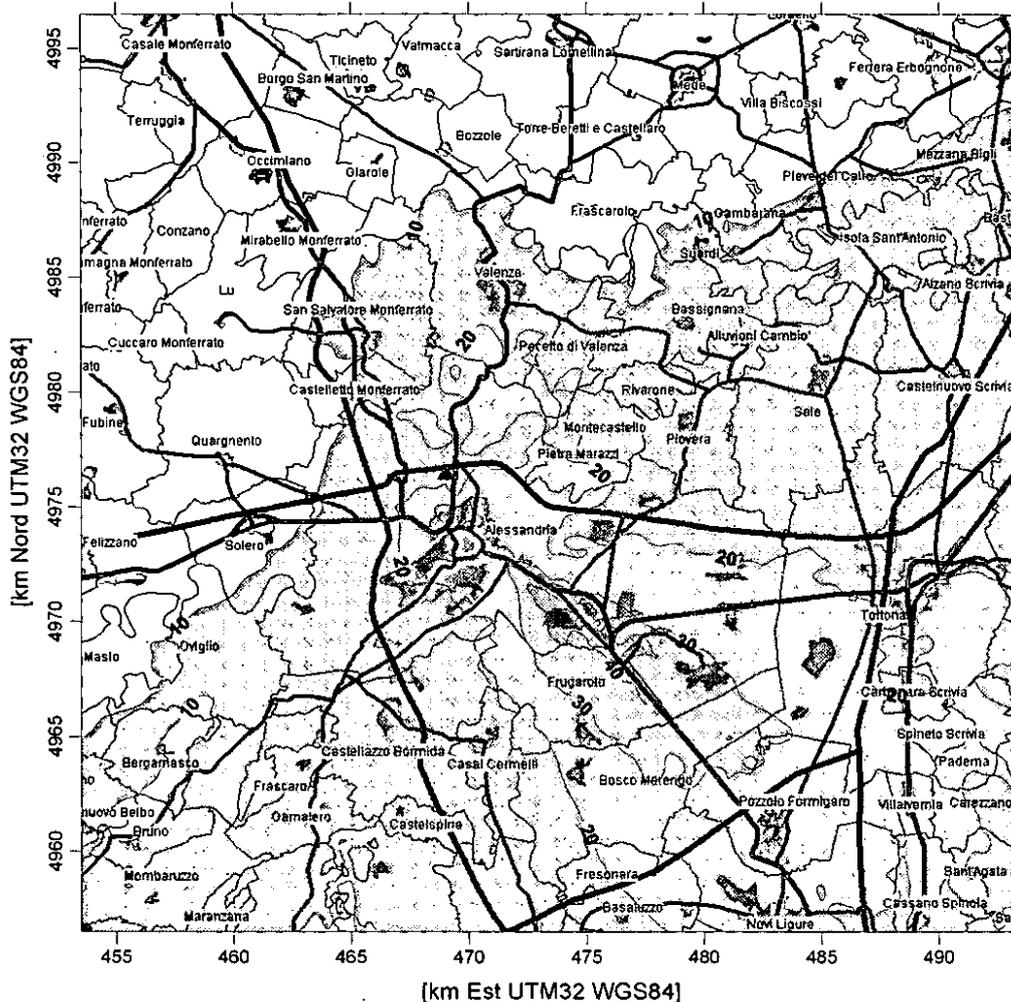


Figura 4.f – Concentrazione media annua NO<sub>2</sub> in [µg/m<sup>3</sup>], valore limite 40 µg/m<sup>3</sup>. Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.



**Figura 4.g – Concentrazione oraria di NO<sub>2</sub> superata 18 volte/anno [µg/m<sup>3</sup>], valore limite 200 µg/m<sup>3</sup>. Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.**

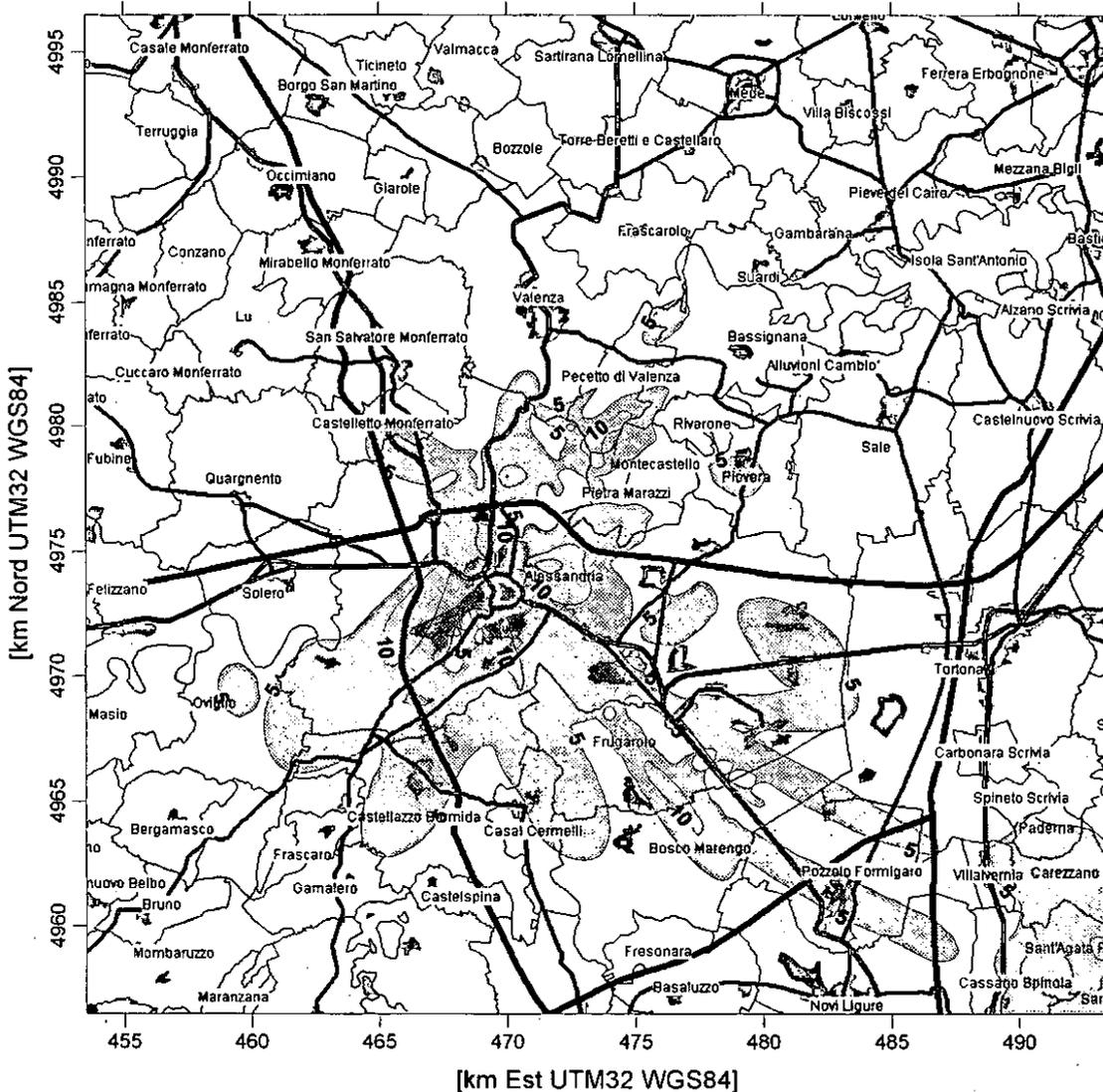


Figura 4.h – Massimo valore della concentrazione media su 8 ore di CO [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ], valore limite come massimo della media su 8 ore  $10000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Ipotesi di funzionamento continuo per 8760 ore/anno.

## 5 CONCLUSIONI

Nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Turbogas di Alessandria, Enel ha richiesto a Cesi la redazione di uno studio in merito alla valutazione degli effetti delle emissioni in atmosfera sullo stato della qualità dell'aria nel comprensorio.

La valutazione modellistica dell'impatto sulla qualità dell'aria delle emissioni convogliate in atmosfera della Centrale, caratterizzata da un funzionamento annuo limitato e discontinuo, è stata condotta ipotizzando cautelativamente l'esercizio con concentrazioni alle emissioni pari ai limite di legge.

Per meglio comprendere l'impatto sulla qualità dell'aria la simulazione della Centrale è stata ripetuta secondo due ipotesi:

1. Funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore)
2. Funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2007 (a prescindere da numero di ore di accensione nel giorno)

La simulazione è stata condotta mediante l'applicazione del sistema CALMET - CALPUFF (a passo orario e per l'intero anno 2007), finalizzando la stima degli impatti predetti dal modello al confronto con i vigenti Standard di Qualità dell'Aria previsti dal DM 60/2002 in relazione a NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Il confronto tra gli impatti della Centrale stimati dal modello, gli Standard di Qualità dell'Aria previsti dalla normativa vigente (DM 60/2002) e le concentrazioni di fondo registrate dalle postazioni di monitoraggio presenti nell'area d'indagine (gestite da ARPA Piemonte ed ARPA Lombardia) evidenziano un pieno rispetto di tutti i limiti di legge anche nel punto di massimo impatto, con ricadute largamente inferiori ai valori limite per tutti gli inquinanti. Tale risultato è ancor più accettabile in considerazione del fatto che esso sia stato ottenuto sotto l'assunzione cautelativa di pieno funzionamento di entrambi i gruppi di centrale, come evidenziato dai risultati ottenuti sotto la seconda ipotesi, meno cautelativa ma più rappresentativa del reale funzionamento nell'anno 2007, che simula il reale funzionamento dell'impianto, con relativi periodi di inattività di uno o entrambe le unità.

Per i medesimi SQA, le mappe relative alle linee di isoconcentrazione al suolo, che definiscono l'impatto dell'impianto sul territorio, localizzano le aree di principale ricaduta a Sud-Est della Centrale, ad una distanza tra compresa tra i 5 ed i 10 km.

## 6 BIBLIOGRAFIA

Scire, J.S., F.R. Robe, M.E. Fernau, R.J. Yamartino, 2000a. "A user's guide for the CALMET meteorological model". Earth Tech Inc., Concord, MA, USA.

Scire, J.S., D.G. Strimaitis, R.J. Yamartino, 2000b. "A user's guide for the CALPUFF dispersion model". Earth Tech Inc., Concord, MA, USA.