

**UB La Casella**  
**Impianto turbogas di Alessandria**

**PROCEDURA OPERATIVA**  
**Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

**STATO DELLE REVISIONI**

Rev. N.	Data	Descrizione modifica	Red.	Contr.	Appr.
3	17.01.2007	Aggiornamento riferimenti normativi	 A. Gardinali	 M. Scapeccia	 M. Scapeccia
2	23.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	A. Gardinali	M. Scapeccia	M. Scapeccia
1	06.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	A. Gardinali	M. Scapeccia	M. Scapeccia
0	22.12.2005	Prima emissione	A. Gardinali	M. Scapeccia	M. Scapeccia

Redazione a cura del CS Esercizio, controllo ed approvazione della Direzione.

## **INDICE**

- 1. SCOPO**
- 2. AMBITO DI APPLICAZIONE**
- 3. RIFERIMENTI**
- 4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO**
- 5. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**
- 6. ACQUISIZIONE DEI DATI PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI COMBUSTIONE**
- 7. ARCHIVIAZIONE DEI DATI**
- 8. SISTEMI INFORMATIVI**
- 9. CONTROLLO DELLA QUALITA' DEI DATI**
- 10. TEMPORANEA INAPPLICABILITA' DEL SISTEMA**
- 11. RESPONSABILITA'**
- 12. GLOSSARIO**

## **1. SCOPO**

La procedura definisce metodi, modalità e responsabilità per la corretta gestione delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dall'impianto, in applicazione della normativa nazionale ed internazionale attualmente in vigore nel campo dell'Emissions Trading europeo.

Ciò anche ai fini della predisposizione della comunicazione annuale delle emissioni che il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente entro il 31 marzo dell'anno N+1 e della relativa verifica.

## **2. CAMPO DI APPLICAZIONE**

Il campo di applicazione della presente Procedura Operativa comprende le attività inerenti il monitoraggio delle emissioni di biossido di carbonio.

## **3. RIFERIMENTI NORMATIVI**

### **3.1 Livello nazionale**

- Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità;
- Decisione della Commissione del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- Decreto legge n. 273 del 12 novembre 2004, convertito in legge n° 316 del 30 dicembre 2004
- DEC/RAS/854/2005 del 1° luglio 2005 disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- DEC/RAS/65/2006 Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra rilasciate con decreti DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/2004 e DEC/RAS/013/2005 ai sensi del D.L. 273/2004, convertito con Legge 316/2004;
- DEC/RAS/074/2006 Assegnazione e rilascio delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall'art.11 della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- DEC/RAS/115/2006 del 13.3.2006 Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra.
- Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216 "Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto";

- DEC/RAS/096/2006 rilascio del riconoscimento dell'attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni prevista dall'art.15 della Direttiva 2003/87/CE e dall'art.4 comma 6 del decreto DEC/RAS/074/2006.

### 3.2 Livello locale (impianto)

- DEC/RAS/2004 DEL 28 dicembre 2004 di autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del decreto legge n. 273 del 12 novembre 2004.
- DEC/RAS/074/2006 del 23.2.2006 di assegnazione e rilascio quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2005-2007;
- Deliberazione n.04/2006 del 15 dicembre 2006 del Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE di aggiornamento ad emettere gas ad effetto serra

## 4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Identificazione dell'impianto	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Impianto di generazione termoelettrica di Alessandria</li> <li>▪ Sito in via Pavia, 1 Alessandria – 15100 (AL)</li> <li>▪ Autorizzazione ad emettere gas a effetto serra n° 83 rilasciata con decreto DEC/RAS/2179/2004</li> </ul>
Attività svolte	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Codice IPPC: 1.1</li> <li>▪ Denominazione: Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per i rifiuti pericolosi o urbani)</li> <li>▪ Codice EPER: 1.1</li> <li>▪ Codice NACE: 40-11</li> <li>▪ Tecnologie: Turbogas in ciclo aperto – Motore Diesel - Caldaia ausiliaria</li> <li>▪ Potenza termica installata: 638 MW termici</li> <li>▪ Flussi di combustibili GN, GS</li> </ul>
Fonti	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 3               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Turbina a gas in ciclo aperto AL1</li> <li>○ Turbina a gas in ciclo aperto AL2</li> <li>○ n°2 caldaie ausiliarie per preriscaldamento metano</li> </ul>               Combustibile utilizzato: GN             </li> <li>▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 13               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Fonti minori<sup>1</sup> : n°2 motori diesel di lancio, n°1 motori diesel di emergenza, n°2 motopompe antincendio, n°1 caldaia per riscaldamento locali.</li> </ul>               Combustibile utilizzato:GS             </li> </ul>

<sup>1</sup> Si tratta di fonti minori impiegate saltuariamente, che, insieme, contribuiscono per meno dell'5% alle emissioni annue totali dell'impianto. Il combustibile utilizzato da queste fonti non è differenziato da quello dello stesso tipo eventualmente usato nelle fonti principali ed è comunque contabilizzato con riferimento alle fonti principali stesse. Le fonti in esame non sono pertanto oggetto di monitoraggio specifico.

## Abbreviazioni

<b>CO<sub>2c</sub></b>	Emissioni di biossido di carbonio da combustione
<b>GS</b>	Gasolio
<b>GN</b>	Gas Naturale
<b>PCI</b>	Potere Calorifico Inferiore
<b>DA</b>	Dati relativi all'attività
<b>FE</b>	Fattore di emissione
<b>FO</b>	Fattore di ossidazione

## 5. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Per procedere alla corretta classificazione dimensionale dell'impianto, dei flussi di combustibile impiegati e dei livelli di approccio corrispondenti si è proceduto inizialmente ad una analisi dei dati storici del periodo 2004 - 2005 raccolti nella *IS 1 Classificazione dell'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>* e quindi alle successive verifiche annuali di tali dati; le risultanze finali emerse sono quelle utilizzate per la descrizione delle modalità di gestione del monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> di seguito descritte.

### 5.1 Classificazione dimensionale dell'impianto

La "Tabella A" dell'allegato al DEC/RAS/854/05 fornisce la classificazione e relativa combinazione di livelli di approccio minimi da adottare in funzione del quantitativo complessivo annuo di CO<sub>2</sub> ottenuto aggregando le emissioni derivanti da tutte le attività svolte nel sito.

La CO<sub>2</sub> del sito di Alessandria deriva da:

- EMISSIONI DI COMBUSTIONE (CO<sub>2c</sub>)

Il quantitativo annuo previsto è inferiore a 50 kt di CO<sub>2</sub>

L'impianto è quindi classificato in categoria "A".

### 5.2 Classificazione delle fonti/flussi di combustibile e materiali

In accordo a quanto previsto ai punti 17 dell'allegato al DEC/RAS/854/05 e 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione, l'emissione totale di CO<sub>2</sub> emessa dall'impianto per ogni tipo di combustibile viene contabilizzata in maniera aggregata per l'impianto considerato nel suo complesso.

Tale scelta deriva dalla necessità di fare riferimento alle caratterizzazioni certificate in quantità e qualità dei combustibili impiegati dall'impianto. Tali caratterizzazioni vengono effettuate sui lotti in arrivo mentre nel corso dell'esercizio dell'impianto i combustibili sono generalmente impiegati nelle singole fonti miscelando prodotti di diversa tipologia ed appartenenti a lotti differenti.

In accordo al punto 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione, per l'impianto nel suo complesso sono adottate le seguenti classificazione dei flussi di combustibile o materiale impiegati:

<b>FLUSSI MAGGIORI</b>	<b>FLUSSI MINORI</b>	<b>FLUSSI MINORI "approccio de minimis"</b>
GN	-----	GS

### 5.3 Lotto di combustibile o materiale

Come definito nella Decisione della Commissione per "lotto" si intende una quantità di combustibile trasferita in un'unica soluzione o in continuo in un periodo di tempo specifico. Il lotto è sottoposto a campionamento rappresentativo e su di esso viene effettuata la caratterizzazione del contenuto medio di energia e del tenore di carbonio, nonché di altri aspetti di interesse della composizione chimica.

Per il gas naturale il lotto è definito come fornitura mensile.

Nella metodologia descritta nel seguito le scorte di ogni tipologia di combustibile di inizio e fine periodo sono considerate come lotto unico a cui sono associati valori univoci di qualità.

### 5.4 Metodologia adottata

Per la determinazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> viene adottata una metodologia fondata su:

#### **"CALCOLO"**

L'algoritmo generale impiegato, in accordo al punto 4.2.2.1.1 della "Decisione della Commissione", è il seguente:

#### **Emissioni di Combustione**

$$CO_{2c} = DA * FE * FO$$

I parametri DA, FE e FO sono, univocamente associati ad ogni singolo lotto di combustibile, sono registrati e tracciabili nel Sistema Informativo. Pertanto ad ogni singolo lotto di combustibile viene associato il quantitativo di CO<sub>2</sub> emesso a seguito del processo di combustione nelle varie fonti dell'impianto.

Le modalità di calcolo adottate sono dettagliate nella *IS 3 "Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>"*

## 6. ACQUISIZIONE DEI DATI PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI

### 6.1 Attività (DA)

Il dato attività costituisce il contenuto energetico di ogni singolo lotto di combustibile ed in accordo alla Decisione della Commissione espresso in **(TJoule)**

$$DA = \alpha * C * PCI \quad \text{(TJoule)}$$

dove per ogni singolo lotto:

- C** = Quantità di combustibile (espressa in kg ovvero Sm<sup>3</sup>)  
**PCI** = Potere Calorifico Inferiore (espresso in kcal/kg ovvero kcal/Sm<sup>3</sup>)  
 $\alpha$  = fattore di conversione, pari a  $4,186 \cdot 10^{-9}$

### **Quantità di combustibile (C)**

In relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto di Alessandria e, nell'ambito di questa, in funzione della classificazione dei flussi di combustibile è richiesto, in accordo alla tabella 1 della "Decisione della Commissione", il livello di approccio per la determinazione del quantitativo di combustibile consumato.

L'istruzione operativa *IS 2 "Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili"* valuta e definisce le incertezze relative alla determinazione del consumo di gas naturale e del gasolio dell'impianto di Alessandria.

#### Gas naturale

Per il **gas naturale** il consumo viene determinato mediante misura in continuo, senza stoccaggio intermedio; la misura viene acquisita dal misuratore SNAM e riportata con cadenza mensile nella documentazione di fatturazione, tale quantità costituisce lotto rappresentativo per il gas naturale.

In relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto di Alessandria e, nell'ambito di questa, in funzione della classificazione dei flussi di combustibile per la determinazione della quantità di gas naturale consumato è richiesto, in accordo alla tabella 1 della "Decisione della Commissione", un livello di approccio di livello 2a corrispondente all'utilizzo di strumentazione di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a +/- 5%.

Il sistema di misura della portata (venturimetrico), derivato in apposito locale, relativo alla misura del gas naturale ai turbogas, si compone di due linee di misura ciascuna costituita da:

- N. 1 trasmettitore tarato per la misura di alta portata con dp fondo scala 500 mbar
- N. 1 trasmettitore tarato per la misura di bassa portata con dp fondo scala 100 mbar
- N. 1 trasmettitore di pressione (campo scala 0/80 bar)

Il sistema di misura della portata (volumetrico) relativo alla misura del gas naturale alle caldaie ausiliarie è costituita da:

- N.1 contatore volumetrico
- N.1 sensore di pressione (campo scala 0-4 bar)
- N.1 sensore di temperatura (campo scala -10/+40 °C)

I parametri rilevati fanno capo ad un elaboratore locale, dotato di stampante integrata e di registratore a traccia.

Il sistema di misura ha valore fiscale nei confronti del fornitore SNAM del gas naturale, che acquisisce i dati in tempo reale; il sistema è sigillato con apposizione di piombi.

L'impianto provvede annualmente a far eseguire da ditta specializzata i controlli, le verifiche, le calibrazioni e le tarature della strumentazione; le operazioni sono effettuate alla presenza di un rappresentante del fornitore SNAM.

I rapporti di verifica e taratura sono conservati dal Responsabile della Linea Elettroregolazione, unitamente alle certificazioni della strumentazione impiegata nel corso dei controlli.

Combustibile liquido

Tutte le singole quantità di gasolio (fonte minore con approccio "de minimis") acquistato sono registrate nel "SISTEMA INFORMATIVO"; la documentazione di acquisto viene mantenuta dall'impianto e messa a disposizione del Verificatore.

Le quantità associate alle scorte di inizio e fine periodo sono valorizzate nel SISTEMA INFORMATIVO a seguito di rilevazione fisica delle giacenze.

La rilevazione delle giacenza avviene attraverso la lettura del livello del serbatoio a cura del personale operativo presente in centrale e comunicato come indicato al punto 8.

Il personale EDE provvede alla determinazione del quantitativo presente attraverso le specifiche tabelle di conversione caratteristiche del serbatoio di stoccaggio.

La quantità di combustibile consumata nel periodo di riferimento potrà essere determinata attraverso dati puntuali tracciabili nel SISTEMA INFORMATIVO adottando l'approccio del bilancio di massa.

$$C = Ap + (S_i - S_f)$$

dove:

**C** = Consumi nel periodo di riferimento (kg)

**Ap** = Acquisti nel periodo di riferimento kg

**S<sub>f</sub>** = Scorte di fine periodo (Kg)

**S<sub>i</sub>** = Scorte inizio periodo (kg)

**Potere Calorifico Inferiore (PCI)**

L'acquisizione del valore del PCI espresso in **kcal/kg o kcal/Sm<sup>3</sup>** avviene in modo differenziato in relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto e nell'ambito di questa in funzione della classificazione dei flussi di combustibile secondo lo schema seguente:

**Flussi maggiori di combustibile – n° livello del PCI**

TIPOLOGIA DI COMBUSTIBILI	CLASSIFICAZIONE DIMENSIONALE DELL'IMPIANTO		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
Liquidi	2	2	3
Gassosi	<u>2</u>	2	3
Solidi	2	3	3

Livello 2

In accordo a quanto indicato ai punti 8 e 14 dell'allegato al DEC/RAS/854/05 il valore utilizzato del PCI per singolo combustibile viene rilevato dalla bibliografia (UNFCCC).

Anche alle scorte sono assegnati i valori derivati dalla bibliografia (UNFCCC).

### **Flussi minori di combustibile e "de minimis" – n° livello del PCI**

In accordo con la classificazione di flusso minore "*de minimis*", effettuata attraverso la *IS 1 "Classificazione d'impianto"* per il PCI viene applicato il coefficiente utilizzato per l'inventario nazionale UNFCC, riportati in allegato A del DEC/RAS/845/05 (10.187 kg/kCal).

Anche alle scorte sono assegnati i valori derivati dalla bibliografia (UNFCCC).

### **6.2 Fattore di emissione (FE)**

L'acquisizione del valore del FE espresso in (**t CO<sub>2</sub>/TJ**) avviene in modo differenziato in relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto e nell'ambito di questa in funzione della classificazione dei flussi di combustibile secondo lo schema seguente:

#### **Flussi maggiori di combustibile – n° livello del FE**

<i>TIPOLOGIA DI COMBUSTIBILI</i>	<i>CLASSIFICAZIONE DIMENSIONALE DELL'IMPIANTO</i>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
Liquidi	2a	2a	3
Gassosi	<b>2a</b>	2a	3
Solidi	2a	3	3

#### Livello 2a

In accordo a quanto indicato ai punti 8 e 14 dell'allegato al DEC/RAS/854/05 il valore utilizzato del FE per singolo combustibile viene rilevato dalla bibliografia (UNFCCC).

Anche alle scorte sono assegnati i valori rilevati dalla bibliografia (UNFCCC).

### **Flussi minori di combustibile e "de minimis" – n° livello del FE**

In accordo con la classificazione di flusso minore "*de minimis*", effettuata attraverso la *IS 1 "Classificazione d'impianto"*, per il FE viene applicato il coefficiente utilizzato per l'inventario nazionale UNFCC, riportati in allegato A del DEC/RAS/845/05 (74,44 tCO<sub>2</sub>/TJ).

Anche alle scorte sono assegnati i valori derivati dalla bibliografia (UNFCCC).

### **6.3 Fattore di ossidazione (FO)**

Viene acquisito dall'inventario nazionale UNFCCC per tutte le combinazioni di livelli tenuto conto anche di quanto indicato al punto 14 dell'allegato al DEC/RAS/854/05.

I calcoli relativi alle emissioni della CO<sub>2</sub> sono eseguiti a cura della linea Elaborazione Dati di Esercizio, con ausilio di supporti informatici (fogli excel), attraverso algoritmi a disposizione del verificatore.

#### **6.4 Protezione dati**

Tutti i file relativi al calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> sono archiviati su apposita cartella sul server locale. L'accesso a tale server è consentito in lettura/scrittura esclusivamente al personale della linea EDE e in sola lettura a tutto il personale.

I Fogli di calcolo sono altresì protetti da apposita password per prevenire le possibili manomissioni. Gli errori di imputazione sono ovviati dai controlli qualità dei dati come indicato al punto 9 della presente procedura.

### **7. TRASMISSIONE ED ARCHIVIAZIONE DEI DATI**

I dati necessari al calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>, sono di norma trasmessi al reparto EDE, attraverso apposito modulo (fac simile in allegato 5) mediante posta elettronica e/o fax.

I dati sono archiviati:

- sul sistema informativo aziendale denominato WEB-COMB per i combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi maggiori;
- su supporti informatici di centrale (es. foglio excel) per i combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi minori.
- documentazione relativa alle forniture del combustibile e report di elaborazione ed analisi nell'Archivio Ambientale di Centrale, conservati per un periodo non inferiore a dieci anni.

### **8. SISTEMI INFORMATIVI**

La determinazione del quantitativo annuo di CO<sub>2</sub> emessa dai processi di combustione dell'impianto viene supportata da un sistema informativo (WEB-COMB) impiegato da ENEL per il proprio processo produttivo, opportunamente implementato per recepire prima e utilizzare poi nel calcolo i nuovi parametri necessari richiesti dalla direttiva stabilendo sistematicamente un collegamento univoco tra il singolo dato ed i relativi certificati di origine.

### **9. CONTROLLO DELLA QUALITA' DEI DATI**

Il monitoraggio quantitativo e qualitativo delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'impianto di Alessandria è realizzato attraverso i dati mensili analizzati nel corso delle riunioni ambientali dell'UB La Casella, che sono di norma programmate con frequenza mensile.

I dati individuati per tale monitoraggio sono:

- il quantitativo mensile delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte ed il dato progressivo dell'anno di riferimento, raffrontato anche con la quota di emissione assegnata per tale anno;
- le emissioni specifiche di CO<sub>2</sub>, intese come rapporto tra i grammi di CO<sub>2</sub> emesse e la quantità (in kWh) di energia elettrica netta prodotta; tale dato è raffrontato con il valore medio rilevato nei mesi precedenti che hanno registrato una produzione di energia elettrica significativa (> 5.000 MWh), tale da rendere il dato significativo ed eventuali scostamenti superiori a ± 3% determinano l'effettuazione da parte della Direzione di specifiche analisi e

valutazioni per individuarne le cause e le risultanze sono registrate in apposito report (fac-simile in allegato 4).

- Il consumo specifico dell'unità inteso come rapporto tra le calorie utilizzate e la quantità (in kWh) di energia elettrica netta prodotta; tale dato è raffrontato con il valore medio rilevato nei mesi precedenti che hanno registrato una produzione di energia elettrica significativa (> 5.000 MWh) tale da rendere il dato significativo ed eventuali scostamenti superiori a  $\pm 2\%$  determinano l'effettuazione da parte della Direzione di specifiche analisi e valutazioni per individuarne le cause e le risultanze sono registrate in allegato al report.

Al momento la modesta produzione di e.e. non ha ancora consentito la definizione di tali parametri di attenzione che saranno determinati appena possibile.

Il personale della linea EDE è responsabile della predisposizione del report mensile di presentazione di tali dati ed il CSE della sua verifica.

## **10. TEMPORANEA INAPPLICABILITA' DEL SISTEMA**

Se l'applicazione della metodologia di livello stabilito per le variabili considerate risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, il gestore comunica all'Autorità competente l'applicazione del livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente, per un massimo di cinque giorni lavorativi. La comunicazione di sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard è effettuata secondo le modalità definite dal Ministero dell'Ambiente in attuazione della direttiva 2003/87/CE.

Il gestore conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni sulla metodologia provvisoria.

Superati i cinque giorni lavorativi il gestore, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello standard, rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità secondo le modalità descritte, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità ad applicare i livelli standard.

I metodi alternativi da porre in atto da parte del fornitore e del gestore per la determinazione dei parametri temporaneamente indisponibili misurati dalla strumentazione che concorre alla definizione del quantitativo di gas naturale utilizzato sono definiti nel Codice di Rete Snam (Capitolo "Misura del gas", punto 3).

## **11. RESPONSABILITA'**

Il personale in servizio presso l'impianto di Alessandria è responsabile di:

- provvedere, di norma mensilmente e comunque ad ogni utilizzo e/o reintegro dei serbatoi, alla rilevazione dei livelli dei singoli serbatoi di stoccaggio del gasolio a servizio delle varie apparecchiature (diesel di lancio e di emergenza, motopompe antincendio) ed a comunicarli alla linea Elaborazione Dati di Esercizio.

Il personale della linea EDE dell'UB La Casella è responsabile di:

- archiviare nei sistemi informatici aziendali e sui supporti informatici di centrale i dati relativi ai combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi maggiori minori
- annotare su apposito registro di carico e scarico, conservato dalla linea EDE stessa, i movimenti di gasolio (approvvigionamenti/consumi) ed archiviare i documenti di accompagnamento della fornitura;
- eseguire le elaborazioni di calcolo previste dalla presente procedura;

Il personale della linea Elettroregolazione dell'UB La Casella è responsabile di:

## Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

- provvedere a far eseguire da ditta specializzata i controlli, le verifiche e le tarature del sistema di misura (che ha valore fiscale nei confronti del fornitore SNAM) del quantitativo di gas naturale fornito all'impianto; i rapporti di verifica e taratura sono conservati dalla linea Elettroregolazione, unitamente alle certificazioni della strumentazione impiegata nel corso dei controlli.

Il Responsabile della linea Esercizio e Ambiente dello staff dell'UB La Casella è responsabile di:

- verificare annualmente le classificazioni attribuite all'impianto di Alessandria (classificazione dimensionale dell'impianto, classificazione dei flussi di combustibile).

## 12. GLOSSARIO

**Autorità Competente:** Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la ricerca ambientale e lo sviluppo che si avvale dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT) e dell'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA).

**Gestore:** la persona che gestisce o controlla l'impianto od alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico dello stesso.

**Livello di approccio:** metodologia specifica per la determinazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione; più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui effettuare una scelta secondo quanto stabilito dalla normativa di riferimento.

**Verificatore:** organismo responsabile della verifica (competente, indipendente ed accreditato) incaricato di svolgere la verifica e di presentare un rapporto sulle risultanze della stessa, secondo criteri dettagliati stabiliti dallo Stato.

### Allegati:

- allegato 1: fac-simile report di calcolo per la determinazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- allegato 2: richiesta aggiornamento della certificazione SNAM;
- allegato 3: comunicazione SNAM Rete Gas del 28.09.2005.
- allegato 4: fac simile report di sorveglianza qualità dei dati;
- allegato 5: fac simile modulo trasmissione dati

### DOCUMENTI CORRELATI

- Istruzione operativa IS 1 *Classificazione dell'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>*;
- Istruzione operativa IS 2 *"Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili"*
- Istruzione operativa IS 3 *"Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>"*

## Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

### ALLEGATO 1

### Fac-simile report di calcolo per la determinazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

### Certificazione combustibili e Calcolo Emissioni CO<sub>2</sub>

DATI RILEVATI DA WEB COMB  
DATI INSERITI MANUALMENTE

Centrale: **ALESSANDRIA**  
Combustibile: **GAS NATURALE**

Tipo Flusso: **Flusso Maggiore**  
Periodo: 01-gen-05 31-dic-05

Nome Tipologia Vettore	Riferim a bollettino di analisi (per ogni lotto di combustibile)	Combustibile max dettaglio	Ingresso Uscita	Data presa in carico	Quantità Certificata in arrivo ( kg o smc )	PCI Bibliografia (UNFCCC) (KCal/kg - Sm3)	DA Energia termica (Tjoule)	FE Bibliografia (UNFCCC) (tonCO <sub>2</sub> /Tjoule)	FO Bibliografia (UNFCCC)	CO <sub>2</sub> (ton.)
					A	C	E	G	H	I
						$E = AxCx 4,186 \times 10^{-9}$			$I = ExGxH$	
METANODOTTO	gen-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	feb-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	mar-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	apr-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	mag-05	GN	INGRESSO			8.443	0,0	55,647		0,000
METANODOTTO	giu-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	lug-05	GN	INGRESSO				0,0		0,995	0,000
METANODOTTO	ago-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	set-05	GN	INGRESSO				0,0			0,000
METANODOTTO	ott-05	GN	INGRESSO	31-ott-05			0,0			0,000
METANODOTTO	nov-05	GN	INGRESSO	30-nov-05			0,0			0,000
METANODOTTO	dic-05	GN	INGRESSO	31-dic-05			0,0			0,000
<b>Totale DATI DELLA COMUNICAZIONE</b>						0,0	0,0	#DIV/0!	0,995	0,000
						$\sum_i A_i$	$\sum_i E_i$	$\frac{\sum_i E_i \times G_i}{\sum_i E_i}$		$\sum_i I_i$

### Certificazione combustibili e Calcolo Emissioni CO<sub>2</sub>

DATI RILEVATI DA WEB COMB  
DATI INSERITI MANUALMENTE

Centrale: **ALESSANDRIA**  
Combustibile: **GASOLIO**

Tipo Flusso: **Flusso minore**  
Periodo: 01-gen-05 31-dic-05

Nome Tipologia Vettore	Riferim a bollettino di analisi (per ogni lotto di combustibile)	Combustibile max dettaglio	Ingresso Uscita	Data presa in carico	Quantità Certificata in arrivo ( kg o smc )	PCI Bibliografia (UNFCCC) (KCal/kg - Sm3)	DA Energia termica (Tjoule)	FE Bibliografia (UNFCCC) (tonCO <sub>2</sub> /Tjoule)	FO Bibliografia (UNFCCC)	CO <sub>2</sub> (ton.)
					A	C	E	G	H	I
						$E = AxCx 4,186 \times 10^{-9}$			$I = ExGxH$	
PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	31-dic-04		10.187	0,0	74,44	0,99	0,000
AUTOCISTERNA	7	GS	INGRESSO		0					0,000
						10.187	0,0	74,44	0,99	0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	29-set-05		10.187	0,0	74,44	0,99	0,000
<b>Totale DATI DELLA COMUNICAZIONE</b>						0,0	0,0	74,44	0,99	0,000
						$\sum_i A_i$	$\sum_i E_i$			$\sum_i I_i$



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.  
impianto di  
Alessandria

## Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

### Allegato 2

### Richiesta a SNAM per aggiornamento delle informazioni contenute nella certificazione mensile della fornitura di gas naturale



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management  
Area di Business Fuel  
00198 Roma, viale Regina Margherita 125  
Tel. +39 0683052715 Fax +39 0683054810

Spett.le  
**Snam Rete Gas S.p.A.**  
Piazza Santa Barbara,7  
20097 San Donato Milanese  
MILANO

c.a. Ing. V. Cannizzo  
Responsabile Unità Misura  
Roma, 16 Set 2005

Rif. ENEL\_TRADE/P2005005925

Oggetto: Richiesta INFO\_Direttiva 2003/87/CE - Decisione della Commissione europea C(2004)130 del 29/01/2004 - DEC/RAS/854/05 Disposizioni di attuazione della Decisione della commissione europea.

Con riferimento a quanto in oggetto Vi comunichiamo che al fine di adeguarci a quanto disposto dalle suddette normative abbiamo la necessità di ottenere da parte Vostra un'integrazione all'attuale certificazione mensile sulla qualità del gas da Voi riconsegnato presso le nostre Centrali Termoelettriche.

In particolare il DEC/RAS 854/05 stabilisce che gli impianti di combustione che emettono un quantitativo annuo di CO<sub>2</sub> superiore a 500 kton/anno devono determinare le caratteristiche di qualità necessarie ai fini del calcolo della CO<sub>2</sub> emessa.

Poiché per tale calcolo è necessario conoscere il valore percentuale (in volume) del Carbonio totale contenuto nel gas naturale, Vi chiediamo di aggiungere la determinazione di questo valore nella certificazione di qualità del gas naturale riconsegnato presso le Centrali Termoelettriche ENEL per le quali ENEL TRADE opera come Shipper.

Enel Trade SpA - Società con unico socio  
Sede Legale 00198 Roma, viale Regina Margherita 125  
Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05918271007  
R.E.A. 936646  
Capitale Sociale: 100.885.000 Euro i.v.  
Direzione e coordinamento di Enel SpA

pag. 1/2

**Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**



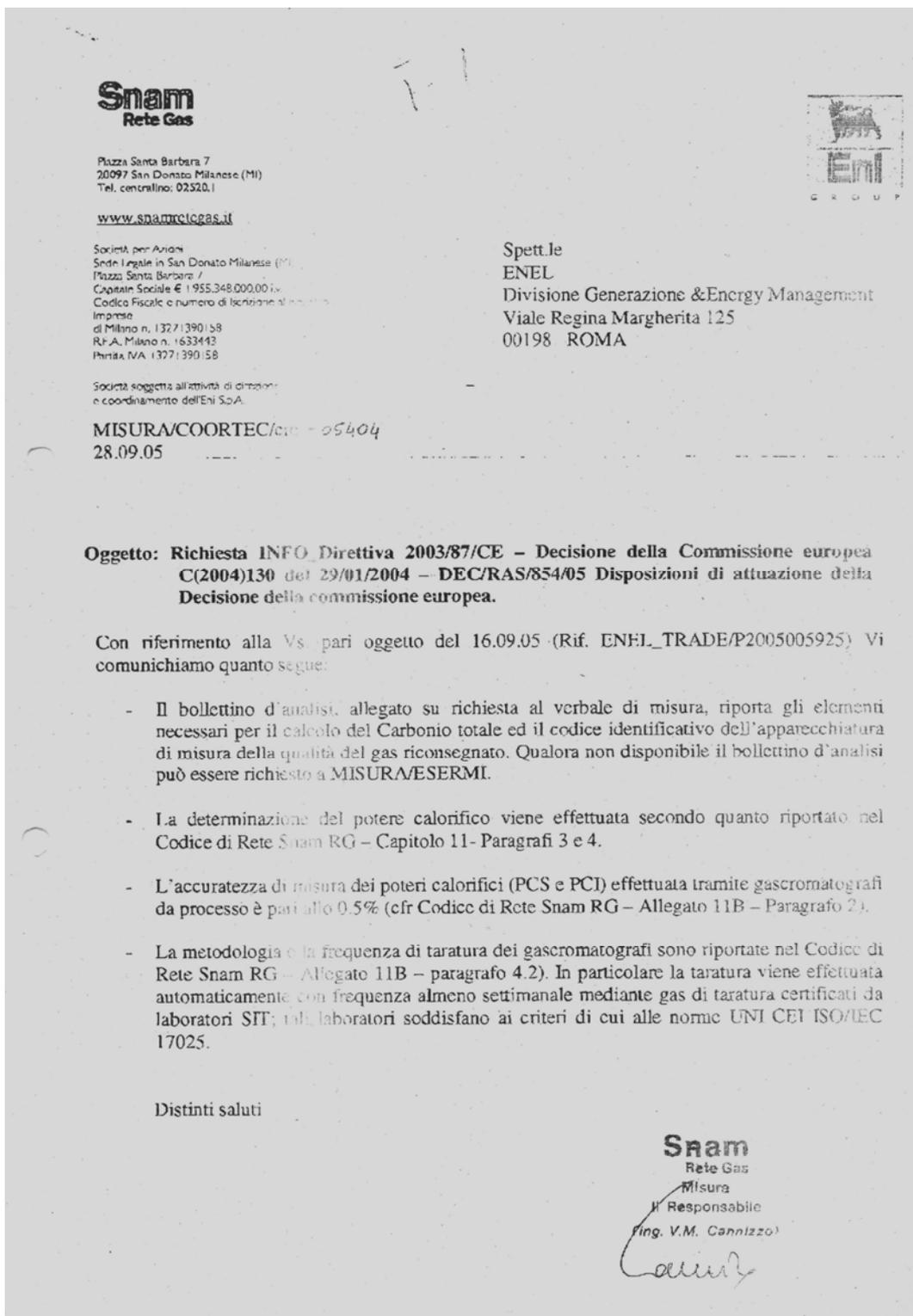
Vi chiediamo inoltre di comunicarci, per ciascuno dei Vostri apparecchi di misura della qualità del gas riconsegnato presso le Centrali suddette, il codice identificativo dello strumento, la classe di precisione o l'errore massimo dello strumento, la data di scadenza della taratura e la metodologia di taratura impiegata.

Restando in attesa di un Vostro sollecito riscontro in merito cogliamo l'occasione per inviarVi i nostri più cordiali saluti.

**Fabio Moscati**  
Responsabile Supply & Wholesale Gas  
Area di Business Fuel  
Divisione Generazione & Energy Management



**Comunicazione SNAM Rete Gas del 28.9.2005**



**Fac-simile del report di sorveglianza qualità dei dati**

 <p>L'energia che ti ascolta.</p>															
<p><b>Impianto di Alessandria</b> <b>Anno 2006 - Report sorveglianza emissioni di CO<sub>2</sub></b></p>															
<p><b>Emissioni di CO<sub>2</sub> (tonn)</b></p>															
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE	Progressivo	Quota Assegnata	
Energia netta (GWh)															
<p><b>Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> (g/kwh netti)</b></p>															
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE	Medio Progressivo	Livelli di attenzione	
Emissioni spec. CO <sub>2</sub> (g/kwh)															
Consumo specifico (kcal/kwh)														<i>inferiore: superiore:</i>	
<p>In relazione al tipo di funzionamento richiesto all'impianto non è al momento possibile definire livelli di attenzione significativi delle emissioni specifiche</p>															
										<p><i>Elaborato da:</i> linea EDE</p>		<p><i>Verificato da:</i> CSE</p>			



---

**UB La Casella**  
**Impianto turbogas di Alessandria**

**ISTRUZIONE**

**IS 1 Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> – Classificazioni d'impianto**

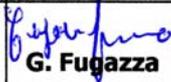
Titolo

**Classificazione dell'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Procedura di riferimento

**PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

STATO DELLE REVISIONI

Rev. N.	Data Public.	Descrizione modifica	Red.	Contr.	Appr.
1	23.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	 G. Fugazza	 A. Gardinali	 A. Gardinali
0	06.03.2006	Prima emissione	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali

Redazione a cura dell'assistente EDE, Controllo e Approvazione del Capo Sezione Esercizio.

## 1. Descrizione dell'impianto

La centrale turbogas di Alessandria è ubicata nel comune di Alessandria, località Valmadonna sulla sponda sinistra del fiume Tanaro e occupa una superficie di circa 50.000 m<sup>2</sup>.

A partire dal novembre 1994 l'Impianto è stato posto in assetto di lunga conservazione e non ha più prodotto energia elettrica; a fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, ENEL ha assunto l'impegno di rendere nuovamente immediatamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Alessandria, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevati od in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa.

La rimessa in servizio dell'impianto ha visto una manutenzione straordinaria per il ripristino della funzionalità di tutte le apparecchiature con interventi atti a garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti d'impianto; non sono state apportate modiche o nuove realizzazioni impiantistiche di rilievo.

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.

I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all'atmosfera tramite un camino.

L'energia elettrica prodotta viene elevata, mediante un trasformatore, alla tensione di 132 kV ed immessa nella rete nazionale di trasporto.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gas naturale; modesti quantitativi di gasolio sono impiegati per alimentare i sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio, azionati da motori diesel.

## Classificazioni d'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Identificazione dell'impianto	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Impianto di generazione termoelettrica di Alessandria</li> <li>▪ Sito in via Pavia, 1 Alessandria – 15100 (AL)</li> <li>▪ Autorizzazione ad emettere gas a effetto serra n° 83 rilasciata con decreto DEC/RAS/2179/2004</li> </ul>
Attività svolte	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Codice IPPC: 1.1</li> <li>▪ Denominazione: Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per i rifiuti pericolosi o urbani)</li> <li>▪ Codice EPER: 1.1</li> <li>▪ Codice NACE: 40-11</li> <li>▪ Tecnologie: Turbogas in ciclo aperto – Motore Diesel - Caldaia ausiliaria</li> <li>▪ Potenza termica installata: 638 MW termici</li> <li>▪ Flussi di combustibili GN, GS</li> </ul>
Fonti	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 3             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Turbina a gas in ciclo aperto AL1</li> <li>○ Turbina a gas in ciclo aperto AL2</li> <li>○ n°2 caldaie ausiliarie per preriscaldamento metano</li> </ul> </li> <li>Combustibile utilizzato: GN</li> <li>▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 13             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Fonti minori<sup>1</sup> : n°2 motori diesel di lancio, n°1 motori diesel di emergenza, n°2 motopompe antincendio, n°1 caldaia per riscaldamento locali.</li> </ul> </li> <li>Combustibile utilizzato:GS</li> </ul>

## 2. Dati storici

Per una corretta classificazione della categoria d'impianto, delle fonti (maggiore e minore) e della conseguente attribuzione dei livelli di approccio da utilizzare, sono stati analizzati i dati storici a partire dal 2004 (anno di ripresa della produzione) relativi al consumo di combustibile (gas naturale e gasolio) e delle corrispondenti emissioni di CO<sub>2</sub>, con evidenziazione per ciascuno del contributo % sul totale delle emissioni annue di CO<sub>2</sub> dell'intero impianto.

Il calcolo adottato, per il 2004, è quello descritto nella PO "Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>" ed utilizza i coefficienti standard UNFCC di cui all'allegato "A" al DEC/RAS/854/05; per l'anno 2005 le modalità di calcolo ed i parametri sono quelli indicati nella PO sopraccitata e specifici per detto periodo.

<sup>1</sup> Si tratta di fonti minori impiegate saltuariamente, che, insieme, contribuiscono per meno dell'5% alle emissioni annue totali dell'impianto. Il combustibile utilizzato da queste fonti non è differenziato da quello dello stesso tipo eventualmente usato nelle fonti principali ed è comunque contabilizzato con riferimento alle fonti principali stesse. Le fonti in esame non sono pertanto oggetto di monitoraggio specifico.

## Classificazioni d'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

2004	Consumo annuo	Energia termica	Emissioni CO2 prodotte	Incidenza sul totale
	Sm3 o kg	TJ	ton	%
gas naturale	186.186	6,6	364,341	96,13
gasolio	4.670	0,2	14,676	3,87
	<i>totale</i>		379,017	100,00

2005	Consumo annuo	Energia termica	Emissioni CO2 prodotte	Incidenza sul totale
	Sm3 o kg	TJ	ton	%
gas naturale	5.209.656	184,1	10.194,593	99,8
gasolio	6.513	0,3	20,468	0,2
	<i>totale</i>		10.215,061	100,0

### 3. Classificazioni

#### 3.1 Classificazione impianto

Le emissioni di CO<sub>2</sub> registrate nell'anno 2005 (anno di ripristino al funzionamento) classificano la centrale di Alessandria come:

- impianto di **categoria A** (emissioni annue < 50 kt di CO<sub>2</sub>)

#### 3.2 Classificazione flussi

In accordo a quanto previsto ai punti 17 dell'allegato al DEC/RAS/854/05 e 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione, l'emissione totale di CO<sub>2</sub> emessa dall'impianto per ogni tipo di combustibile viene contabilizzata in maniera aggregata per l'impianto considerato nel suo complesso.

Tale scelta deriva dalla necessità di fare riferimento alle caratterizzazioni certificate in quantità e qualità dei combustibili impiegati dall'impianto. Tali caratterizzazioni vengono effettuate sui lotti.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute ai singoli combustibili utilizzati dall'impianto di Alessandria nel 2005 (primo anno di ripristino al funzionamento) portano a definire:

- Flusso maggiore: gas naturale
- Flusso minore con approccio "*de minimis*": gasolio

La classificazione di flusso minore "*de minimis*" per il gasolio è in accordo con quanto previsto dal paragrafo 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione e del punto 8 del DEC/RAS/854/05, in quanto rappresenta meno dell'1% delle emissioni complessive dell'intero impianto e non superano le 500 t/anno.

### 3.3 Attribuzione dei livelli di approccio

In base alla classificazione attribuita all'impianto ed alla definizione dei flussi maggiori e minore "*de minimis*" sono attribuiti all'impianto i livelli di approccio di tutte le grandezze ed i parametri che concorrono al calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> a decorrere dall'entrata in vigore DEC/RAS/854/05.

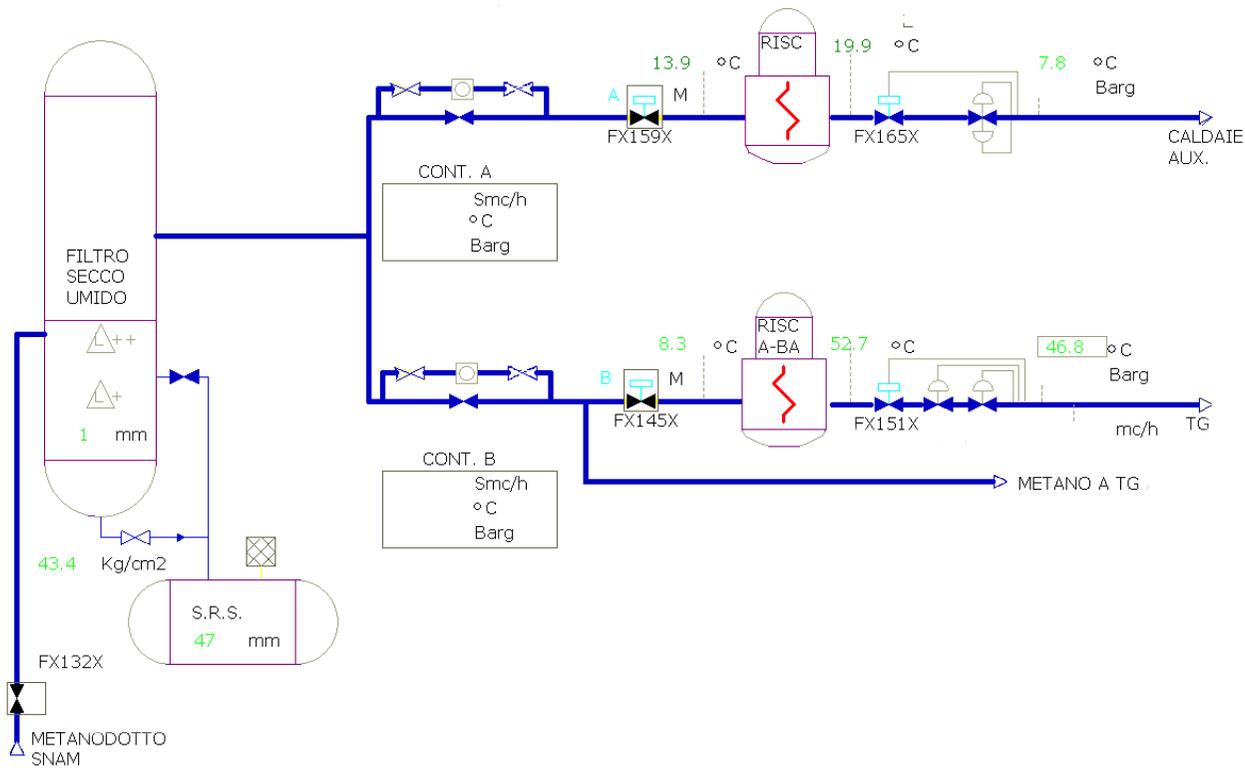
- Flusso maggiore: gas naturale
  - ❑ determinazione del combustibile consumato: livello 2a;
  - ❑ potere calorifico inferiore: livello 2;
  - ❑ fattore di emissione: livello 2a.
  
- Flusso minore "*de minimis*": gasolio  
La determinazione del combustibile consumato avviene attraverso modalità di stima e calcolo illustrate nella procedura IS 3 "*Modalità di calcolo*".  
Per il potere calorifico inferiore ed il fattore di emissione vengono applicati i coefficienti utilizzati per l'inventario nazionale UNFCC, riportati in allegato A del DEC/RAS/845/05.

### 3.4 Verifica delle classificazioni

Sulla base dei dati annuali elaborati secondo le modalità previste dalla *PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>*, il Responsabile della linea Esercizio Ambiente è responsabile di verificare annualmente le classificazioni iniziali attribuite all'impianto di Alessandria (classificazione dimensionale dell'impianto, classificazione dei flussi di combustibile, livelli di approccio) e se il caso disporre le revisioni delle procedure applicabili in caso di variazioni delle classificazioni stesse.

Allegato 1: SCHEMA STAZIONE DI DECOMPRESSIONE METANO

**ALESSANDRIA**  
DECOMPRESSIONE GAS METANO



**UB La Casella**  
**Impianto turbogas di Alessandria**

**ISTRUZIONE**

**IS 2 Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> – Incertezze consumo combustibili**

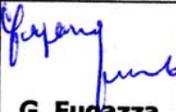
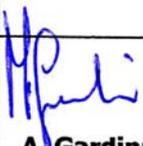
Titolo

**Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili**

Procedura di riferimento

**PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

STATO DELLE REVISIONI

Rev. N.	Data Public.	Descrizione modifica	Red.	Contr.	Appr.
2	10.11.2006	Sostituzione organo di misura portata metano delle caldaie riscaldamento gas	 <b>G. Fugazza</b>	 <b>A. Gardinali</b>	 <b>A. Gardinali</b>
1	23.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali
0	06.03.2006	Prima emissione	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali

Redazione a cura dell'assistente EDE, Controllo e Approvazione del Capo Sezione Esercizio.

In base alla classificazione dell'impianto di Alessandria ed alla definizione dei flussi di combustibile (maggiore, minore e minore "*de minimis*"), effettuate come riportato nella *IS 1 "Classificazioni dell'impianto"*, la Decisione della Commissione CE del 29.1.2004 attribuisce specifici livelli di incertezza massima ammissibile dei dispositivi per la misura del consumo dei combustibili utilizzati e precisamente:

- Flusso maggiore: gas naturale
  - determinazione del combustibile consumato: livello di approccio 2a, a cui corrisponde un'incertezza massima ammissibile dei dispositivi di misura inferiore a  $\pm 5\%$ ;
- Flusso minore "*de minimis*": gasolio
  - determinazione del combustibile consumato: livello di approccio 2b, a cui corrisponde un'incertezza massima ammissibile dei dispositivi di misura inferiore a  $\pm 4,5\%$ .

## Gas naturale

Il sistema di misura della portata del gas naturale, posto sulla tubazione di arrivo del gas in centrale,

Il sistema di misura della portata (venturimetrico), derivato in apposito locale, relativo alla misura del gas naturale ai turbogas, si compone di due linee di misura ciascuna costituita da:

- N. 1 trasmettitore tarato per la misura di alta portata con dp fondo scala 500 mbar
- N. 1 trasmettitore tarato per la misura di bassa portata con dp fondo scala 100 mbar
- N. 1 trasmettitore di pressione (campo scala 0/80 bar)

Il sistema di misura della portata (volumetrico) relativo alla misura del gas naturale alle caldaie ausiliarie è costituita da:

- N.1 contatore volumetrico
- N.1 sensore di pressione (campo scala 0-4 bar)
- N.1 sensore di temperatura (campo scala -10/+40 °C)

I parametri rilevati fanno capo ad un elaboratore locale, dotato di stampante integrata e di registratore a traccia.

Il sistema di misura ha valore fiscale nei confronti del fornitore SNAM del gas naturale, che acquisisce i dati in tempo reale; il sistema è sigillato con apposizione di piombi.

In allegato 1 è riportata la valutazione (eseguita dall'Assistenza Specialistica – Unità Macchinario Meccanico dell'Area di Business Termoelettrica di ENEL) per la determinazione dell'incertezza dei dispositivi di misura del gas naturale, eseguita con riferimento alla norma UNI EN ISO 5167-1:1997; l'incertezza totale rilevata di 0,96 % (per la misura del gas naturale ai gruppi turbogas) e 1,28% (per la misura del gas alle caldaie riscaldamento metano), risultano ampiamente al di sotto del valore massimo ammissibile dell'5%.

La normativa UNI utilizzata e la documentazione specifica della strumentazione costituente la catena di misura del gas naturale, con l'evidenziazione dei dati utilizzati per la determinazione dell'incertezza così come indicato in calce all'allegato 1, sono raccolte nel "*Registro di tracciabilità dell'incertezza di misura*" conservato nell'Archivio Ambientale di Centrale.

## Manutenzione e taratura strumentazione

Il piano di manutenzione è realizzato con l'emissione di un apposito Ordine di Manutenzione (O.d.M.) annuale sul sistema informativo SAP; l'esecuzione dei lavori viene eseguita da una ditta specializzata. La consuntivazione delle attività avviene attraverso il sistema informativo SAP, che automaticamente genera un nuovo OdM per l'anno successivo.

La ditta specializzata, di cui sopra, esegue i controlli, le verifiche, le calibrazioni e le tarature della strumentazione; tutte le operazioni sono effettuate alla presenza di un rappresentante del fornitore SNAM.

I rapporti di verifica e taratura sono conservati dal Responsabile della manutenzione.

## Gasolio

La quantità di combustibile consumata nel periodo di riferimento è determinata come descritto al punto 6.1.1 della *PO SGA 4.5.4 "Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>"* adottando l'approccio del bilancio di massa:

$$C = Ap + (S_i - S_f)$$

dove:

**C** = Consumi nel periodo di riferimento (kg)

**Ap** = Acquisti nel periodo di riferimento (kg)

**S<sub>f</sub>** = Scorte di fine periodo (Kg)

**S<sub>i</sub>** = Scorte inizio periodo (kg)

La rilevazione fisica della giacenza riguarda il serbatoio di stoccaggio del gasolio della capacità di 15 m<sup>3</sup>.

In allegato 2 è riportata la valutazione eseguita per la determinazione dell'incertezza relativa alla determinazione del consumo di gasolio, che tiene conto sia dell'incertezza dovuta alla determinazione delle giacenze che quella collegata agli acquisti effettuati nel periodo di riferimento; l'incertezza totale rilevata sul consumo di gasolio del 2005, anno più rappresentativo delle modalità di esercizio attuali e di quelle prevedibili per il futuro, risulta inferiore al valore massimo del 4,5%.

**Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili**

**Allegato 1**

<b>Impianto</b>	<b>C.le TG Alessandria</b>	
Impianto utilizzatore	TURBOGAS	CALDAIE RISC. GAS
Tipo di misura portata gas	Venturimetrica	Volumetrica
<b>Organo di misura</b>	Orificio con prese di pressione agli angoli $\beta=0.6318$ Tratto rettilineo a monte :50 D Tratto rettilineo a valle:10 D	contatore RMG G160 matr. 32963 con Elaboratore INSTROMET 782-10V0 matr. 91386.92
<b>Misura di temperatura</b>	Termoresistenza PT100 (accuracy 0.15 °C) linea 1 CORTEM; linea 2 CORTEM	Termoresistenza PT100 (accuracy 0.15 °C) ELSI matr. 9220554
<b>Misuratore di pressione relativa</b>	Trasmittitore elettronico di pressione relativa (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CG5 matr. 56073, linea 2 Rosemount 3051CG5 matr. 46439	Trasmittitore elettronico di pressione relativa (accuracy 0.1%) Rosemount 3051CG5 matr. 95027
<b>Misuratore di pressione differenziale alto campo</b>	Trasmittitore elettronico di pressione differenziale (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CD matr. 60738, linea 2 Rosemount 3051CD matr. 60736	Non prevista
<b>Misuratore di pressione differenziale basso campo</b>	Trasmittitore elettronico di pressione differenziale (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CD matr. 60737, linea 2 Rosemount 3051CD matr. 60739	Non prevista

**Allegato 1**

Calcolo incertezza della misura portata gas ai **turbogas** (Punto 11.2 Norme UNI EN ISO 5167-1:1997 )

Fattori	Incertezze strumentali (%)	Coefficiente di sensibilità	Incertezze (%)	Quadrato delle incertezze %
Coefficiente di scarico (1)	0,55	1	0,55	0,30
Coefficiente di comprimibilità (2)	0,04	1	0,04	0,00
Diametro tubazione (D) (3)	0,15	1	0,15	0,02
Diametro orificio (d) (4)	0,17	1	0,17	0,03
Pressione differenziale (5)	0,1	0,5	0,05	0,00
Temperatura gas (calcolo KTve) (5)	0,6	0,5	0,30	0,09
Pressione gas (calcolo KTve) (5)	0,1	0,5	0,05	0,00
Analisi gas (calcolo KTve) (5)	0,5	0,5	0,25	0,06
Densità gas (5)	0,5	0,5	0,25	0,06
Somma dei quadrati delle incertezze (%)				0,58
Incertezza della misura di portata (%)				0,76
Incertezza supplementare per disuniformità diametro a monte elemento di misura (D) (%) (6)				0,20
Incertezza supplementare per mancanza sufficienti diametri rettilinei a monte e a valle elemento di misura (%) (7)				0,00
<b>Incertezza totale (%)</b>				<b>0,96</b>

- (1) Punto 8.3.3.1 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997/A1  
 (2) Punto 8.3.3.2 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997/A1  
 (3) Punto 11.2.2.3 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997  
 (4) Punto 11.2.2.3 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997  
 (5) Incertezze strumenti di misura da specifica .  
 (6) Punto 7.5.1.4 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997  
 (7) Punto 7.2.4 e prospetto 1 Norma UNI EN ISO 5167-1:1997

**Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili**

Calcolo incertezza della misura portata gas alle **caldaie riscaldamento gas**

Fattori	Incertezze strumentali (%)	Coefficiente di sensibilità	Incertezze (%)	Quadrato delle incertezze %
Misuratore volumetrico (5)	1	1	1,00	1,00
Elaboratore misura volumetrica (5)	0,1	1	0,10	0,01
Temperatura gas (calcolo KTvo) (5)	0,6	1	0,60	0,36
Pressione gas (calcolo KTvo) (5)	0,1	1	0,10	0,01
Analisi gas (calcolo KTvo) (5)	0,5	1	0,50	0,25
Somma dei quadrati delle incertezze (%)				1,63
Incertezza della misura di portata (%)				1,28
Incertezza totale (%)				<b>1,28</b>

**Allegato 2**

<b>Valutazione incertezza massima per la determinazione del gasolio utilizzato</b>					
<b><u>Determinazione delle giacenze</u></b>					
E' stato considerato che l'errore awenga sia nella lettura iniziale che nella lettura finale all'intorno del 50% dell'altezza del serbatoio (cilindrico orizzontale, dove esiste il maggior rapporto altezza/volume); l'errore è uguale alla tacca minore di suddivisione del sistema di misura livello (1 cm)					
<b>Serbatoio riscaldamento da 15 mc</b>					
m		=	litri		
1,05	m	=	8.001		
1,04	m	=	7.902	99	
1,03	m	=	7.803	99	
1,02	m	=	7.704	99	
1,01	m	=	7.604	99	
1,00	m	=	7.505	99	
0,99	m	=	7.406	99	
0,98	m	=	7.307	99	
0,97	m	=	7.207	99	
0,96	m	=	7.108	99	
0,95	m	=	7.009	99	
1,95	m	=	14.955	litri	
Massimo errore		=	7.505 -	7.406 =	<b>99 litri</b>
					<i>0,66% sul volume massimo</i>
<b>Sommando il massimo errore sul serbatoio di stoccaggio per le due misure di giacenza (iniziale e di fine periodo) si ricava:</b>					<b>199 litri</b>

**Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili**

<b><u>Determinazione del quantitativo in arrivo</u></b>	
<p>Il gasolio viene fornito all'impianto tramite autobotti; ciascuna fornitura è accompagnata dalla bolla di consegna del fornitore sulla quale sono indicate caratteristiche e quantità del gasolio in arrivo. L'errore collegato sulla quantità consegnata determinata dal fornitore è stata cautelativamente assunta dello 0,5% (a fronte delle dichiarazioni di fornitori che hanno segnalato un'incertezza nella misurazione inferiore a 0,2-0,3%)</p>	
<b><u>Incertezza massima complessiva nella determinazione quantitativo di gasolio</u></b>	
<p>Per la determinazione dell'incertezza massima sulla misura del gasolio si è fatto riferimento al 2005, i cui consumi sono quelli più rispondenti alle condizioni di funzionamento attuali ed a quelle al momento prevedibili per il futuro.</p>	
<b>Anno 2005</b>	
Consumo annuo gasolio (in peso)	<b>6.513 Kg</b>
Peso specifico gasolio	0,839 Kg/litro
Consumo annuo gasolio (in volume)	<b>7.758 litri</b>
Fornitura gasolio anno 2005	<b>23.480 Kg</b>
% di errore sulla misura della fornitura	<b>0,5 %</b>
Errore sulla fornitura (in peso)	<b>117 Kg</b>
Peso specifico gasolio	0,839 Kg/litro
Errore sulla fornitura (in volume)	<b>140 litri</b>
Somma errore su giacenza e fornitura (in volume)	<b>338 litri</b>
<b><i>Incertezza massima su misura gasolio</i></b>	<b>4,36 %</b>

**Allegato 3**

**ELENCO STRUMENTAZIONE INSTALLATA**

<b>Impianto</b>	<b>C.le TG Alessandria</b>	
Impianto utilizzatore	TURBOGAS	CALDAIE RISC. GAS
Tipo di misura portata gas	Venturimetrica	Volumetrica
<b>Organo di misura</b>	Orificio con prese di pressione agli angoli $\beta=0.6318$ Tratto rettilineo a monte :50 D Tratto rettilineo a valle:10 D	contatore RMG G160 matr. 32963 con Elaboratore INSTROMET 782-10V0 matr. 91386.92
<b>Misura di temperatura</b>	Termoresistenza PT100 (accuracy 0.15 °C) linea 1 CORTEM; linea 2 CORTEM	Termoresistenza PT100 (accuracy 0.15 °C) ELSI matr. 9220554
<b>Misuratore di pressione relativa</b>	Trasmettitore elettronico di pressione relativa (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CG5 matr. 56073, linea 2 Rosemount 3051CG5 matr. 46439	Trasmettitore elettronico di pressione relativa (accuracy 0.1%) Rosemount 3051CG5 matr. 95027
<b>Misuratore di pressione differenziale alto campo</b>	Trasmettitore elettronico di pressione differenziale (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CD matr. 60738, linea 2 Rosemount 3051CD matr. 60736	Non prevista
<b>Misuratore di pressione differenziale basso campo</b>	Trasmettitore elettronico di pressione differenziale (accuracy 0.1%) linea: 1 Rosemount 3051CD matr. 60737, linea 2 Rosemount 3051CD matr. 60739	Non prevista
<b>STRUMENTAZIONE DI RISERVA</b>	TRIPLEX ditta Fimi Gas - modello: 10148 - serie N° 80770 - P1-P2: 500 mBAR - temp. -10 + 40 °C - pressione 100 BAR	MANOTERMOGRAFO ditta Fimi Gas - modello: 10047 - serie N° 80772 - temp. -10 + 40 °C - pressione 4 BAR



---

**UB La Casella**  
**Impianto turbogas di Alessandria**

**ISTRUZIONE**

**IS 3 Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> – Modalità di calcolo**

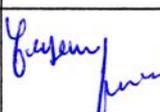
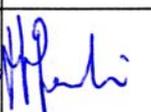
Titolo

**Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Procedura di riferimento

**PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

STATO DELLE REVISIONI

Rev. N.	Data Public.	Descrizione modifica	Red.	Contr.	Appr.
0	06.03.2006	Prima emissione	 G. Fugazza	 A. Gardinali	 A. Gardinali

Redazione a cura dell'assistente EDE, Controllo e Approvazione del Capo Sezione Esercizio.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono calcolate, in base a quanto riportato nella *PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>*, con l'ausilio di fogli di calcolo elettronici, il cui formato è riportato in allegato 1, a cui si fa riferimento per l'illustrazione dei singoli passaggi che portano alla determinazione delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub>.

## Calcolo emissioni di CO<sub>2</sub> da gas naturale

### 1) Periodo 1.1 – 28.9.2005

In **colonna A** è inserito il consumo mensile di gas naturale (flusso maggiore) espresso in Sm<sup>3</sup>, acquisito mensilmente attraverso il verbale di misura trasmesso dal fornitore SNAM.

In **colonna C** è riportato il PCI (Potere Calorifico Inferiore), espresso in kcal/Sm<sup>3</sup>, previsto da UNFCC valido per l'anno 2005, di cui all'allegato A al DEC/RAS/854/05 e pari a 8.443 kcal/Sm<sup>3</sup>.

La **colonna E** calcola il Dato Attività-Energia termica secondo la seguente formula:

$$DA = \alpha * C * PCI \quad (\text{TJoule}) \quad (1)$$

dove per ogni singolo lotto:

**C** = Quantità di combustibile certificata in arrivo (espressa in Sm<sup>3</sup>) *(col. A)*

**PCI** = Potere Calorifico Inferiore (espresso in kcal/Sm<sup>3</sup>) *(col. C)*

$\alpha$  = fattore di conversione da kcalorie a TJoule, pari a 4,1868 10<sup>-9</sup>

In **colonna G** è riportato il FE (Fattore di Emissione), espresso in tCO<sub>2</sub>/TJoule, previsto da UNFCC valido per l'anno 2005, di cui all'allegato A al DEC/RAS/854/05 e pari a 55,647 tCO<sub>2</sub>/TJoule.

In **colonna H** è riportato il FO (Fattore di ossidazione) previsto dalle Linee Guida della Commissione Europea per tutti i combustibili solidi e gassosi pari a 0,995.

La **colonna I** calcola le emissioni di CO<sub>2</sub> di ogni singolo lotto attraverso la formula:

$$CO_2 = DA * FE * FO \quad (\text{tonn}) \quad (2)$$

dove:

**DA** = Dato Attività-Energia termica, calcolato da formula 1 (in Sm<sup>3</sup>) *(col. E)*

**FE** = Fattore di Emissione (espresso tCO<sub>2</sub>/TJoule) *(col. G)*

**FO** = Fattore di ossidazione *(col. H)*

### 2) Periodo a decorrere dal 29.9.2005

La classificazione dell'impianto ed i livelli di approccio attribuiti ai flussi del gasolio non comportano modalità di calcolo differenti a quelle soprariportate, anche per il periodo successivo al 28.9.2005.

### 3) Emissioni complessive del periodo di riferimento

In calce alla tabella alla riga totali sono elaborate:

- la sommatoria delle quantità di gas naturale in arrivo (colonna A);
- la sommatoria del Dato Attività -Energia termica (colonna E);

- la media ponderale del Fattore di Emissione (colonne F e G) attraverso il FE di ciascun lotto di fornitura ed il rispettivo PCI;
- la sommatoria delle emissioni di CO<sub>2</sub> mensili.

## Calcolo emissioni di CO<sub>2</sub> da gasolio

### 1) Periodo 1.1 – 28.9.2005

In **colonna A** sono riportate le quantità di gasolio certificate in arrivo all'impianto e in prima ed ultima riga, colorata in verde ed identificata con l'intestazione **PARCO**, le quantità rilevate in giacenza ad inizio e fine periodo di rilevazione.

In **colonna C** è riportato il PCI (Potere Calorifico Inferiore), espresso in kCal/kg, previsto da UNFCC valido per l'anno 2005, di cui all'allegato A al DEC/RAS/854/05 e pari a 10.187 kCal/kg.

La **colonna E** calcola il Dato Attività - Energia termica secondo la seguente formula, applicata per ogni singolo lotto in ingresso e per le giacenze di inizio e fine periodo di riferimento:

$$DA = \alpha * C * PCI \quad (\text{TJoule}) \quad (6)$$

dove:

**C** = Quantità di combustibile certificata in arrivo o in giacenza (kg) *(col. A)*

**PCI** = Potere Calorifico Inferiore (espresso in kcal/kg) *(col. C)*

$\alpha$  = fattore di conversione da kcalorie a TJoule, pari a  $4,1868 \cdot 10^{-9}$

In **colonna G** è riportato il FE (Fattore di Emissione), espresso in tCO<sub>2</sub>/TJoule, previsto da UNFCC valido per l'anno 2005, di cui all'allegato A al DEC/RAS/854/05 e pari a 74,44 tCO<sub>2</sub>/TJoule.

In **colonna H** è riportato il FO (Fattore di ossidazione) previsto dalle Linee Guida della Commissione Europea per tutti i combustibili liquidi e pari a 0,99.

La **colonna I** calcola le emissioni di CO<sub>2</sub> di ogni singolo lotto attraverso la formula:

$$CO_2 = DA * FE * FO \quad (\text{tonn}) \quad (7)$$

dove:

**DA** = Dato Attività-Energia termica, calcolato da formula 1 (in Sm<sup>3</sup>) *(col. E)*

**FE** = Fattore di Emissione (espresso tCO<sub>2</sub>/TJoule) *(col. G)*

**FO** = Fattore di ossidazione *(col. H)*

### 2) Periodo a decorrere dal 29.9.2005

La classificazione dell'impianto ed i livelli di approccio attribuiti ai flussi del gasolio non comportano modalità di calcolo differenti a quelle soprariportate, anche per il periodo successivo al 28.9.2005.

### 3) Emissioni complessive del periodo di riferimento

In calce alla tabella alla riga totali sono elaborate:

- la sommatoria delle quantità di gasolio utilizzato (arrivi + giacenza iniziale – giacenza finale) (colonna A);
- la sommatoria del Dato Attività -Energia termica (colonna E);

**Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

- la sommatoria delle emissioni di CO<sub>2</sub> (arrivi + giacenza iniziale – giacenza finale) (colonna I).

### **Riepilogo delle emissioni di CO<sub>2</sub> da combustibile**

Il foglio di calcolo riprende automaticamente dalle tabelle relative al gas naturale ed al gasolio, i dati relativi alla quantità consumata all'energia termica, al fattore di emissione ed alla CO<sub>2</sub> emessa e di quest'ultima esegue la sommatoria, presentando il dato finale delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dall'impianto nel periodo di riferimento (in tonnellate).

Allegati:

- Allegato 1: a) Facsimile foglio di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> da gas naturale;  
b) Facsimile foglio di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> da gasolio;  
c) Facsimile foglio di riepilogo.



Impianto di  
Alessandria

**Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Allegato 1/b

**Certificazione combustibili e Calcolo Emissioni CO<sub>2</sub>**

**DATI RILEVATI DA WEB COMB**  
**DATI INSERITI MANUALMENTE**

Centrale: \_\_\_\_\_ Tipo Flusso: **Flusso minore**  
 Combustibile: **GASOLIO** Periodo: 01-gen-05 31-dic-05

Nome Tipologia Vettore	Riferim a bollettino (per ogni lotto di combustibile)	Combustibile max dettaglio	Ingresso Uscita	Data presa in carico	Quantità Certificata in arrivo ( kg o smc )	PCI Bibliografia (UNFCCC) (KCal/kg - Sm3)	DA Energia termica (Tjoule)	FE Bibliografia (UNFCCC) (tonCO <sub>2</sub> /Tjoule)	FO Bibliografia (UNFCCC)	CO <sub>2</sub> (ton.)
					A	C	E	G	H	I

$E = Ax Cx 4,186 \times 10^{-9}$

$I = Ex Gx H$

PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	31-dic-04	10,187	0,0	74,44	0,99
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
AUTOCISTERNA						0,0		
PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	31-dic-05	10,187	0,0	74,44	0,99

**Totale**

**DATI DELLA COMUNICAZIONE**

0,0

0,0

74,44

0,99

0,000

$\sum_i A_i$

$\sum_i E_i$

$\sum_i I_i$

Impianto di  
Alessandria

**Modalità di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Allegato 1/c



**Divisione Generazione ed Energy Management**  
**Produzione Termoelettrica**  
**Pianificazione e Controllo Performance**

Centrale:  
Attività N° **1**      **01-gen-05**      **31-dic-05**

Tipo di attività di cui all'allegato I **Impianto di combustione con potenza calorica >20 MW**  
Descrizione dell'attività **Ciclo combinato turbina a gas - motore diesel - caldaia per vapore ausiliario**

**EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

Tipo	Tipo Combustibile	Quantità (kg o m3)	Energia termica (Tjoule)	Fattore di Emissione (tCO <sub>2</sub> /Tjoule)	Fattore di Ossidazione	CO <sub>2</sub> Emessa (tonn.)
Combustibili fossili	GAS	0	0,0	0,000	0,000	0,000
	Livello Applicato	4a	3	3	1	0,000
	GASOLIO	0	0,0			0,000
	Livello Applicato	3b	2	2a	1	0,000

Totale CO <sub>2</sub> Emessa (tonn.)	0,000
---------------------------------------	-------



**Non conformità, azioni correttive**

**UB La Casella**  
**Impianto turbogas di Alessandria**

**ISTRUZIONE**

**IS 4 Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> – Non Conformità**

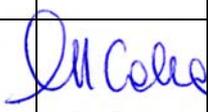
Titolo

**Non conformità, azioni correttive**

Procedura di riferimento

**PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

STATO DELLE REVISIONI

0	23.03.06	Prima emissione	 M. Calza	 G. Bellero	 G. Bellero
<b>Rev. N.</b>	<b>Data Public.</b>	<b>Descrizione modifica</b>	<b>Red.</b>	<b>Contr.</b>	<b>Appr.</b>

Redazione a cura del Coordinatore SGA, controllo ed approvazione del Rappresentante della Direzione

## Non conformità, azioni correttive

### OGGETTO

La presente procedura descrive le modalità e le responsabilità per:

- identificare e gestire le **non conformità** afferenti al monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- avviare le relative azioni correttive;
- verificare l'efficacia delle azioni eseguite.

### 1. RIFERIMENTI

PO Monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>

### 2. SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE

La procedura costituisce lo strumento previsto dalla Norma ISO 14001 per analizzare le situazioni non conformi, per decidere le azioni correttive volte ad attenuarne l'impatto e verificarne successivamente l'efficacia. In particolare le azioni correttive sono finalizzate alla rimozione delle condizioni riconosciute non conformi.

La procedura si applica sia alle segnalazioni effettuate durante le normali attività di esercizio e di sorveglianza, sia alle risultanze degli audit. Le situazioni di **non conformità** trattate da questa procedura riguardano pertanto:

- le difformità del Sistema di Monitoraggio della CO<sub>2</sub> rispetto ai requisiti della procedure operative e delle relative istruzioni operative attualmente in vigore ;
- le situazioni impiantistiche e le prassi che possono provocare impatti sul corretto monitoraggio della CO<sub>2</sub>.

Esempi tipici di **non conformità** sono:

- responsabilità o risorse non chiaramente definite;
- non corretta applicazione di una procedura/istruzione operativa;
- istruzioni non sufficientemente dettagliate che portano ad errori ricorrenti ;
- non corretta gestione delle tarature e manutenzione delle apparecchiature di sorveglianza;
- mancata esecuzione di attività pianificate per la manutenzione e controllo delle apparecchiature e dei macchinari che possono incidere in maniera rilevante sull'ambiente;
- carenza di addestramento specialistico destinato al personale;
- mancanza delle registrazioni previste.

### 3. ATTIVITÀ E RESPONSABILITÀ

#### **3.1. Identificazione e gestione delle non conformità**

**3.1.1.** Chiunque rilevi una situazione di difformità, rispetto ai requisiti stabiliti o alle attività pianificate oppure situazioni impiantistiche e prassi operative che possono provocare impatti ambientali non previsti, è tenuto a darne segnalazione. Il Capo Impianto, il Rappresentante della Direzione, i Capi Sezione ed i Coordinatori di Linea nonché il personale operativo, che può eventualmente avvalersi della collaborazione delle predette funzioni oppure riferire verbalmente al Capo Sezione competente, effettuano le segnalazioni compilando l'apposita sezione del *Modello NCAC* (allegato 1).

Tutto il  
Personale

**3.1.2.** Il modello una volta compilato viene fatto pervenire al Capo Sezione competente. Se la segnalazione è connessa ad un impatto ambientale in corso, il Capo Sezione agisce tempestivamente per ridurre l'impatto stesso adottando, anche in via provvisoria, tutte le misure di sua competenza. In ogni caso il Capo Sezione completa la seconda parte del modulo esprimendo le proprie valutazioni

CS

## Non conformità, azioni correttive

e riepilogando le azioni già eseguite o ancora da eseguire e le relative scadenze, ed invia quindi tale modulo al Rappresentante della Direzione. Il Capo Sezione assicura una risposta anche verbale alla persona che ha effettuato la segnalazione.

**3.1.3.** Il Rappresentante della Direzione, eventualmente consultandosi con la Direzione e con i Capi Sezione, valuta l'efficacia delle azioni già svolte o previste. Se queste gli sembrano risolutive, chiude la pratica di Non conformità oppure ne definisce le opportune verifiche dello stato di avanzamento compilando la terza parte del modulo. Viceversa se ritiene le azioni svolte o previste non efficaci o parziali, le rielabora compilando la pertinente sezione del modulo e trasmette poi il modulo alle funzioni interessate per l'attuazione a seguito dell'approvazione del Direttore della UB laddove richiesta.

RD

**3.1.4.** A fronte di Non Conformità rilevate dall'Ente di certificazione oppure in sede di audit interno, il Rappresentante della Direzione emana la richiesta di azione correttiva utilizzando il predetto *Modello NCAC*. Se la segnalazione è connessa ad un impatto ambientale in corso, il Rappresentante della Direzione concorda con il Capo Sezione competente le misure immediate, anche provvisorie, atte a ridurre l'impatto.

RD

A fronte di eventuali non conformità di legge segnalate dalle Autorità di controllo il Rappresentante della Direzione, oltre a definire le necessarie azioni correttive, è tenuto a segnalare la situazione all'Ente di Certificazione.

**3.1.5.** Il Rappresentante della Direzione deve pure valutare l'opportunità di avviare azioni correttive o preventive considerando attentamente:

RD

- le raccomandazioni e i suggerimenti contenuti nei rapporti di audit;
- le risultanze delle attività di sorveglianza;
- l'esame della risposta a seguito di incidenti ed emergenze;
- le comunicazioni riguardanti gli impatti ambientali.

Nel caso in cui ritenga necessario avviare una qualche azione compilerà il predetto *Modello NCAC*.

### **3.2. Avvio delle azioni correttive**

**3.2.1.** Il *modello NCAC* compilato nella parte relativa alle azioni correttive trasmesso dal Rappresentante della Direzione è esecutivo, pertanto le azioni in esso previste devono essere preventivamente concordate con le funzioni interessate e, quando necessario, approvate dalla Direzione. Il modulo può essere trasmesso via e-mail senza firme autografe. La copia contenente le firme in originale viene conservata come registrazione ufficiale a cura del Rappresentante della Direzione.

RD

### **3.3. Verifica e riesame delle azioni attuate**

**3.3.1.** L'azione correttiva si può concludere con l'aggiornamento delle procedure e di tutta la documentazione di sistema che deve riflettere le modifiche da essa prodotte.

RD  
CS

**3.3.2.** Il Rappresentante della Direzione ha il compito di seguire lo sviluppo delle azioni previste fino al loro compimento e di valutarne infine l'efficacia. A tale scopo il

RD

## Non conformità, azioni correttive

"modulo *SGA543/1*", prevede successive verifiche dello stato di avanzamento e una verifica finale relativa al completamento dell'azione. Le ulteriori responsabilità in merito a tali azioni di verifica devono essere preventivamente stabilite e comunicate.

**3.3.3.** Dopo aver accertato che le azioni in questione, compreso l'aggiornamento della documentazione, si siano concluse efficacemente, il Rappresentante della Direzione firma il modulo "modulo *NCAC*", annotando la data di completamento. Della positiva conclusione sono informati, anche verbalmente, il Direttore UB e le altre funzioni interessate nonché, se del caso, chi ha inizialmente attivato la segnalazione.

RD

**3.3.4.** Per comunicare all'Ente di Certificazione le azioni correttive predisposte a fronte delle richieste avanzate dagli ispettori (RAC) in sede di audit o di convalida della Dichiarazione Ambientale, ci si dovrà attenere alle procedure indicate dall'Ente medesimo.

RD

**3.3.5.** I modelli di Non Conformità sono raccolti e conservati in un apposito registro delle Non Conformità.

Resp.  
Document.

