

CET

PE-15-M002

## **ISTRUZIONE OPERATIVA PER IL MONITORAGGIO DEI GAS AD EFFETTO SERRA**

### **1. OGGETTO**

Il presente piano di monitoraggio descrive le attività di sorveglianza e la metodologia di calcolo della quantità di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) prodotta dalle “fonti principali”, dalle “fonti minori” e “de minimis” della centrale termoelettrica.

### **2. RIFERIMENTI NORMATIVI TEMPORALI**

Le normative vigenti per il monitoraggio dei gas ad effetto serra prevedono:

- inoltro della domanda di assegnazione delle quote entro il 05 dicembre 2004;
- comunicazione dei dati storici emissivi entro il 30 dicembre 2004;
- assegnazione delle quote per singolo impianto entro il 24 febbraio 2004;
- emissione del Piano di monitoraggio, a cura del gestore, entro settembre 2005;
- verifica e validazione delle emissioni da parte di ente accreditato entro il 31 marzo di ogni anno per l'anno precedente;
- comunicazione delle emissioni, certificate dall'ente accreditato, entro il 31 marzo di ogni anno;
- restituzione delle quote relative entro il 30 aprile di ogni anno.

### **3. RESPONSABILITÀ**

Ogni primo del mese il supervisore annota sul PE-12-M001 “Rapporto Mensile” gli Sm<sup>3</sup> di gas utilizzato dalla centrale; il rapporto suddetto poi viene salvato sul server centrale.

I consumi di gasolio delle fonti “de minimis” sono archiviati sul software di gestione del magazzino MP2, dall'accountant.

La procedura di calcolo è di esclusiva responsabilità del Chief Operator. Il RSGA, partecipa al procedimento, è detiene la documentazione necessaria curandone l'archiviazione.

CET

PE-15-M002

**4. CONTROLLO EMISSIONI CO<sub>2</sub>.**

La metodica scelta per il controllo della emissione è quella basata sul calcolo e, pertanto, si è applicato il criterio della linea guida C (2004)130 sulla base delle tabelle ivi contenute, interpretando i seguenti aspetti in essa riportati:

**4.1. Classificazione dimensionale impianto.**

In accordo alle direttive C (2004) 130 del 29 gennaio 2004, la categoria dell'impianto, per quanto concerne le emissioni di gas serra, è identificata in funzione della somma delle t/anno di CO<sub>2</sub> prodotta da tutte le fonti di emissione presenti in impianto; si identificano tre categorie: A, B e C. La centrale di Teverola ha un quantitativo massimo di emissioni annue complessive di CO<sub>2</sub> che rientra nella fascia B, cioè con quantità di emissioni annue comprese tra 50 e 500 kt, (vedasi tabella 1 dell'allegato I).

Nella centrale ci sono diverse fonti di emissione di gas effetto serra, gli impianti che generano emissioni sono elencati nella seguente tabella:

<b>Denominazione fonte</b>	<b>Tipologia Fonte</b>	<b>Combustibile utilizzato</b>
Turbina GAS 1 (GT 101)	fonte principale	Gas naturale
Turbina GAS 2 (GT 102)	fonte principale	Gas naturale
la caldaia ausiliaria della Centrale (C 201)	fonte minore	Gas naturale
due caldaie presso la stazione del gas (C 202 A/B)	fonte minore	Gas naturale
Gruppo elettrogeno (EDG- 101)	fonte "de minimis"	Gasolio
Motopompa diesel di emergenza dell'impianto antincendio (DE-201)	fonte "de minimis"	Gasolio

Nell'allegato 5 sono indicati i punti di emissione di CO<sub>2</sub>.

**4.2. Livelli di approccio per dato attività combustibili gassosi e liquidi.**

L'emissione delle "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 ha stabilito per la tipologia di attività della centrale i seguenti livelli minimi di approccio:

- Dati attività: 2a/2b valido fino al 31/12/2006, successivamente sarà valido 3a/3b.

CET

PE-15-M002

- Potere calorifico netto: 2
- Fattore di emissione 2a/2b
- Fattore di ossidazione: 1.

Tuttavia per i dati attività, in considerazione del grado di affidabilità delle nostre apparecchiature per la raccolta dei consumi di gas, si sceglie di avvalersi già da adesso del grado di affidabilità 3a, quindi la tabella rivista e corretta è:

- Dati attività: 3a.

Pertanto, il livello di approccio utilizzato per la misura delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetta perfettamente quello stabilito dalla tabella 1 per la combustione con combustibili gassosi della Direttiva 2003/87/CE del parlamento Europeo notificata con il numero C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004 ed i livelli di approccio sono così espressi:

- Dati attività: 3a/3b
- Potere calorifico netto: 2
- Fattore di emissione 2a/2b
- Fattore di ossidazione: 1.

#### **4.3. Descrizione del sistema di misurazione e della sorveglianza delle quantità e della qualità del gas bruciato delle fonti principali e minori**

Per i combustibili bruciati in turbine, quindi, derivanti dalle attività figuranti nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE le linee guida (allegato II della Direttiva 2003/87/CE del parlamento Europeo notificata con il numero C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004) stabiliscono le modalità di calcolo.

Nella nostra centrale il gas naturale viene fornito da "ENI gas&power" ed è misurato tramite un sistema fiscale controllato. Dal UMP e da Snamretegas. Anche l'esercizio controlla il perfetto funzionamento dello strumento, acquisendo le letture giornaliere ed i totali mensili.

Il sistema si compone di due misuratori volumetrici a turbinetta della INSTROMET che trasmettono la misura ai relativi calcolatori tipo VESCOM 3C della FimiGas, certificati e sigillati per mezzo di piombatura UPM.

Il sistema è ridondato totalmente; un misuratore è in linea, mentre l'altro viene mantenuto in riserva.

Ogni turbinetta è collegata al suo calcolatore, la misura in m<sup>3</sup> viene totalizzata localmente su display numerico e trasmessa al VESCOM che elabora la misura in Sm<sup>3</sup> compensandola in funzione di:

- pressione di misura;

CET

PE-15-M002

- temperatura di misura;
- contenuto di CO ed N<sub>2</sub>;
- densità;
- fattore di compressibilità.

La compensazione per temperatura e pressione viene effettuata automaticamente per mezzo di trasmettitori calibrati e sigillati da UPM a mezzo di piombatura, la compensazione per densità viene fatta dal calcolatore in funzione dei valori preimpostati da Snamretegas.

La misura viene fornita in telelettura a Snamretegas di Acerra (NA), tutti i valori sono leggibili on line a DCS dalla sala quadri e registrati su carta in continuo con totalizzazioni orarie e giornaliere.

Mensilmente, l'operatore ritira i consumi di gas metano giornalieri registrati su carta dal VESCOM, consegnandoli al capoturno; questo, inserisce il valore di gas consumato nel modulo PE-12-M001 "Rapporto mensile". Il capoturno, dopo aver inserito i dati, consegna i dati originali registrati dal VESCOM al Chief operator, per il controllo di congruenza con la fattura della Snamretegas.

Ogni mese Snamretegas ritira le carte ed effettua il controllo di congruenza delle letture.

Ogni due anni viene effettuata la taratura e controllo calcolatore con UPM , Fimigas e Snamretegas (verifica periodica di legge), a cura dell'Instrument Specialist.

I misuratori volumetrici della INSTROMET hanno un errore di misura dichiarato di circa 0,5% (Vedi allegato 1), che, quindi, rientra nel livello 3a previsto dalle direttiva 2003/87/CE del parlamento Europeo notificata con il numero C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004.

I calcolatori VESCOM 3C hanno un errore di misura dichiarato di circa 0,025% (Vedi allegato 2); che, quindi, rientra nel livello 3a previsto dalle direttiva 2003/87/CE del parlamento Europeo notificata con il numero C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004.

In caso di anomalia dei sistemi di misura del gas metano il RSGA apre una NC, conformemente a quanto stabilito nella PE-13. La NC viene anche aperta in caso di malfunzionamento di un singolo apparecchio dei suddetti sistemi di misura.

Il gas naturale, rilevato dal sistema di misura fino a qui descritto, alimenta le seguenti apparecchiature:

- turbina a gas GT-1 (GT-101)
- turbine a gas GT-2 (GT-102)

CET

PE-15-M002

- la caldaia ausiliaria della Centrale (C-201), “fonte minore”,
  - due caldaie presso la stazione del gas (C-202 A/B), “fonte minore”,
- quindi il calcolo della CO<sub>2</sub> emessa tiene conto anche delle emissioni di gas effetto serra effettuate da queste apparecchiature.

#### **4.4. Descrizione del sistema di misurazione e della sorveglianza delle quantità e della qualità del gasolio bruciato delle fonti “de minimis”**

Il gruppo elettrogeno (EDG-101) e la motopompa diesel di emergenza dell’impianto antincendio (DE-201) sono considerate “fonti de minimis” perché vengono utilizzate per poche ore anno e solo in caso di emergenza. Entrambe sono dotate di serbatoi dedicati per lo stoccaggio del gasolio che le alimenta. Per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni dalle “fonti de minimis” si utilizza un proprio metodo di stima al di fuori del sistema dei livelli di approccio, il quale deve essere preventivamente approvato dell’autorità competente.

La determinazione del consumo di gasolio delle apparecchiature avverrà da contabilità di magazzino; il MAC contattato dal RSGA, provvederà ad inizio di ogni anno solare a riempire i rispettivi serbatoi, l’accountant provvederà ad annotare le quantità complessive scaricate nel software di gestione del magazzino MP2.

#### **4.5. Valori italiani di PCI, fattori di emissione e fattori di ossidazione standard.**

ENI gas&power ogni mese invia i consumi totali, verificabili dal nostro personale di esercizio sulle stampe cartacee e su DCS, con i valori giornalieri e il calcolo del potere calorifico medio.

Tuttavia, attualmente, per il calcolo delle emissioni per l’anno 2005, si utilizza il PCI di riferimento inserito nell’allegato A delle “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” (vedi allegato 3).

A partire dal 1 Gennaio 2007, La direttiva richiede che per il calcolo del PCI, della composizione, del tenore di carbonio e fattore di emissione del gas si incarichi un laboratorio certificato secondo UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Per il fattore di emissione, la centrale rientra nell’approccio 2a, quindi le linee guida prevedono per il gas naturale l’utilizzo di fattori di emissione definiti.

CET

PE-15-M002

Per il nostro approccio si utilizzano i fattori di emissioni specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato nell'ultimo inventario nazionale, prelevabili dal sito [www.inventaria.sinanet.apat.it](http://www.inventaria.sinanet.apat.it). Il valore viene rilevato annualmente dal sito indicato, in concomitanza con il calcolo della CO<sub>2</sub> prodotta. Successivamente, il valore stampato viene archiviato dal RSGA (vedi allegato 4)

Il fattore di ossidazione applicato alla formula per le quote di CO<sub>2</sub> è quello stabilito dall'allegato II della direttiva 2003/87/CE del parlamento Europeo notificata con il numero C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004.

## 5. APPROCCIO

Il Chief Operator, con la supervisione del RSGA, acquisiti i dati dei consumi di combustibile (sia gas naturale che gasolio), li inserisce nel foglio di calcolo computerizzato "Monitoraggio emissioni CO<sub>2</sub> anno" (allegato 7), insieme al fattore di emissione ed al fattore di ossidazione e ad al potere calorifico inferiore; quindi inseriti i dati, il foglio elettronico automaticamente restituisce il valore di emissioni di CO<sub>2</sub> emessa. All'interno del foglio di calcolo sono state inserite delle funzioni di controllo in modo da evitare di introdurre dati errati durante la digitazione dei valori.

### 5.1. Approccio utilizzato per l'anno 2005

L'approccio utilizzato per il calcolo delle emissioni nell'anno 2005 fa riferimento alle "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", per cui le tonnellate di CO<sub>2</sub> sono scaturite dalla formula seguente:

**Emissioni di CO<sub>2</sub>** = Sm<sup>3</sup> consumati di combustibile/1000 \* Fattore di emissione di riferimento \* coefficiente di ossidazione

considerando i parametri riportati nell'allegato A della suddetta disposizione (vedi allegato 3) relativi al consumo di gas naturale, utilizzando l'unità di misura relativa a 1.000 Std m<sup>3</sup>.

La suddetta formula di calcolo è anche utilizzata per la determinazione delle fonti "de minimis", utilizzando l'unità di misura relativa alle tonnellate di gasolio.

### 5.2. Approccio utilizzato a partire dall'anno 2006

Dal 2006 in poi, per il calcolo delle quote di CO<sub>2</sub>, si considereranno le istruzioni inserite nelle linee guida C (2004)130, attuativa della direttiva 2003/87/CE. Con i dati nostra a disposizione si è ritenuto di potere monitorare le emissioni di CO<sub>2</sub> applicando la formula utilizzata per il calcolo delle emissioni di combustione di gas naturale.

Dunque, noto il volume di gas utilizzato, il quantitativo di CO<sub>2</sub> si ottiene secondo la seguente formula:

**Emissioni di CO<sub>2</sub>** = consumo di combustibile [TJ] \* Fattore di emissione \* Fattore di ossidazione.

Il PCI, come detto, sarà calcolato da un laboratorio accreditato.

La suddetta formula di calcolo è anche utilizzata per la determinazione delle fonti “de minimis”, utilizzando l’unità di misura relativa ai Tjoule.

## 6. ALLEGATI

Si riporta in allegato la documentazione ed il calcolo effettuato e lo schema di principio di centrale.

1. specifiche di precisione del contatore volumetrico INSTROMET;
2. specifiche di precisione del calcolatore VESCOM 3C;
3. allegato A delle “disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130”
4. stampa del fattore di emissione;
5. layout della centrale con indicazione dei punti di emissione ;
6. quantitativi dei consumi di gas come da fattura SNAM;
7. foglio di calcolo “monitoraggio emissioni CO<sub>2</sub> anno”;
8. report di Verifica periodica stazione e taratura trasmettitori UPM/Fimigas.