

Allegato E4

Piano di Monitoraggio

PREMESSA

In coerenza con quanto riportato nel Bref comunitario, il *Piano di Monitoraggio e Controllo dell’Impianto* per lo Stabilimento Edison di Marghera Azotati consiste nell’insieme delle azioni svolte dal Gestore e concordate con l’Autorità competente, che consentono un efficace monitoraggio degli aspetti ambientali significativi connessi all’attività dell’ Impianto.

La stesura del presente Piano di Monitoraggio e Controllo è stata effettuata sulla base dei seguenti documenti:

- Linee Guida Nazionali in Materia di Sistemi di Monitoraggio, pubblicate con *D.M. 31/01/2005*;
- BRef “General Principles of Monitoring”, adottato formalmente nel Luglio 2003;
- Prescrizioni riportate negli Allegati tecnici alle normative vigenti in materia di monitoraggio degli aspetti ambientali, applicabili alle attività dello Stabilimento di Marghera Azotati.

Per ciascun comparto ambientale e tipologia di emissione monitorata, sono riportati e descritti i seguenti aspetti:

- Inquadramento legislativo,
- Tipologia dei parametri monitorati e relativi Valori Limite di Emissione (VLE);
- Frequenze del monitoraggio (con riferimento alle condizioni di esercizio, se normali o anomale);
- Tecnologie adottate per il monitoraggio;
- Modalità di elaborazione, registrazione e validazione dei dati;
- Ruoli e responsabilità;
- Azioni correttive da attuare in caso di superamento dei VLE e le modalità di comunicazione di tali superamenti alle Autorità di Controllo.

FINALITÀ DEL MONITORAGGIO

Le finalità primarie del presente Piano di Monitoraggio e Controllo sono:

- la valutazione della conformità rispetto ai limiti emissivi prescritti nelle autorizzazioni esistenti per l'impianto e/o alle nuove prescrizioni dell'AIA;
- la raccolta dei dati ambientali richiesti dalla normativa IPPC e dalle altre normative nazionali nell'ambito delle periodiche comunicazioni alle autorità competenti;
- La raccolta di dati nell'ambito degli strumenti di certificazione e registrazioni dello Stabilimento (ISO, EMAS);
- Gestione codificata dell'impianto o parte di esso in funzione dei principi di precauzione e riduzione dell'inquinamento;
- Gestione delle emergenze.

3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

A seguito della riforma delle norme in materia ambientale un'ampia quota delle norme in materia di inquinamento atmosferico sono state abrogate. Tra queste, di rilievo per la Centrale di Marghera Azotati:

- *D.P.R. 203/88* – Attuazione delle direttive CEE numeri 80/779, 82/884, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della legge 16 aprile 1987, n. 183;
- *D.M. 21/12/1995* - Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera dagli impianti industriali;
- *D.M. 25/8/2000* - Metodi di controllo in continuo, campionamento e valutazione degli inquinanti;
- *D.M. 12/07/1990* - Linee guida per il contenimento delle emissioni degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione.

Allo stato attuale, a disciplinare le emissioni in atmosfera derivanti dai Grandi Impianti di Combustione, concorrono unicamente i seguenti riferimenti:

D.Lgs 152/06 – Parte V

- Art. 267 – Campo di Applicazione
- Art. 268 - Definizioni
- Art. 273 – Grandi Impianti di Combustione
- Art. 274 – Raccolta e trasmissione dei dati sui grandi impianti di combustione
- Allegato 1 alla Parte V – Grandi Impianti di Combustione
Parte III – Comma 1.4 n. 4;

D.Lgs 59/05 – Recepimento integrale della Direttiva 96/61/CE concernente la riduzione e la prevenzione integrate dell'inquinamento.

Le emissioni in atmosfera della *Centrale di Marghera Azotati* sono autorizzate con *Decreto MICA del 30/07/1990*, che prevede per gli ossidi di azoto il limite di 90 mg/Nm³.

3.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ANALISI

Le emissioni in Centrale sono monitorate in continuo da una Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (come previsto dal punto 4.2 del “BRef Monitoring”). Il sistema prevede la misurazione in continuo delle concentrazioni di NO_x, CO e O₂ contenute nei fumi emessi dai camini principali ed il calcolo delle concentrazioni medie orarie, giornaliere e mensili.

Il sistema di misura della strumentazione si basa sul metodo a chemiluminescenza sia per la misura degli NO_x che per la misura del CO.

Il prelievo del campione da analizzare è effettuato alternativamente (ogni 240 s circa) da ciascun camino, grazie ad un apposito sistema di commutazione realizzato mediante elettrovalvole. Il sistema di analisi si compone di una sonda di prelievo dei gas munita di sistema statico a permeazione che rende i gas secchi, di un analizzatore a chemiluminescenza, di un convertitore catalitico per la riduzione della frazione di NO₂ in NO, di un misuratore di ossigeno all'ossido di zirconio e di un sistema di essiccamento aria per la calibrazione e la verifica dello zero.

A corredo del sistema di misura ci sono le bombole di calibrazione a concentrazione nota per la verifica di calibrazione. Inoltre il sistema è dotato di un personal computer e di un sistema di acquisizione dati dal campo per l'elaborazione degli stessi.

I gas vengono estratti dal camino e dopo essere stati essiccati dal sistema a permeazione vengono inviati al convertitore catalitico che riduce la frazione di NO₂ in NO, da qui vengono inviati all'analizzatore che provvede ad effettuare la misura della concentrazione come percentuale in volume (parti per milione - ppm). In uscita dall'analizzatore, prima di essere espulso in atmosfera, il campione passa attraverso il misuratore di ossigeno che rileva la percentuale in volume di O₂ nei fumi.

Poiché i valori rilevati devono essere riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi del 15%, la strumentazione provvede ad elaborare automaticamente i dati in modo conforme alla legislazione vigente trasformando le concentrazioni in volume nelle relative concentrazioni in massa.

3.3

DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ELABORAZIONE DEI DATI

Il sistema di acquisizione elabora le medie orarie, le medie giornaliere e le medie mensili dei valori istantanei acquisiti dal campo, nella condizione di dati validi in assenza di allarmi di sistema.

Successivamente il sistema controlla se l'impianto è in stato di avviamento o fermata tramite il valore di potenza del turbogas o di consumo di metano che gli viene inviato dal DCS. I dati subiranno quindi un'ulteriore validazione se l'impianto funziona in condizioni di regime, altrimenti verranno invalidati in caso di avviamento o fermata dell'impianto stesso.

Le medie orarie saranno valide se il 70% dei valori elementari che la compongono sono stati validati, le medie giornaliere saranno valide se il 70% delle medie orarie è stato validato, le medie mensili saranno valide, se 80% delle medie orarie del mese è stato validato.

Il riconoscimento delle fasi di avviamento e fermata avviene con la definizione del minimo tecnico¹ denunciato all' Autorità di Controllo.

3.4

GESTIONE DEI DATI, VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE E GESTIONE DELLE EMERGENZE, RUOLI E RESPONSABILITÀ

I limiti di emissione sono rispettati se la media delle concentrazioni orarie rilevate durante il funzionamento a regime dell'impianto nell'arco del mese è inferiore o uguale al limite fissato dal *Decreto autorizzativi del M.I.C.A.* e ciascun valore di concentrazione orario valido non risulta maggiore al 125% di tale limite.

Il Responsabile della Centrale effettua il controllo del rispetto dei limiti di emissione ed garantisce il valore minimo di disponibilità mensile delle medie orarie maggiore o uguale dell' 80%.

Il Capo Turno della Centrale effettua inoltre ogni mattina la stampa dei valori medi orari del giorno precedente e verifica che la disponibilità dei dati validi sia maggiore del 70%.

Inoltre mensilmente è effettuata la stampa della media mensile e la verifica che la disponibilità dei dati validi sia maggiore del 80%.

Nel caso si verificano delle avarie al sistema di analisi tali da poter pregiudicare la disponibilità del sistema stesso per un periodo maggiore di 48 ore consecutive, il *Responsabile di Centrale* si adopererà affinché sia individuata la causa dell'anomalia (allarme di sistema o altro) e se necessario richiederà l'assistenza telefonica o l'intervento immediato dei tecnici del fornitore del sistema, al fine di garantire le prestazioni di disponibilità del sistema.

Nel caso si configuri la condizione di indisponibilità nonostante gli interventi su indicati, il *Responsabile di Centrale* informerà l'autorità preposta al controllo e predisporrà la forma alternativa di controllo, mediante rilevazione della portata oraria del vapore di abbattimento NOx.

Tutti gli interventi di manutenzione al sistema di analisi, nonché le operazioni di verifica e calibrazione, sono riportati su un apposito registro di manutenzione conservato in Centrale.

Sia le medie orarie, giornaliere e mensili, di cui si è provveduto ad effettuare la stampa, sia i file dati del sistema di acquisizione ed elaborazione, sono conservati, a disposizione delle *Autorità di Controllo*, per un periodo di cinque anni, così come il registro di manutenzione, i moduli compilati delle ore di

¹ Il minimo tecnico è il carico minimo al disotto del quale l'impianto si trova in condizioni di avviamento o di fermata.

normale funzionamento, i moduli di calibrazione, i rapporti di intervento dei tecnici specialisti e tutto quant'altro riguardante il sistema di analisi.

Inoltre sono tenute a disposizione dell'autorità di controllo la certificazione del sistema da parte di Ente di certificazione italiano o estero riconosciuto e tutti i rapporti sui controlli dell'indice di accuratezza relativo fatti con laboratorio mobile.

I valori istantanei delle misure sono inoltre riportati in sala controllo, su apposito monitor. Al fine di migliorare l'individuazione tempestiva delle anomalie, sono inserite delle soglie di allarme, che si attivano solo quando l'impianto si trova in condizioni di normale funzionamento e i valori superino il valore prefissato.

In caso di attivazione di tali allarmi, *il Capo Turno* provvede ad avvisare immediatamente il *Responsabile di Centrale e/o il Reperibile* che, valutata l'entità del problema, deciderà le azioni da effettuare affinché non si creino le condizioni per il superamento dei limiti di emissione fissati.

3.5

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Accanto al monitoraggio delle emissioni in aria effettuato mediante apposita strumentazione di analisi, viene effettuato il monitoraggio delle emissioni di CO₂ in ottemperanza alle prescrizioni di cui all'art. 13 del D.Lgs. 4 aprile 2006, n. 216.

La descrizione dei riferimenti, ruoli, responsabilità, modalità gestionali e operative inerenti il monitoraggio delle emissioni di CO₂ sono riportate nei documenti riportati in Allegato 1 al presente piano.

4 **MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IDRICHE**

4.1 **INQUADRAMENTO LEGISLATIVO**

Le emissioni idriche della Centrale di Marghera Azotati sono disciplinate dal *D.Lgs 152/06 – Tabella 3, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/06*, per gli scarichi che recapitano in pubblica fognatura e dal *D.M. Ambiente 30/07/1999, Tabella A, Sezioni 1,2,e 4*, per gli scarichi che recapitano nella Laguna di Venezia (Canale Industriale Ovest).

Le emissioni idriche della Centrale di Marghera Azotati nel Canale industriale Ovest sono autorizzate da con *Prot. n. 2160 del 27/07/2004* dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti-Magistrato alle Acque di Venezia. Le emissioni che recapitano in pubblica fognatura sono autorizzate da Vesta con *Prot. n. 18035 del 06/06/2006*.

Nelle seguenti *Tabelle 4.1a e 4.2.b* si riportano i limiti di emissione prescritti dalle suddette autorizzazioni.

Tabella 4.1a Limiti di Emissione per i Reflui che Recapitano nel Canale Industriale Ovest

Parametro	UdM	Limiti ⁽¹⁾
pH		6-9
Solidi sospesi totali	mg/l	35
BOD5	mg/l	25
Ferro	µg/l	500
Manganese	µg/l	500
Rame	µg/l	50
Zinco	µg/l	250
Selenio	µg/l	10
Nichel	µg/l	100
Arsenico	µg/l	1
Cromo totale	µg/l	100
Piombo	µg/l	10
Cadmio	µg/l	1
Mercurio	µg/l	0,5
Cloro residuo	mg/l	0,02
Fosforo totale	mg/l	1
Azoto ammoniacale	mg/l	2
Azoto nitroso	mg/l	0,3
Azoto totale	mg/l	10
Fosfati	mg/l	0,5
Oli minerali, idrocarburi	mg/l	2

Note:

(1) Riferimento al DM del 30/07/99. Tutti i parametri misurati sulle acque scaricate vengono misurati anche sulle acque in ingresso.

Si specifica che tutti i parametri misurati sulle acque scaricate vengono misurati anche sulle acque in ingresso.

Tabella 4.1b Limiti di Emissioni previsti per i Reflui che Recapitano in Pubblica Fognatura Vesta

Inquinante ¹	U.d.M	Valori limite Autorizzato
pH		6,0-9,5
Temperatura	(°C)	40
Colore		non percettibile con diluizione 1:40
Odore		non deve essere causa di molestie
Materiali grossolani		assenti
Solidi sospesi totali	mg/l	200
Solidi sedimentabili	mg/l	15
BOD5	mg/l	250
COD	mg/l	500
Azoto ammoniacale	mg/l	30
Azoto nitroso	mg/l	0,6
Azoto nitrico	mg/l	30
Fluoruri	mg/l	10
Fosforo totale	mg/l	10
Cloruri	mg/l	1.200
Solfuri	mg/l	2
Solfiti	mg/l	2
Solfati	mg/l	1.000
Alluminio	mg/l	2
Bario	mg/l	20 l
Boro	mg/l	4
Cromo III	mg/l	2
Cromo VI	mg/l	0,2
Ferro	mg/l	4
Manganese	mg/l	4
Ferro + Manganese	mg/l	4
Nichel	mg/l	4
Rame	mg/l	0,1
Selenio	mg/l	0,03
Zinco	mg/l	1
Somma elementi tossici (As, Cd, CrVI, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn)	mg/l	3 S C _p /C _{lim}
Tensioattivi Totali	mg/l	4
Cloro Attivo libero	mg/l	0,3
Grassi Animali e Vegetali	mg/l	40
Idrocarburi Totali	mg/l	10
Fenoli	mg/l	1
Aldeidi	mg/l	2
Mercaptani come S	mg/l	0,1
Solfuro di Carbonio, trielina, cloroformio, tetracloro di carbonio, dicloroetilene	mg/l	2
Composti organici clorurati non citati altrove	mg/l	0,1
Solventi organici aromatici	mg/l	0,4
Solventi organici azotati	mg/l	0,2
Pesticidi fosforiti	mg/l	0,1
Arsenico	mg/l	0,5
Cadmio	mg/l	0,02

Inquinante¹	U.d.M	Valori limite Autorizzato
Mercurio	mg/l	0,005
Piombio	mg/l	0,2
Cianuri Totali	mg/l	1
Pesticidi totali esclusi i fosforiti	mg/l	0,05
Aldrin	mg/l	0,01
Dieltrin	mg/l	0,01
Endrin	mg/l	0,002
Isodrin	mg/l	0,002
Saggio di tossicità		> 20%

4.2

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI, GESTIONE DEI DATI, VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE, RUOLI E RESPONSABILITÀ

Il *Piano di Monitoraggio* prevede una serie di controlli/misure/stime finalizzati a dimostrare la conformità dello scarico ai limiti riportati nelle Autorizzazioni per gli inquinanti significativi presenti, precedentemente citati.

La Centrale Termoelettrica di Marghera Azotati ha un punto di scarico nel Canale Industriale Ovest, denominato SM1, e un punto di scarico in fognatura comunale, denominato PM85.

Ciascuno dei suddetti scarichi è dotato di un pozzetto di ispezione munito di sistema per il prelievo dei campioni dei reflui scaricati.

In corrispondenza del punto di scarico SM1 è presente un misuratore in continuo di temperatura; il corrispondente valore è visualizzato in sala controllo su DCS.

Avvalendosi di un laboratorio esterno si eseguono inoltre (durante il periodo di attività dello scarico SM1) analisi mensili sulle acque attinte dalla laguna e sulle acque scaricate nel Canale Industriale Ovest (così come previsto dall' Autorizzazione). I risultati di tale analisi vengono inviati in copia al *Magistrato delle Acque*, mentre l'originale è conservato a cura del *Capo Centrale*.

Nella seguente *Tabella 4.2a* si riporta la tipologia degli inquinanti monitorati ed i metodi di analisi utilizzati per la misurazione della concentrazione degli inquinanti nello scarico SM1:

Tabella 4.2a Parametri monitorati e Metodi di Analisi delle Acque di Scarico che Recapitano nel Punto di Scarico SM1

Parametro	Metodo
pH	APAT 2060- 29/03
Solidi sospesi totali	APAT 2060- 29/03
BOD5	APAT 5120- 29/03
Ferro	EPA 6010C-00
Manganese	UNI 10551-96
Rame	UNI 10554-96
Zinco	APAT 3320-2903
Selenio	UNI 10557-96
Nichel	UNI 10552-96
Arsenico	APAT 3080-29/03
Cromo totale	UNI EN 1233-99
Piombo	UNI 10553-96
Cadmio	UNI EN ISO 5961-97
Mercurio	APAT 3200-29/03
Cloro residuo	UNI 7393/2-02
Fosforo totale	APAT 4110-29/03
Azoto ammoniacale	APAT 4030-29/03
Azoto nitroso	APAT 4050-29/03
Azoto totale	UNI EN 25663-95
Fosfati	APAT 4110-20/03
Oli minerali, idrocarburi	APAT 5160-20/03

Con riferimento al punto di scarico PM85 (pubblica fognatura), in ottemperanza alle prescrizioni della previste dall' *Autorizzazione agli Scarichi*, la Centrale di Marghera Azotati con cadenza trimestrale effettua, mediante laboratorio accreditato, dei campionamenti ed analisi per il rilievo delle concentrazioni degli inquinanti (Tabella 4.2.b):

Tabella 4.2b Parametri monitorati e Metodi di Analisi delle Acque di Scarico che Recapitano nel Punto di Scarico PM85

Parametro	Metodo
Alluminio	UNI 10545/96
Antimonio	UNI 10556/96
Cromo Totale	UNI 1233/99
Nichel	UNI 10552/96
Tensioattivi non anionici	UNI 105111/2/96
Benzene	-
Etilbenzene	-
Toluene	-
Xileni	-
Somma Solventi Org. Aromatici	-
TOC	EPA-9060/86
Fosfati	CNR-IRSA 4090/94
Fluoruri	UNI 9813/91
Solfati	UNI 9813/91
Cromo VI	CNR IRSA 3080/B/94
IPA	EPA 8270-D/98
Arsenico	CNR IRSA 3020/A/94
Piombo	UNI 10553/96
Cadmio	UNI ISO 5961/97
Mercurio	CNR IRSA 3130/A/94
Ferro	EPA 6010C/00
Manganese	UNI 10551/96
Rame	UNI 10554/96
Zinco	EPA 6010C/00
Tensioattivi anionici	CNR IRA 5150/94
BOD5	CNR IRSA 5100/94
Azoto Totale	UNI EN 25663/95
Fosforo Totale	CNR IRSA 4090/94
Cloro residuo	UNI 7393-2/02
pH	CNR-IRSA 2080/94
Solidi sedimentabili	CNR IRSA 2060/94
Solidi sospesi totali	CNR IRSA 2050/94
Azoto ammoniacale	CNR IRSA 4010B/94
Azoto nitroso	CNR IRSA 4030/94
Azoto nitrico	UNI 9813/91
Cloruri	UNI 9813/91
Solfuri	CNR IRSA 4140/94
Grassi e oli animali e vegetali	CNR IRSA 5140/94
Idrocarburi totali	CNR IRSA 5140/A/94
Coliformi totali	CNR IRSA 7010
Coliformi fecali	CNR IRSA 7020
Streptococchi fecali	CNR IRSA 7040

I risultati analitici sono trasmessi in copia a Vesta, mentre l'originale è conservato in Centrale, a cura del *Capo Centrale*.

Inoltre è attivo un contratto di Global-Service con una ditta specializzata che, fra l'altro, effettua le analisi chimiche delle acque di caldaia e dei circuiti di raffreddamento con frequenze definite dalla specifica tecnica allegata al contratto. I risultati delle analisi vengono conservati in laboratorio e archiviati nella rete aziendale.

5 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI SOLIDI

5.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

La Centrale di Marghera Azotati si avvale delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dall' ex art. 6 del D.Lgs. 22/97, ora *art. 183 Comma m, parte IV Titolo 1 del D. Lgs. 152/06*, ed in particolare provvede allo smaltimento dei rifiuti secondo le seguenti modalità:

-Rifiuti pericolosi:

1. Smaltiti con cadenza almeno bimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito;

-Rifiuti non pericolosi:

1. Smaltiti con cadenza almeno trimestrale.

5.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE DEI RIFIUTI, RUOLI E RESPONSABILITÀ

Lo *Stabilimento* tiene sotto controllo la gestione dei rifiuti nel rispetto della normativa vigente. La gestione dei rifiuti viene verificata periodicamente nel corso degli Audit del Sistema di Gestione Integrato adottato dallo *Stabilimento*.

Per ogni tipo di rifiuto le operazioni comprendono registrazioni, deposito temporaneo presso la *Centrale* e conferimento a terzi.

Lo *Stabilimento* ha predisposto le procedure per la gestione del carico, scarico, conferimento e controllo dei rifiuti; tali procedure sono attualmente in fase di revisione a seguito dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 152/2006.

I rifiuti speciali vengono conferiti ad imprese in possesso di regolare autorizzazione e iscrizione all'Albo Smaltitori. La relativa documentazione viene conservata in *Centrale*.

La movimentazione dei rifiuti è registrata sui registri di carico e scarico. I dettagli relativi ai rifiuti prodotti sono riportati nel Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), sui formulari di identificazione per il trasporto e sul registro di carico e scarico rifiuti, conservati in *Centrale* a cura del Capo *Centrale*.

L'organizzazione *Gestione Termoelettrica* ha inoltre implementato un software per la gestione dei rifiuti in modo informatizzato. Tale software consente di effettuare un miglior controllo sui movimenti di carico, scarico e sulla verifica della giacenza dei rifiuti, Inoltre, permette di preparare il MUD in maniera più rapida. Il software è stato elaborato in modo da consentire anche alla *Direzione termoelettrica* di visionare periodicamente i movimenti registrati.

6 MONITORAGGIO DEL RUMORE

6.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

Il Comune di Venezia ha approvato, con *Delibera del Consiglio Comunale n. 39 del 10 febbraio 2005*, la zonizzazione acustica, divenuta esecutiva dal 7 maggio 2005.

Nella seguente *Tabella 6.1a* si riportano i limiti acustici per le diverse aree previste dalla zonizzazione.

Tabella 6.1a Valori Limite di Immissione* (Leq in dB(A)) Relativi alle Classi di Destinazione d'Uso del Territorio di Riferimento

Classi di destinazione d'uso	Tempi di riferimento	
	Diurno (06:00-22:00)	Notturmo (22:00-6:00)
I - Aree particolarmente protette	50	40
II - Aree prevalentemente residenziali	55	45
III- Aree di tipo misto	60	50
IV - Aree di intensa attività umana	65	55
V - Aree prevalentemente industriali	70	60
VI - Aree esclusivamente industriali	70	70

* Rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore (fisse o mobili) nell'ambiente abitativo e nell'ambiente esterno misurato in prossimità dei ricettori.

La Centrale di Marghera Azotati è soggetta ai limiti previsti per la classe VI- Aree esclusivamente Industriali.

6.2 MONITORAGGIO DELLA COMPONENTE

Lo Stabilimento di Marghera Azotati ha stabilito di ripetere periodicamente le analisi del rumore interno nel rispetto del *D.Lgs. 277/91 "Rumore interno dei luoghi di lavoro"* ed esterno nel rispetto del *D.Lgs. 447/95 "Legge quadro sull'inquinamento acustico"*.

I rilievi fonometrici sono eseguiti in osservanza delle modalità prescritte dal D.M. Ambiente 16/03/1998, da un Tecnico Competente in Acustica.

Le misure sono eseguite con strumentazione di classe 1, conforme alle prescrizioni tecniche stabilite dall'art. 2 del suddetto Decreto.

In ogni postazione di misura è rilevato il livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato secondo la curva di normalizzazione A, per un intervallo di tempo adeguato a garantire stabilità della lettura strumentale e, di conseguenza, la piena significatività della misura.

Sono inoltre acquisiti i livelli statistici più significativi (L95, L90, L10) per procedere al riconoscimento soggettivo e strumentale di eventuali componenti tonali e/o impulsivi presenti nel rumore ambientale.

Nella fase di elaborazione dei dati sono eliminati tutti i rumori atipici eventualmente registrati durante i rilievi fonometrici ed annotati all'atto delle misurazioni.

I rilievi sono condotti in condizioni metereologiche adatte alla convalida dei risultati (cielo sereno e ventilazione scarsa).

Per ciò che concerne il D. Lgs. 277/91 sono eseguiti due tipi di rilievi:

- Per posto di lavoro (nelle postazioni in cui i lavoratori stazionano per lo svolgimento delle proprie attività);
- Per zona operativa (seguendo gli addetti nelle rispettive aree di competenza, durante specifiche operazioni e/o spostamenti).

La documentazione sulle analisi effettuate è a disposizione nell' *Ufficio del Capo Centrale*.

7 **SUOLO E SOTTOSUOLO**

7.1 **MONITORAGGIO, RUOLI E RESPONSABILITÀ**

La potenziale contaminazione del suolo dovuta alle attività effettuate nella Centrale è principalmente legata alle operazioni di movimentazione di materie prime e ausiliari effettuata nel sito e alla presenza dei serbatoi di stoccaggio.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di percolazione e contaminazione del suolo vengono eseguiti i seguenti accorgimenti:

- Stoccaggio dei chemicals in apposite aree impermeabilizzate o dotate di bacini di contenimento impermeabilizzazioni e bacini di contenimento di vasche e serbatoi, ispezioni visive e prove di contenimento;
- Gestione differenziata dei rifiuti prodotti e loro deposito in apposite aree dedicate.

Tutti i serbatoi adibiti al contenimento delle sostanze pericolose, utilizzate nel processo, sono posti fuori terra, in deposito esterno, e dotati di bacini di contenimento dimensionati per la capacità massima dei serbatoi stessi, al fine di evitare che la rottura accidentale di un serbatoio possa contaminare il terreno. Alcuni serbatoi (acido cloridrico, clorito di sodio, anticorrosivi, antincrostanti) sono dotati inoltre valvole di intercettazione. Sui serbatoi vengono effettuati periodiche ispezioni visive per controllarne la tenuta. Tali prove sono effettuate e registrate, come previsto dalla procedura del Sistema di Gestione Ambientale e conservate presso la Centrale.

Nella seguente *Tabella 7.1a* si riportano la tipologia di serbatoi e vasche presenti all'interno dello Stabilimento.

Tabella 7.1 Serbatoi e Vasche presenti all' Interno dello Stabilimento di Marghera Azotati

Serbatoi fuori terra e vasche	Simbolo di pericolo del prodotto	Capacità complessiva m³
Serbatoio Acido solforico 50%	C	12
Serbatoio di acido solforico 98% CIFA/SCAM	C	25
Serbatoio clorito di sodio	C	15
Serbatoio acido cloridrico	C	15
Serbatoio clorito di sodio (Molo A)	C	12
Serbatoio acido cloridrico (Molo A)	C	12
Serbatoio di inibitore di corrosione SPIG	C	1
Serbatoi deossigenante (a base debolmente acida) per trattamento corpi cilindrici	Xi	1
2 Serbatoi Fosfato coordinato per trattamento corpi cilindrici		2
2 Serbatoi deossigenante trattamento H ₂ O alimento GVR	Xi	2
Serbatoio antivegetativo torri SPIG	n.p.	1
Serbatoio di inibitori di corrosione CIFA/SCAM	n.p.	15
Serbatoio biodegradabile CIFA/SCAM	C	1
Serbatoio gasolio per motopompa antincendio	Xn	0,3
Cinque cassoni olio turbina	n.p.	60
2 Vasche raccolta acque di lavaggio turbogas	Xi(**)	10

Nel caso di sversamenti accidentali di sostanze chimiche ed oli è prevista l'attuazione delle seguenti operazioni:

- Utilizzazione mezzi protettivi personali o quelli contenuti nelle cassette di emergenza;
- Intercettazione della fonte della perdita;
- Chiusura i pozzetti di scarico delle acque reflue in pubblica fognatura prossime alla zona in cui di è verificato lo sversamento del prodotto;
- Circostrizione della zona venuta a contatto con la sostanza coinvolta (ad es. utilizzando sabbia);
- Consultazione tempestiva del Capo Centrale;
- Consultazione le schede di sicurezza del prodotto.

8 CAMPI ELETTROMAGNETICI

8.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

La protezione dalle radiazioni è garantita in Italia dalla *Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici n° 36* del 22 Febbraio 2001, che definisce:

- *esposizione*, la condizione di una persona soggetta a campi elettrici, magnetici, elettromagnetici o a correnti di contatto di origine artificiale;
- *limite di esposizione*, il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, definito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori [...*omissis*...];
- *valore di attenzione*: il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, che non deve essere superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate [...*omissis*...];
- *obiettivi di qualità*: i valori di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, definiti dallo stato [...*omissis*...] ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi medesimi.

I valori limite sono individuati dal *DPCM 8 luglio 2003 Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti*:

- 100 μT come *limite di esposizione*, da intendersi applicato ai fini della tutela da effetti acuti;
- 10 μT come *valore di attenzione*, da intendersi applicato ai fini della protezione da effetti a lungo termine;
- 3 μT come *obiettivo di qualità*, da intendersi applicato ai fini della protezione da effetti a lungo termine.

Come indicato dalla *Legge Quadro del 22 febbraio 2001* il limite di esposizione non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione, mentre il valore di attenzione e l'obiettivo di qualità si intendono riferiti alla mediana giornaliera dei valori in condizioni di normale esercizio.

I campi elettromagnetici sono radiazioni non ionizzanti causate dalla presenza di correnti variabili nel tempo che, interagendo con gli esseri viventi, alle alte frequenze e con elevate esposizioni possono generare effetti dannosi alla salute.

Nel caso di basse frequenze, le ricerche non hanno sino ad ora dimostrato correlazioni tra l'esposizione e l'insorgenza di particolari patologie per l'uomo.

Poiché resta alta l'attenzione rivolta a tale problema, lo Stabilimento ha effettuato delle misurazioni dei campi elettrici e magnetici in tutte le aree in cui vi è una presenza umana.

Basse Frequenze (50 Hz)

All'interno del Sito sono installati macchinari elettrici e cavi che generano campi elettromagnetici.

Nel 2002 è stata effettuata un'indagine per la determinazione dei campi elettromagnetici, da cui è emersa l'osservanza dei valori limiti imposti dal DPCM 23/04/1992, allora vigente, ad eccezione di due punti, in cui tuttavia la presenza del personale è sempre molto limitata nel tempo (attraversamento pedonale interno).

Con l'entrata in vigore del DPCM 08/07/03, in assenza di limiti specifici per i lavoratori esposti per motivi personali si è fatto riferimento a quanto previsto per la popolazione che, nel caso di sorgenti non riconducibili agli elettrodotti, rimanda alle restrizioni stabilite nella Raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12/07/99. Dal confronto è emersa l'osservanza dei valori limiti imposti, ad eccezione di due punti, in cui tuttavia anche in questo caso la presenza del personale è sempre molto limitata nel tempo.

Con riferimento all'assetto futuro ed intermedio della Centrale si specifica che il progetto non determina alcuna modifica sugli elettrodotti esistenti e quindi dell'intensità dei campi elettromagnetici prodotti.

SISTEMA DI GESTIONE E SUPERVISIONE DISTRIBUITO (D.C.S)

Il monitoraggio in continuo dei parametri di gestione della *Centrale* viene effettuato mediante il Sistema di Controllo e Supervisione Distribuito (Distributed Control System D.C.S) che ha lo scopo di controllare e supervisionare tutti gli stati di funzionamento in condizioni normali, di allarme di guasto di apparecchiature, macchinari.

Tale sistema svolge le seguenti funzioni:

- Comando turbine e caldaie;
- Comando, controllo e regolazione dei sistemi ausiliari;
- Gestione e controllo elettrico e termico;
- Controllo delle sottostazioni elettriche;
- Visualizzazione allarmi e messaggi;
- Gestione Archivi Storici degli Allarmi e Messaggi;
- Gestione Archivi Storici delle variabili analogiche dell'impianto;
- Acquisizione e attuazione comandi da tutte le stazioni operatore;
- Gestione Report.

10 GESTIONE DELL' IMPIANTO- CONTROLLO DEI PUNTI CRITICI DELL' IMPIANTO

10.1 CONTROLLO DEI PARAMETRI OPERATIVI

Nella seguente *Tabella 10.1a* si riporta in forma sinottica l'indicazione della tipologia dei parametri operativi su cui si effettuano i controlli e monitoraggi, al fine di sorvegliare e misurare regolarmente i parametri di funzionamento delle attività della Centrale, che possono avere un impatto significativo sull'ambiente.

Tabella 10.1a Controllo Parametri Operativi

MISURAZIONE E CONTROLLO DEI PARAMETRI OPERATIVI	
LETTURE SALA CONTROLLO	X
LETTURE IN CAMPO	X
RAPP. RIGENERAZIONE ACQUA DEIONIZZATA	
RAPP. RIGENERAZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA	
PROGRAMMA SETTIMANALE ANALISI	X
RAPPORTI ANALISI LABORATORIO	
Acqua-vapore-condense	X
Ciclo demi	
Acqua grezza	
Acqua chiarificata	
Acqua filtrata	
Acqua di raffreddamento	X
Acqua torre	X
Acque reflue	X
RAPPORTI ACQUE GLOBAL SERVICE	
settimanale	X
mensile	
trimestrale	X
RAPPORTI EMISSIONI	
rapporto giornaliero	X
riepilogo mensile	X
REGISTRO MANUTENZIONE DEL SISTEMA DI ANALISI EMISSIONI IN ATMOSFERA	X
RAPPORTINO GIORNALIERO	X
RAPPORTI SCARICHI IDRICI	
REGISTRO MANUTENZIONE pHMETRO SCARICO	
RAPPORTI DATI OPERATIVI	
RIUNIONE SETTIMANALE PER TELEFONO	X
RAPPORTINO GIORNALIERO CON I DATI OPERATIVI	X
RAPPORTO MENSILE - CONSUNTIVO DAL RAPPORTINO GIORNALIERO	X
RIEPILOGO UTILITIES A CLIENTI	
RAPPORTI ELABORATI DALLA FUNZIONE CONTROLLO	
RELAZIONE ANDAMENTO CENTRALI	X
RELAZIONE SU ANDAMENTO DATI OPERATIVI PER CENTRALI CON PARTECIPAZIONE ESTERNA	

10.2 ***CONTROLLO SUI PUNTI CRITICI***

Nell'ambito del monitoraggio degli impianti e/o fasi produttive si individuano i punti critici riportando i relativi controlli (sia sui parametri operativi che su eventuali perdite) e gli interventi manutentivi (*Tabella 10.2a*):

Tabella 10.2a Controllo sui Punti Critici

Impianto	Parametri				Perdite	
Parte di esso						
Fase di Processo	Parametri	Frequenza dei Controlli	Fase	Modalità	Inquinante derivato da evento anomalo	Modalità di registrazione dei Controlli
Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni in Atmosfera	NO _x , CO, O ₂	In continuo	Regime Avviamento Fermata	Automatica	NO _x , CO	Supporto informatico e cartaceo
Conferimento Scarichi Idrici	Parametri previsti da <i>D.Lgs 152/06 – Tabella 3, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/06</i> , per gli scarichi che recapitano in pubblica fognatura e dal <i>D.M. Ambiente 30/07/1999, Tabella A, Sezioni 1,2,e 4</i> , per gli scarichi che recapitano nel Canale Industriale Ovest	Scarichi che recapitano nel canale industriale ovest: Temperatura in continuo sul pozzetto di scarico delle acque in laguna; mensili sugli altri parametri; scarichi in pubblica fognatura: cadenza trimestrale	Regime	laboratorio esterno automatica	metalli pesanti, fosfati, nitrati, oli	supporto cartaceo
serbatoi di stoccaggio e vasche di raccolta	livello prodotti chimici	variabile	Regime avviamento fermata	visivo manuale	oli. Prodotti chimici	supporto cartaceo e informatico

Allegato 1

Procedura per il
Monitoraggio e la
Comunicazione Annuale
della CO₂



Edison Spa

Business Unit Asset
Energia Elettrica

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 1 di 12

LINEE GUIDA PER IL MONITORAGGIO E LA COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI DI CO₂

EDISON S.P.A.

Compilatore	Data comp.	Approvazione	Approvazione F.R.A. (se richiesto)	Approvazione PASQ (se richiesto)
L.Cecchini	01/03/06	R.Capolla		

Rev.	Data	Compilatore	Descrizione e motivazioni della revisione
0	05/09/05	L. Cecchini	Prima emissione
1	01/03/06	L. Cecchini	Aggiornamento

LISTA DISTRIBUZIONE							
EE- ASEE		AZ- M. Azotati		SG- Sesto S. G.		TA- Taranto	AP- APPR
GT- GETE		CA- Castelmassa		SO- Settimo T.		PB- Piombino	IN- INGE
GA- GET1	*	CN- Porto Viro		PC- Porcari		AL- Altomonte	SN- SERENE
GB- GET2	*	ML- M. Levante		CG- Cologno		CD- Candela	PP- PEOR/Pasq
GC- GET3	*	SP- Spinetta M.		MZ- Milazzo			MG- MEGS
PA- PASQ	*	SQ- S.Quirico		CL- Celano			LI- Lille
CP- COAN		TE- Terni		NM- Nera Montoro			SI- Simeri Crichi
SE- SECU		BU- Bussi		BF- Boffalora			ZZ- Unità Esterne
TS- TESE		SR- Sarmato		AC- Acerra			
TM- TEME		JE- Jesi		SU- Sulmona			
ST- SERT		VE- Verzuolo		TL- Termoli			
IM- INGE		TV- Torviscosa					

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 2 di 12

Sommario

1	<i>SCOPO E AMBITO DI APPLICAZIONE</i>	3
2	<i>RIFERIMENTI</i>	3
3	<i>RUOLI E RESPONSABILITA'</i>	3
4	<i>GENERALITA'</i>	3
4.1	Descrizione dell'impianto	3
4.2	Fonti di emissione	3
5	<i>GESTIONE DEI DATI</i>	4
5.1	Gestione dei dati consumo gas naturale	4
5.2	Gestione dei dati consumo gasolio	4
5.3	Gestione dei dati consumo altri combustibili	4
6	<i>TARATURE CONTATORI FISCALI</i>	5
7	<i>MODALITA' OPERATIVE</i>	5
7.1	Generalità sul calcolo delle emissioni	5
7.2	Livelli di approccio	7
7.3	Dati di attività	8
7.3.1	Consumo di combustibili.....	8
7.3.1.1	Gas naturale.....	9
7.3.1.2	Gasolio	9
7.3.1.3	Altri combustibili	9
7.3.2	Potere calorifico inferiore	9
7.3.2.1	PCI gas naturale.....	9
7.3.2.2	PCI del gasolio.....	10
7.3.2.3	PCI altri combustibili	10
7.4	Fattore di Emissione	10
7.4.1	Fattore di emissione gas naturale	10
7.4.2	Fattore di emissione gasolio	11
7.4.3	Fattore di emissione altri combustibili	11
7.5	Coefficiente di Ossidazione	11
8	<i>COMUNICAZIONE</i>	11
9	<i>ARCHIVIAZIONE DEI DATI</i>	12

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 3 di 12

1 SCOPO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Le presenti linee guida definiscono le modalità di monitoraggio e calcolo delle emissioni di CO₂ delle Centrali termoelettriche della Società Edison S.P.A. .

Per ciascuna delle Centrali Edison S.P.A. sarà emessa una procedura specifica che, sulla base delle seguenti linee guida, definirà le azioni per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di CO₂ della Centrale stessa.

L'ambito di applicazione della procedura è rappresentato da tutte le Centrali Termoelettriche di Edison S.P.A.. La presente procedura verrà inserita nel Sistema di Gestione Ambientale.

2 RIFERIMENTI

- Direttiva CE/2003/87
- Decisione C(2004) 130
- D.L. 273 del 12/11/2004
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/854/2005
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 (Autorizzazioni)
- Codice rete SNAM RETE GAS
- Procedura PTG TM 034 GT
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/65/2006

3 RUOLI E RESPONSABILITA'

I ruoli e le responsabilità verranno di volta in volta evidenziate nel paragrafo modalità operative.

4 GENERALITA'

4.1 Descrizione dell'impianto

Viene riportata una sintetica descrizione della Centrale con l'indicazione delle apparecchiature che provocano l'emissione di CO₂ e dei combustibili impiegati.

Saranno espressamente citate situazioni particolari, quali sub fornitura di combustibili ad altre Società, utilizzo di combustibili particolari, ecc. , che hanno un impatto ai fini del monitoraggio e calcolo delle emissioni di CO₂ .

4.2 Fonti di emissione

Tutte le fonti di emissione di CO₂ della Centrale, indipendentemente dalle quantità emesse nel periodo di riferimento, sono riportate in una tabella avente il seguente formato:

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 4 di 12

N°	Descrizione	Note	Combustibile
01			
02			
03			
04			
05			

dove nella colonna descrizione viene riportata la tipologia di macchina (turbina, caldaia o motore), nella colonna note la specificazione del tipo di macchina (ad. es. turbina a gas TG1, caldaia di avviamento 2, motopompa antincendio 1 ecc.), nell'ultima colonna il tipo combustibile (gas naturale, gasolio, ecc.).

5 GESTIONE DEI DATI

5.1 Gestione dei dati di consumo del gas naturale

In questo paragrafo saranno descritte le modalità di gestione dei dati riguardanti il consumo del gas naturale della Centrale.

In particolare saranno illustrate l'acquisizione del dato, le attività di controllo e trasmissione e quelle che, anche in maniera indiretta, contribuiscono a verificare che il dato di consumo sia congruente con i valori tipici dell'impianto tenuto conto della stagionalità e degli assetti specifici.

Dovranno inoltre emergere le attività conseguenti ad eventi particolari che comportino la non disponibilità del dato di consumo o la presunzione di una sua non correttezza.

E' responsabilità della funzione COAN la gestione dei dati di consumo del gas naturale contenuti nei verbali mensili di misura SNAM RETE GAS, in termini di validazione ed archiviazione.

E' responsabilità della Centrale la verifica giornaliera dei dati di consumo del gas metano attraverso i vari sistemi di rilevazione presenti :

- stampe del contatore gas naturale;
- letture di altri eventuali contatori interni alla Centrale;
- letture alle ore 24,00 dal DCS

5.2 Gestione dei dati di consumo di gasolio

Il gasolio rappresenta una fonte "de-minimis" per tutte le Centrali termoelettriche Edison e pertanto esso viene contabilizzato su base storica.

Per le sole nuove Centrali, si rimanda alle procedure di dettaglio.

5.3 Gestione dei dati di consumo di altri tipi di combustibili

Vale quanto riportato al paragrafo 5.1 relativamente al gas naturale, tenendo in debito conto le caratteristiche peculiari dei combustibili impiegati e le situazioni tecniche al contorno che in esercitano una influenza sulla determinazione dei consumi stessi.

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 5 di 12

6 TARATURE CONTATORI

La taratura dei contatori per il gas naturale viene eseguita con frequenza almeno annuale in accordo con quanto stabilito dal codice di Rete SNAM RETE GAS.

L'operazione di verifica ed eventuale taratura viene eseguita da primario operatore del settore in contraddittorio fra le parti.

Il sistema di misura del gas naturale consumato nelle Centrali è illustrato nel documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di".

Per tutti gli altri tipi di combustibili saranno illustrate le procedure in atto per le tarature periodiche dei sistemi di misura impiegati.

E' responsabilità di ogni Capo Centrale eseguire le tarature con la frequenza stabilita e conservare i verbali delle relative tarature.

7 MODALITA' OPERATIVE PER CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Il calcolo delle emissioni di CO₂ viene effettuato da ASEE/COAN utilizzando dei modelli di calcolo appositamente predisposti.

Per le Centrali di Taranto e di Piombino, in considerazione della peculiarità dei Siti stessi, il calcolo delle emissioni sarà a cura dei rispettivi Responsabili con le modalità concordate con ASEE/COAN.

7.1 Generalità sul calcolo delle emissioni

In accordo alla direttiva CE/2003/87 del 13/10/2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra, resa applicativa con il D.L. n° 273 del 12/11/2004, e secondo la metodologia indicata nella Decisione C(2004) 130 che stabilisce i criteri per il monitoraggio dei gas serra, come aggiornati dal Decreto Direttoriale DEC/RAS/854/05 Edison calcola le emissioni annue di CO₂ da fonti di combustione moltiplicando il contenuto d'energia del combustibile utilizzato per un fattore d'emissione e per un coefficiente di ossidazione.

La formula da utilizzare è la seguente :

Emissioni di CO₂ [tCO₂] = Dati attività x Fattore di emissione x Coefficiente di ossidazione

A seconda del tipo di combustibile si ha :

GAS NATURALE

Dati attività: contenuto netto d'energia del gas naturale consumato [TJ] durante il periodo di riferimento

Per calcolare il contenuto d'energia del gas naturale consumato si utilizza la seguente formula:

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 6 di 12

$[TJ] = \text{gas naturale consumato [Sm}^3] \times \text{PCI del gas naturale [TJ/Sm}^3]$

Fattore di emissione: fattore che indica la quantità di CO₂ prodotta in base alla quantità di Carbonio contenuto nel gas naturale espresso in [tCO₂/TJ]

Coefficiente di ossidazione: fattore che tiene conto del fatto che non tutto il carbonio si trasforma in CO₂ [%]

Per il calcolo del potere calorifico, Edison utilizza le metodologie, i gradi di accuratezza e le norme tecniche di riferimento indicate al punto 10 dell'Allegato I alla Decisione C(2004) 130 (determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività), così come contemplato al punto 6 del DEC/RAS/854/05 nel caso in cui l'operatore intenda determinare direttamente tali fattori specifici.

Il Fattore di Emissione non è un dato comunicato dal Fornitore, e pertanto Edison lo determina in maniera indiretta utilizzando la composizione chimica del gas naturale rilevata dai bollettini di analisi, in base a quanto descritto nella procedura PTG TM 034 GT "Determinazione fattore emissione gas naturale".

OLIO COMBUSTIBILE

Dati attività: contenuto netto d'energia dell'olio combustibile consumato [Tep] durante il periodo di riferimento

Per calcolare il contenuto d'energia dell'olio combustibile consumato si utilizza la seguente formula:

$[Tep] = \text{olio combustibile consumato [t]} \times \text{PCI dell'olio combustibile [Tep/t]}$

Fattore di emissione: fattore che indica la quantità di CO₂ prodotta in base alla quantità di Carbonio contenuto nell'olio combustibile espresso in [tCO₂/Tep]

Coefficiente di ossidazione: fattore che tiene conto del fatto che non tutto il carbonio si trasforma in CO₂ [%]

Per il calcolo del potere calorifico e del fattore di emissione dell'olio combustibile, Edison utilizza le metodologie, i gradi di accuratezza e le norme tecniche di riferimento indicate al punto 10 dell'Allegato I alla Decisione C(2004) 130 (determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività), così come contemplato al punto 6 del DEC/RAS/854/05 nel caso in cui l'operatore intenda determinare direttamente tali fattori specifici.

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 7 di 12

ALTRI COMBUSTIBILI

Si utilizzano le modalità viste per il gas naturale

7.2 Livelli di approccio

Le norme tecniche di riferimento indicano metodologie specifiche da utilizzare per ricavare i dati relativi all'attività, i fattori di emissione ed i fattori di ossidazione. Questi diversi approcci sono denominati «livelli». La numerazione crescente dei livelli da 1 in su rispecchia gradi di accuratezza crescenti.

Le Centrali Termoelettriche di Edison S.P.A. , avendo emissioni annue > 50 kt, come riportato nella Tabella 1 all'allegato I della Decisione C(2004) 130 e nella Tabella A del DEC/RAS/854/05, effettuano la valutazione del calcolo delle emissioni di CO₂ secondo i livelli di approccio di seguito riportati:

Livelli di approccio	Dati Attività		Potere Calorifico Inferiore		Fattore Emissione		Coefficiente Ossidazione	
	B	C	B	C	B	C	B	C
Combustibili gassosi e liquidi	3a	4a	2	3	2a	3	1	1

Colonna B = emissioni annue complessive fra 50 Kt e 500 Kt

Colonna C = emissioni annue complessive maggiori di 500 Kt

Dove si intende per :

Livello di approccio 3a per Dati Attività

Misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5$ % per il processo di misura

Livello di approccio 4a per Dati Attività

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 8 di 12

Misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,5$ % per il processo di misura

L'incertezza associata ad ogni singola misura della portata di combustibile per tutte le Centrali di Edison è calcolata sulla base della strumentazione installata in ogni singolo sito

Livello di approccio 2 per Potere Calorifico Inferiore

Applicazione del potere calorifico inferiore specifico per i vari combustibili riportati nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC

Livello di approccio 3 per Potere Calorifico Inferiore

Misura del potere calorifico inferiore per ciascun lotto di combustibile da parte del fornitore del combustibile conformemente all'Allegato II della Decisione C(2004) 130

Livello di approccio 2a per Fattore di Emissione

Applicazione del fattore di emissione specifico per i vari combustibili riportati nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC

Livello di approccio 3 per Fattore di Emissione

Determinazione del fattore di emissione specifico per ciascun lotto di combustibile da parte del gestore conformemente all'Allegato II della Decisione C(2004) 130

Livello di approccio 1 per Coefficiente di Ossidazione

Assunzione di un valore di ossidazione di riferimento pari a 0,99 per tutti i combustibili solidi, e 0,995 per tutti gli altri combustibili, come da Allegato A al DEC/RAS/854/05

Si intende inoltre per lotto di combustibile una quantità trasferita in continuo in un periodo di tempo che sarà definito per ciascuna Centrale.

7.3 Dati di attività

7.3.1 Consumo di combustibili

Il combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica è il gas naturale ad eccezione di alcune Centrali che utilizzano anche altri combustibili, come di seguito specificato :

- Centrale di Nera Montoro (gas naturale, off-gas)
- Centrale di Piombino (gas naturale, olio combustibile, gas di altoforno AFO, gas di Cokeria)
- Centrale di Taranto (gas naturale, olio combustibile, gas di altoforno AFO, gas di Cokeria, gas LDG)
- Centrale di Candela (gas naturale povero)

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 9 di 12

Si trascurano ovviamente le fonti de-minimis che producono energia elettrica in condizioni di emergenza utilizzando gasolio (gruppi elettrogeni)

7.3.1.1 Gas naturale

Per il calcolo delle emissioni dovute a tale combustibile utilizzato nelle Centrali sarà impiegato il metodo aggregato in tutti i casi in cui tale scelta consenta una migliore accuratezza rispetto a quello basato sull'utilizzo dei singoli sistemi di misura esistenti.

In generale la portata totale del metano in ingresso alla Centrale è misurata attraverso uno dei seguenti dispositivi:

- un tronco venturimetrico costituito da un orifizio calibrato e relative prese per la misura di p, T, DeltaP (alto e basso DeltaP)
- una flangia di misura composta da disco con foro calibrato e relative prese per misura di p, T, e DeltaP
- contatore volumetrico

I valori così rilevati vengono elaborati da un contatore fiscale di tipo omologato da SNAM RETE GAS.

Sono altresì installati sistemi di misura di riserva che permettono di ricavare i dati di consumo anche nei casi di non disponibilità dei sistemi di misura principali.

I gradi di accuratezza di tutti i sistemi di misura installati sono stati calcolati e sono riportati nel documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di.....".

7.3.1.2 Gasolio

Il consumo di gasolio è dovuto alla presenza nelle Centrali di motopompe antincendio e/o gruppi elettrogeni che vengono utilizzati per periodi molto brevi.

Considerato il modesto consumo di gasolio che ne deriva le emissioni di CO₂ sono ragionevolmente inferiori al 1% delle emissioni complessive annue di ogni impianto e inferiori anche in valore assoluto a 0,5 Kt, rapportate alla singola Centrale ; pertanto per la determinazione delle emissioni di CO₂, come previsto dalla Decisione C(2004) 130 si adotta un metodo di stima basato sui consumi storici.

7.3.1.3 Altri combustibili

I consumi degli altri combustibili impiegati si determinano in base ai sistemi di misura ed alle prassi consolidate nei vari Siti produttivi, così come descritto nelle procedure di dettaglio delle Centrali di Candela, Nera Monitoro, Taranto e Piombino.

7.3.2 Potere calorifico inferiore

7.3.2.1 PCI gas naturale

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 10 di 12

SNAM RETE GAS elabora ed invia ad Edison ogni mese un verbale di misura e un bollettino di analisi dove sono riportati per ogni giorno le quantità consumate, i parametri fisici e le composizioni chimiche del gas fornito, sulla base di quanto stabilito nel codice Rete SNAM .

Nel bollettino di analisi sono riportate, per ogni giorno del mese in esame, le seguenti medie giornaliere misurate :

PCS (potere calorifico superiore, KJ/Smc)
PCI (potere calorifico inferiore, KJ/Smc)
RHO (massa volumetrica, Kg/Smc)
ZS (fattore di scostamento dalla legge dei gas perfetti alle condizioni standard, %)
% molare di He, N₂, CH₄, CO₂, C₆H₁₄, C₂H₆, C₃H₈, NC₄H₁₀, IC₄H₁₀, NC₅H₁₂, IC₅H₁₂

Tutti i dati sono riferiti alle condizioni standard di 15°C e 1,01325 bar .

Per quanto riguarda la misura del PCI, SNAM RETE GAS dichiara che

- 1) la determinazione del PCI viene effettuata secondo quanto riportato nel Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Capitolo 11 – Paragrafi 3 e 4 ;
- 2) l'accuratezza di misura del PCI e PCS effettuata tramite gascromatografi è pari allo +-0,5 % (Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Allegato 11B – Paragrafo 2)
- 3) la taratura dei gascromatografi (Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Allegato 11B – Paragrafo 4.2) viene effettuata automaticamente con frequenza almeno settimanale mediante gas di taratura certificati da laboratori SIT che soddisfano i criteri di cui alle norme UNI CEI ISO/IEC 17025

Per la sola Centrale di Bussi la cadenza delle analisi effettuate da S.G.I. è mensile, in conformità al codice di rete del Trasportatore, e viene considerata rappresentativa della qualità di gas consegnato nel mese.

7.3.2.2 PCI del gasolio

Il PCI del gasolio assunto per il combustibile utilizzato dalle motopompe antincendio e dai gruppi elettrogeni è il valore di riferimento tratto dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari, per il 2005, a 1,019 tep/t.

7.3.2.3 PCI altri combustibili

Il PCI degli altri tipi di combustibili viene determinato sulla base delle considerazioni espresse nelle procedure di dettaglio delle Centrali in cui tali combustibili sono impiegati (Candela, Nera Montoro, Piombino e Taranto).

7.4 Fattore di Emissione

7.4.1 Fattore di emissione gas naturale

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 11 di 12

Il Fattore di emissione del gas naturale è determinato in base a quanto descritto nella procedura PTG TM034 GT "Determinazione fattore emissione gas naturale".

7.4.2 Fattore di emissione gasolio

Per quanto riguarda il gasolio consumato dalle motopompe antincendio e dai gruppi elettrogeni il valore da prendere in considerazione è quello riportato nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC, come previsto al paragrafo 14 del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari, per il 2005, a 3,173 tCO₂/t.

7.4.3 Fattore di emissione altri combustibili

Anche per la determinazione di tale parametro si rimanda alle procedure specifiche delle Centrali in cui tali combustibili sono impiegati.

7.5 Coefficiente di Ossidazione

Il valore preso in considerazione è quello riportato nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC, come previsto al paragrafo 14 del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari per il 2005 a :

- 0,995 per il metano
- 0,990 per il gasolio
- 0,990 per l'olio combustibile
- 0,995 per i gas derivati da altoforno
- 0,995 per i gas derivati da cokeria
- 0,995 per il gas LDG

8 CALCOLO E COMUNICAZIONE DELLE EMISSIONI

La comunicazione dei dati di emissione dell'anno di riferimento, di cui al capitolo 5 dell' Allegato I alla Decisione C(2004) 130, è presentata alla competente autorità entro il 31 marzo dell'anno successivo, previa verifica secondo quanto previsto dall'art.15 della Direttiva 2003/87/CE.

Il calcolo delle emissioni di CO₂ per l'anno di competenza è fatto da ASEE/COAN utilizzando un programma di calcolo implementato su terminale di rete. L'accesso a tale programma è protetto tramite password assegnata agli addetti.

Per quanto attiene al salvataggio dei dati oggetto di dichiarazione e dei relativi giustificativi, in base alle policy di back up attualmente in vigore, per i File Server di tutte le sedi Edison viene eseguito un full back up settimanale, effettuato la domenica, ed un back up incrementale effettuato tutte le sere. Viene inoltre fatta una copia su supporto informatico per l'archiviazione a cura di ASEE/COAN.

La presentazione della modulistica per la dichiarazione delle emissioni di CO₂ di ciascuna Centrale è a cura e responsabilità del relativo Responsabile di Gestione (ASEE/Get1, ASE/Get2, ASEE/Get3).



Edison Spa

Business Unit Asset
Energia Elettrica

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 GT
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 0 Pagina 12 di 12

In deroga a quanto sopra, in considerazione della peculiarità dei due Siti, per le Centrali di Piombino e Taranto il calcolo e la comunicazione delle emissioni è fatto a cura del rispettivo Capo Centrale.

9 ARCHIVIAZIONE DEI DATI

La documentazione relativa alla presente procedura è archiviata sotto forma cartacea (e quando possibile anche in formato elettronico) per un periodo non inferiore a 10 anni e secondo il seguente schema.

DOCUMENTO	Responsabilità
Autorizzazione alle emissioni CO ₂	ASEE/ COAN
Verbale di consumo mensile SNAM RETE GAS anno di competenza	ASEE/COAN
Analisi mensili SNAM RETE GAS anno di competenza	ASEE/COAN
Verbali taratura Sistemi di misura dei combustibili anno di competenza	Capo Centrale
Tabelle di calcolo CO ₂ anno di competenza	ASEE/COAN
Comunicazione annuale delle emissioni CO ₂ anno di competenza	Vedi par. 8
Calcolo incertezza sistema di misura	Capo Centrale
Documentazione tecnica sistema di misura	Capo Centrale
Dichiarazione SNAM RETE GAS sulla accuratezza misure PCI	ASEE/TESE

Siglaro :

ASEE = Business Unit Asset Energia Elettrica

ASEE/COAN = Controllo Analisi Performance

ASEE/TESE = Tecnologie Termomeccaniche e Servizi Tecnici

ASEE/Get1-2-3 = Gestione Termoelettrica 1-2-3

La presente procedura e tutte le procedure specifiche per ciascuna Centrale, saranno inserite nel Sistema di Gestione Ambientale e saranno gestite in conformità con quanto previsto nella procedura PTG GT 001 GT "Gestione documenti".

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 2 di 12

Sommario

1	<i>SCOPO E AMBITO DI APPLICAZIONE</i>	3
2	<i>RIFERIMENTI</i>	3
3	<i>RUOLI E RESPONSABILITA'</i>	3
4	<i>GENERALITA'</i>	3
4.1	Descrizione dell'impianto	3
4.2	Fonti di emissione	4
5	<i>GESTIONE DEI DATI</i>	4
5.1	Gestione dei dati consumo gas naturale	4
5.2	Gestione dei dati consumo gasolio	5
6	<i>TARATURE CONTATORE</i>	5
7	<i>MODALITA' OPERATIVE PER IL CALCOLO DELLA CO₂</i>	5
7.1	Generalità sul calcolo delle emissioni	5
7.2	Livelli di approccio	6
	7.2.1 Gas naturale	6
	7.2.2 Gasolio	7
7.3	Dati di attività	7
	7.3.1 Consumo di combustibili.....	8
	7.3.1.1 Gas naturale	8
	7.3.1.2 Gasolio	8
	7.3.2 Potere calorifico inferiore	8
	7.3.2.1 PCI gas naturale	8
	7.3.2.2 PCI del gasolio	9
7.4	Fattore di Emissione	9
	7.4.1 Fattore di emissione gas naturale	9
	7.4.2 Fattore di emissione gasolio.....	9
7.5	Coefficiente di Ossidazione	9
8	<i>CALCOLO E COMUNICAZIONE DELLE EMISSIONI</i>	9
9	<i>ARCHIVIAZIONE DEI DATI</i>	10
10	<i>PIANTA DELLA CENTRALE DI MARGHERA AZOTATI</i>	11

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 3 di 12

1 SCOPO E AMBITO DI APPLICAZIONE

La presente procedura operativa illustra le modalità di monitoraggio e calcolo delle emissioni di CO₂ dalla Centrale Termoelettrica di Marghera Azotati. L'ambito di applicazione della procedura è l'impianto di Marghera Azotati. La presente procedura è inserita nel Sistema di Gestione Integrato Qualità, Ambiente e Sicurezza della Centrale.

2 RIFERIMENTI

- Direttiva CE/2003/87
- Decisione C(2004) 130
- D.L. 273 del 12/11/2004
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/854/2005
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 (Autorizzazioni)
- Codice rete SNAM RETE GAS
- Procedura Generale PTG GT 030 GT
- Procedura PTG TM 034 GT
- Procedura SGI GT 000 GT
- Decreto Direttoriale DEC/RAS/65/2006 (Ricognizione delle autorizzazioni)

3 RUOLI E RESPONSABILITA'

I ruoli e le responsabilità connesse alle attività di cui alla Procedura in oggetto sono definiti nella Procedura Generale GT 030 GT.

4 GENERALITA'

4.1 Descrizione dell'impianto

La Centrale è situata a Porto Marghera (VE) in via Banchina dell'Azoto 4. La Centrale è di proprietà della EDISON S.P.A., ed in quanto facente parte dell'Organizzazione Gete1, è dotata di certificazione UNI EN ISO 14001 n° 9191.EDIS, di certificazione UNI EN ISO OHSAS 18001 n° 9192.ED21 ed è registrata EMAS con n° registrazione I – 000216.

Essa è del tipo a ciclo combinato con cogenerazione per la produzione di energia elettrica e vapore.

E' composta da due turbogas, due generatori di vapore a recupero accoppiati ai turbogas e turbine a vapore.

Inoltre sono presenti due caldaie ausiliarie per le fasi di avviamento e due motopompe per il sistema antincendio.

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 4 di 12

L'impianto utilizza esclusivamente gas naturale proveniente da un metanodotto la cui pressione di arrivo è di 50/70 bar circa e gasolio per l'alimentazione delle motopompe. L'impianto è in grado di fornire una potenza termica complessiva di circa 580 MW_t.

4.2 Fonti di emissione

Le fonti di emissione di CO₂ della Centrale di Marghera Azotati sono indicate nella pianta allegata e sono riepilogate nella seguente tabella :

N°	Descrizione	Note	Combustibile	Tipo Fonte
F2	Turbina	Turbina a gas TG3	Gas naturale	Maggiore
F5	Turbina	Turbina a gas TG4	Gas naturale	Maggiore
F4	Caldaia	Caldaia di avviamento 1	Gas naturale	Minore
F6	Caldaia	Caldaia di avviamento 2	Gas naturale	Minore
F1	Motore	Motopompa antincendio 1	Gasolio	De-minimis
F3	Motore	Motopompa antincendio 2	Gasolio	De-minimis

La Centrale di Marghera Azotati ha ottenuto l'Autorizzazione n° 340 all' emissione di CO₂ con Decreto Autorizzativo DEC/RAS/65/2006 .

5 GESTIONE DEI DATI

5.1 Gestione dei dati consumo gas naturale

I consumi di gas naturale sono rilevati da tre distinti sistemi di misura:

- un sistema che rileva il consumo totale della Centrale
- un sistema che rileva il consumo del gruppo TG3
- un sistema che rileva il consumo del gruppo TG4

Giornalmente la Centrale verifica la congruenza di tali valori con i dati storici di esercizio e in base agli assetti del periodo, adottando nei casi vengano rilevate eventuali anomalie, le opportune analisi ed azioni correttive volte ad evidenziare le motivazioni di tali scostamenti ed a rimuoverle. Una volta verificati, i dati suddetti vengono inseriti in un rapporto elettronico di attività di Centrale ("Rapportino") ed inviati in Sede. Viene inoltre redatto un documento denominato "Verbale di misura" che riporta i consumi giornalieri di ogni mese. A fine mese il verbale viene validato dal Capo Centrale ed inviato ad ASEE/COAN.

In occasione delle attività periodiche di controllo e verifica delle performance della Centrale (tra Direzione GETE1 e la Centrale) vengono analizzati vari indicatori tra i quali alcuni direttamente correlati al consumo di gas naturale.

Il sistema di misura del totale del gas naturale è dotato di due canali di acquisizione dei dati provenienti dalla strumentazione, che sono contemporaneamente in funzione, e pertanto il

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 5 di 12

consumo in un determinato periodo è dato dalla media dei valori indicati dai due canali. Quando si verifica una situazione di mancanza dati, ad esempio durante le fasi di taratura del contatore generale, il personale di Centrale provvede alla determinazione del consumo assumendo come valore quello indicato dal canale in funzione.

5.2 Gestione dei dati consumo gasolio

Il consumo di gasolio è dovuto alla motopompa dell'impianto antincendio che viene provata con cadenza settimanale per un tempo di circa 15 minuti.

Ne consegue un modesto consumo di gasolio da cui deriva che tale fonte di emissione è inferiore al 1% delle emissioni annue dell'impianto e inferiore anche in valore assoluto a 0,5 Kt ; pertanto per la determinazione delle emissioni di CO₂, come previsto dalla Decisione C(2004) 130 si adotta un metodo di stima basato sul consumo storico che è pari a 0,32 t/anno.

6 TARATURE CONTATORE

La verifica ed eventuale taratura del contatore generale viene eseguita con frequenza semestrale, con modalità che sono in accordo con quanto indicato dal codice di Rete SNAM RETE GAS . L'operazione di verifica ed eventuale taratura viene eseguita, in presenza di personale Edison, da primario operatore del settore e secondo le modalità illustrate nella documentazione presente in Centrale.

I verbali delle tarature sono conservati in Centrale.

Il sistema di misura del gas naturale consumato nella Centrale di Marghera Azotati è illustrato nella documentazione tecnica conservata in Centrale e nel documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Azotati ".

7 MODALITA' OPERATIVE PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂

7.1 Generalità sul calcolo delle emissioni

In accordo alla direttiva CE/2003/87 del 13/10/2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra, resa applicativa con il D.L. n° 273 del 12/11/2004, la Centrale di Marghera Azotati, quantifica la CO₂ emessa in maniera aggregata e secondo la metodologia indicata nella Decisione C(2004) 130 che stabilisce i criteri per il monitoraggio dei gas serra, come aggiornati dal Decreto Direttoriale DEC/RAS/854/05.

Le emissioni annue di CO₂ da fonti di combustione si calcolano moltiplicando il contenuto d'energia del combustibile utilizzato per un fattore d'emissione e per un fattore di ossidazione.

La formula utilizzata è la seguente :

Emissioni di CO₂ [tCO₂] = Dati attività x Fattore di emissione x Coefficiente di ossidazione

dove:

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 6 di 12

Dati attività: contenuto netto d'energia del combustibile consumato [TJ] durante il periodo di riferimento

Per calcolare il contenuto d'energia del combustibile consumato si utilizza la seguente formula:

$$[TJ] = \text{combustibile consumato [Sm}^3] \times \text{PCI del combustibile [TJ/Sm}^3]$$

Fattore di emissione: fattore che indica la quantità di CO₂ prodotta in base alla quantità di Carbonio contenuto nel combustibile espresso in [tCO₂/TJ]

Coefficiente di ossidazione: fattore che tiene conto del fatto che non tutto il carbonio si trasforma in CO₂ [%]

Per il calcolo del potere calorifico, Edison utilizza le metodologie, i gradi di accuratezza e le norme tecniche di riferimento indicate al punto 10 dell'Allegato I alla Decisione C(2004) 130 (determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività), così come contemplato al punto 6 del DEC/RAS/854/05 nel caso in cui l'operatore intenda determinare direttamente tali fattori specifici.

Il Fattore di Emissione non è un dato fornito da SNAM RETE GAS, e pertanto Edison lo determina in maniera indiretta utilizzando la composizione chimica del gas naturale fornita da SNAM RETE GAS, in base a quanto descritto nella procedura PTG TM034 GT "Determinazione fattore emissione gas naturale".

7.2 Livelli di approccio

7.2.1 Gas naturale

Le linee guida indicano metodologie specifiche da utilizzare per ricavare i dati relativi all'attività, i fattori di emissione ed i fattori di ossidazione. Questi diversi approcci sono denominati «livelli». La numerazione crescente dei livelli da 1 in su rispecchia gradi di accuratezza crescenti.

La Centrale Termoelettrica di Marghera Azotati, avendo emissioni annue > 500 kt, come riportato nella Tabella 1 all'allegato I della Decisione C(2004) 130, e nella Tabella A del DEC/RAS/854/05, effettua la valutazione del calcolo delle emissioni di CO₂ secondo i livelli di approccio di seguito riportati:

Allegato/Attività	Dati Attività	Potere Calorifico Inferiore	Fattore Emissione	Coefficiente Ossidazione
Combustibili gassosi	4a	3	3	1

Dove si intende per :

Livello di approccio 4a per Dati Attività :

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 7 di 12

Misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,5$ % per il processo di misura

L'incertezza associata alla misura della portata di combustibile in condizioni di lavoro per la Centrale di Marghera Azotati è pari a 0,689 %. Si veda il documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Azotati " della SINT Technology.

Livello di approccio 3 per Potere Calorifico Inferiore

Misura del potere calorifico inferiore per ciascun lotto di combustibile da parte del fornitore del combustibile conformemente all'Allegato II della Decisione C(2004) 130

Livello di approccio 3 per Fattore di Emissione

Determinazione del fattore di emissione per ciascun lotto di combustibile tramite i fattori forniti dal fornitore del combustibile conformemente all'Allegato II della Decisione C(2004) 130

Livello di approccio 1 per Coefficiente di Ossidazione

Assunzione di un valore di ossidazione di riferimento pari a 0,995, relativo al combustibile gas naturale, come da Allegato A al DEC/RAS/854/05

Si intende inoltre per lotto di combustibile una quantità trasferita in continuo in un periodo di tempo pari a un giorno.

Ai fini del calcolo delle emissioni della Centrale di Marghera Azotati per l'anno 2005, i livelli di approccio sopra indicati sono stati impiegati ed applicati anche al monitoraggio dei dati del periodo del 2005 antecedente alla entrata in vigore della delibera DEC/RAS/854/05 del 1° luglio 2005.

7.2.2 Gasolio

Essendo le emissioni da gasolio dovute a fonti "de minimis", per il fattore di emissione, potere calorifico e coefficiente di ossidazione vengono assunti i valori indicati nell' Allegato A del DEC/RAS/854/05.

Ai fini del calcolo delle emissioni della Centrale di Marghera Azotati per l'anno 2005, i livelli di approccio sopra indicati sono stati impiegati ed applicati anche al monitoraggio dei dati del periodo del 2005 antecedente alla entrata in vigore della delibera DEC/RAS/854/05 del 1° luglio 2005.

7.3 Dati di attività

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 8 di 12

7.3.1 Consumo di combustibili

7.3.1.1 Gas naturale

Il combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica è il gas naturale.

Per il calcolo delle emissioni dovute a tale combustibile utilizzato nella Centrale di Marghera Azotati viene impiegato il metodo aggregato .

La portata totale del metano in ingresso alla Centrale (sigla FE1001) è misurata attraverso un tronco venturimetrico costituito da un orifizio calibrato e relative prese per la misura di p,T,DeltaP (alto e basso DeltaP) e da un densimetro. I valori così rilevati vengono elaborati da un contatore " Instromet 782-8Z" omologato SNAM RETE GAS con portata nominale 66.607 Smc/h, p = 80 barg, $\Delta P_{(Basso)} = 50 \text{ mbar}$, $\Delta P_{(Alto)} = 500 \text{ mbar}$, dotato di due canali di misura che sono contemporaneamente in funzione.

Il sistema installato garantisce livelli di incertezza pari a $\pm 0,676 \%$ (come dimostrato nella "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Azotati " che risulta inferiore a quello del livello di approccio 4a (misura del combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con una incertezza massima inferiore a 1,5 %).

7.3.1.2 Gasolio

Il consumo di gasolio è dovuto alle due motopompe diesel dell'impianto antincendio che vengono provate con cadenza mensile per un tempo di circa 15 minuti ciascuna.

Considerato il modesto consumo di gasolio ne deriva che le due fonti di emissione sono ragionevolmente inferiori al 1% delle emissioni annue dell'impianto e inferiori anche in valore assoluto a 0,5 Kt ; pertanto per la determinazione delle emissioni di CO₂, come previsto dalla Decisione C(2004) 130 si adotta un metodo di stima basato su dati storici che per la Centrale di Azotati vale 0,32 t/anno.

7.3.2 Potere calorifico inferiore

7.3.2.1 PCI gas naturale

SNAM RETE GAS elabora ed invia ad Edison ogni mese un bollettino di analisi dove sono riportati per ogni giorno i parametri fisici e le composizioni chimiche del gas fornito dall'Area Omogenea di Prelievo 0029 Istrana da cui è alimentata la Centrale Edison di Marghera Azotati, in conformità a quanto previsto dal codice Rete SNAM RETE GAS.

Nel bollettino di analisi sono riportate, per ogni giorno del mese in esame, le seguenti medie giornaliere misurate :

PCS (potere calorifero superiore, KJ/Smc)
PCI (potere calorifero inferiore, KJ/Smc)
RHO (massa volumetrica, Kg/Smc)
ZS (fattore di scostamento dalla legge dei gas perfetti alle condizioni standard, %)
% molare di He, N₂, CH₄, CO₂, C₆H₁₄, C₂H₆, C₃H₈, NC₄H₁₀, IC₄H₁₀, NC₅H₁₂, IC₅H₁₂

Tutti i dati sono riferiti alle condizioni standard di 15°C e 1,01325 bar .

Per quanto riguarda la misura del PCI, SNAM RETE GAS dichiara che

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 9 di 12

- 1) la determinazione del PCI viene effettuata secondo quanto riportato nel Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Capitolo 11 – Paragrafi 3 e 4 ;
- 2) l'accuratezza di misura del PCI e PCS effettuata tramite gascromatografi è pari allo $\pm 0,5\%$ (Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Allegato 11B – Paragrafo 2)
- 3) la taratura dei gascromatografi (Codice di Rete SNAM RETE GAS RG – Allegato 11B – Paragrafo 4.2) viene effettuata automaticamente con frequenza almeno settimanale mediante gas di taratura certificati da laboratori SIT che soddisfano i criteri di cui alle norme UNI CEI ISO/IEC 17025

7.3.2.2 PCI del gasolio

Il PCI del gasolio assunto per il combustibile utilizzato dalle motopompe antincendio è il valore di riferimento tratto dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari a 1,019 tep/t.

7.4 Fattore di Emissione

7.4.1 Fattore di emissione gas naturale

Il Fattore di emissione del gas naturale è determinato in base a quanto descritto nella procedura PTG TM034 GT "Determinazione fattore emissione gas naturale".

7.4.2 Fattore di emissione gasolio

Il valore preso in considerazione è quello riportato nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC, come previsto al paragrafo 14 del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari a 3,173 tCO₂/t .

7.5 Coefficiente di Ossidazione

Il valore preso in considerazione è quello riportato nell'ultimo inventario nazionale UNFCCC, come previsto al paragrafo 14 del Decreto DEC/RAS/854/05 ed è pari per il gas metano a 0,995 e per il gasolio è pari a 0,990.

8 CALCOLO E COMUNICAZIONE DELLE EMISSIONI

La comunicazione dei dati di emissione dell'anno di riferimento, di cui al capitolo 5 dell' Allegato I alla Decisione C(2004) 130, è presentata alla competente autorità entro il 31 marzo dell'anno successivo, previa verifica secondo quanto previsto dall'art.15 della Direttiva 2003/87/CE.



Edison Spa

Business Unit Asset
Energia Elettrica

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 10 di 12

Il calcolo delle emissioni di CO₂ per l'anno di competenza è fatto da ASEE/COAN utilizzando un programma di calcolo implementato su terminale di rete. L'accesso a tale programma è protetto tramite password assegnata agli addetti.

La comunicazione è presentata dal Responsabile di Gete1, come previsto dalla Procedura Generale PTG GT 030 GT.

9 ARCHIVIAZIONE DEI DATI

La documentazione relativa alla presente procedura è archiviata sotto forma cartacea (e quando possibile anche in formato elettronico) per un periodo non inferiore a 10 anni e secondo il seguente schema.

DOCUMENTO	Responsabilità
Autorizzazione alle emissioni CO ₂	ASEE / COAN
Report consumi mensili gas naturale anno di competenza	ASEE / COAN
Analisi mensili SNAM RETE GAS anno di competenza	ASEE / COAN
Verbali taratura trasmettitori contatore anno di competenza	Capo Centrale
Tabelle di calcolo CO ₂ anno di competenza	ASEE / COAN
Comunicazione annuale delle emissioni CO ₂ anno di competenza	ASEE / Get1
Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Azotati	Capo Centrale
Documentazione tecnica sistema di misura	Capo Centrale
Dichiarazione SNAM RETE GAS sulla accuratezza misure PCI	ASEE /TESE

Siglaro :

ASEE = Business Unit Asset Energia Elettrica
ASEE/ COAN = Controllo Analisi Performance Gestione Termoelettrica
ASEE/TESE = Tecnologie Termomeccaniche
ASEE/Gete1-2-3 = Gestione Termoelettrica 1 o 2 o 3



Edison Spa

**Business Unit Asset
Energia Elettrica**

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 AZ
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione2 Pagina 11 di 12

10 PIANTA DELLA CENTRALE DI MARGHERA AZOTATI

