

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 Levante 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 Levante.

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 Levante:

- *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 Levante* sono autorizzate con *Decreto MAP N°007/2003 MD del 06/11/2003*, che prevede i seguenti limiti (*Tabella 3.1a*):

Il *Decreto* stabilisce inoltre che le emissioni complessive della *Centrale* a partire dall'anno 2006 non dovranno superare per gli NO_x 1.980 t/anno, per il CO 285 t/anno e l'emissione specifica di CO₂ non dovrà superare 411g/kWh (energia elettrica + termica).

Tabella 3.1 Quadro Normativo Attuale In Termini Di Limiti alle Emissioni In Atmosfera

Sezione	Inquinante (@ 15% O ₂ nei fumi secchi)	Valori Autorizzati
Turbogas TG3 e TG4	NO _x	80 mg/Nm ³
	CO	100 mg/Nm ³
Turbogas TG5	NO _x	40 mg/Nm ³
	CO	40 mg/Nm ³

Inoltre, il Decreto MICA n. 48/99 prescrive che la “Società prima dell’avvio e dell’esercizio del nuovo Turbogas 5, dovrà presentare e concordare con la Regione Veneto, l’ARPAV e la Provincia di Venezia un protocollo che disciplini il ricorso in particolari situazioni di emergenza, all’uso dell’esistente caldaia C2, messa in riserva fredda. In tal caso, le emissioni in termini di flussi di massa oraria di NO_x, CO e CO₂ non potranno comunque superare quelli corrispondenti all’esercizio congiunto a regime delle unità TG3, TG4 e TG5”.

Edison, in ottemperanza alle prescrizioni dell’Autorizzazione, ha predisposto la “Procedura Generale per il controllo delle emissioni in atmosfera (rev. 2 del 5/12/2003) trasmessa in rev. 0 alle Autorità Competenti in data 1/08/2001: il Capitolo 8 “Riserva Fredda” disciplina il ricorso all’uso dell’esistente caldaia C. 2.

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 dell’assorbimento dei raggi infrarossi non dispersivo sia per la misura degli NO_x che per la misura del CO.

Il sistema si compone di una sonda di prelievo dei gas munita di sistema statico a permeazione che rende i gas secchi, di un analizzatore all’infrarosso, di un convertitore catalitico per la riduzione della frazione di NO₂ in NO (da tenere sempre inserito), di un misuratore di ossigeno paramagnetico e di un sistema di essiccamento aria per la calibrazione e la verifica dello zero.

A corredo del sistema di misura ci sono poi 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 ANALISI DELLE EMISSIONI E DI ELABORAZIONE DEI DATI***

Il sistema di acquisizione elabora le medie della mezz'ora, 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 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 tecnico denunciato all'Autorità di Controllo.

3.4 ***GESTIONE DEI DATI - VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE - 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 di 24 ore è inferiore o uguale al limite fissato 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.

In caso di guasto, anomalie del sistema di analisi e acquisizione tale da non permettere il rispetto dei valori limiti di emissione, il *Capo Centrale* provvede

nel più breve tempo possibile al ripristino funzionale e informare via fax immediatamente l'Autorità Competente (Provincia di Venezia ed ARPAV).

La stampa giornaliera delle medie è archiviata in un apposito raccoglitore a disposizione per eventuali controlli.

Sia le medie orarie, giornaliere e mensili, di cui è conservata una stampa, sia i file dati del sistema di acquisizione ed elaborazione, sono conservati, a disposizione delle Autorità di Controllo, per un periodo di 5 anni.

I valori istantanei delle misure sono inoltre configurati a DCS. Al fine di migliorare l'individuazione tempestiva delle anomalie, sono inserite delle soglie di allarme, che si attivino solo quando l'impianto si trova in condizioni di normale funzionamento e i valori superino il valore prefissato.

Per quanto riguarda la misura di ossigeno, pur non essendoci dei limiti, ma essendo fondamentale la sua precisione poiché corregge automaticamente il valore di emissione, è stato impostato come soglia di allarme la percentuale in volume di 15%, poiché è tecnicamente impossibile che in condizioni di normale funzionamento l'ossigeno ecceda su base secca tale valore.

3.4.1 *Calcolo del Flusso di Massa degli NO_x, CO (t/anno)*

Il calcolo della massa di inquinanti emessi in atmosfera è eseguito, per NO_x e CO, moltiplicando la concentrazione di inquinante rilevata come media mensile dal report mensile del sistema di elaborazione dati dell'analizzatore delle emissioni in atmosfera per la portata oraria dei fumi anidri calcolati con il metodo del bilancio della combustione, per le ore mensili equivalenti di normal funzionamento.

Il bilancio di combustione viene effettuato sulla base della composizione molare e della densità media del combustibile trasmessa periodicamente dal fornitore di Gas Naturale, del calcolo dell'indice di eccesso d'aria elaborato sulla base della concentrazione in volume media mensile di ossigeno nei fumi secchi riportata sul report mensile delle emissioni.

Calcolata la massa dei fumi umidi anche con il contributo del vapore di abbattimento degli NO_x immesso nel Turbogas, dell'umidità media dell'aria esterna e della composizione massica degli stessi, viene calcolata la massa dei fumi secchi ed il peso molecolare medio degli stessi e quindi il volume normale dei fumi secchi.

Poiché la media mensile della concentrazione disponibile, oltre ad essere riferita ai fumi secchi, è riferita anche al 15% di O₂, occorre riportare la concentrazione al valore di ossigeno misurato procedendo ad effettuare in modo inverso il calcolo della compensazione.

Successivamente si procede al calcolo della massa mensile delle emissioni moltiplicando il volume normale medio dei fumi secchi per la concentrazione

media riportata al valore di ossigeno medio misurato per le ore equivalenti di normal funzionamento.

La somma dei quantitativi mensili per ogni singolo impianto darà la quantità di emissioni annue della Centrale Termoelettrica.

3.4.2 **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 è riportata in Allegato 1 al seguente documento.

3.5 **RELAZIONE ANNUALE**

Entro il 31 Marzo di ogni anno, viene predisposta come previsto *Art. 2 del Decreto MAP n°007/2003 MD* una relazione consuntiva annuale, per documentare l'andamento delle emissioni, dei consumi di gas naturale, dell'energia prodotta, comprensiva delle effettive ore di funzionamento degli impianti che verrà trasmessa alla Regione Veneto, alla Provincia di Venezia e al Comune.

3.6 **VERIFICA DEL RISPETTO DELL' INDICE DI DISPONIBILITÀ MENSILE DELLE MEDIE ORARIE- RUOLI E RESPONSABILITÀ**

Il *Responsabile della Centrale* effettua ogni mattina la stampa dei valori medi orari del giorno precedente e verifica che la disponibilità dei dati validi sia maggiore del 70%. Nel caso ciò non dovesse si adopererà affinché venga 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 con il quale c'è il contratto di manutenzione.

La stampa delle medie orarie del giorno precedente è archiviata in un apposito raccogliatore a disposizione per eventuali controlli.

Entro la prima settimana del mese successivo è effettuata la stampa della media mensile e la verifica che la disponibilità dei dati validi sia maggiore del 80%.

La verifica della disponibilità mensile delle medie orarie è effettuata tra le medie dei dati validi e le ore di normale funzionamento della Centrale (funzionamento al di sopra del minimo tecnico).

Sia le medie orarie, giornaliere e mensili, di cui si provvede 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 5 anni.

I file dati del sistema contengono i valori delle medie orarie elaborate, sia validate che invalidate e sono tenuti a disposizione per eventuali controlli.

3.7

FORME ALTERNATIVE DI CONTROLLO DEL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE

Nel caso si verificano delle avarie al sistema di analisi tali da poter pregiudicare la disponibilità del sistema stesso per un periodo di 48 ore consecutive, il *Responsabile di Centrale* si adopererà affinché vengano effettuati tutti gli interventi urgenti di manutenzione al fine di garantire le prescrizioni di disponibilità del sistema ed eventualmente se si verificasse la necessità di provvedere ad operazioni di manutenzione di durata superiore alle 48 ore, provvederà a far installare l'analizzatore di scorta ed effettuare il ripristino della funzionalità del sistema.

Nel caso in cui, per motivi di indisponibilità dell'analizzatore di scorta, tale operazione non potesse essere effettuata, e visto che in Centrale sono disponibili quattro analizzatori (uno per ogni impianto), verrà utilizzato quello della caldaia C2 messa in riserva fredda.

Nel caso in cui si verifichi l'indisponibilità dell'analizzatore di scorta e l'impossibilità di installare quello della Caldaia C2, saranno collegati i due cicli

combinati su un unico sistema che analizzerà alternativamente le emissioni dei due gruppi turbogas TG3 e TG4.

In questo caso il sistema di acquisizione non potrà comunque discriminare l'origine dell'emissione analizzata e di fatto la media oraria risultante sarà la media delle emissioni dei due Turbogas. Per tale motivo, a supporto dei dati di emissione rilevati, occorrerà archiviare insieme ai risultati delle analisi i parametri significativi di funzionamento dei Turbogas.

In tutti i casi sopraindicati, il *Responsabile di Centrale* dovrà tempestivamente informare a mezzo fax la Provincia di Venezia e l' ARPAV.

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

3.8

VERIFICA DEL CORRETTO FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI ANALISI

Una volta all'anno è effettuata una campagna di analisi con strumentazione di riferimento in dotazione ad un laboratorio mobile specializzato, per la verifica del corretto funzionamento del sistema di analisi in continuo delle emissioni installato in centrale.

La verifica consiste nella determinazione dell'indice di accuratezza relativo (IAR).

I metodi di analisi sono i seguenti:

- NO: Metodo della Chemoluminescenza o assorbimento dei raggi infrarossi non dispersivo;
- NO_x: Metodo della Chemoluminescenza o assorbimento dei raggi infrarossi non dispersivo, previo utilizzo di convertitore catalitico per la riduzione della frazione di NO₂ in NO;
- CO: Metodo dell'assorbimento dei raggi infrarossi non dispersivo;
- O₂: Paramagnetico.

L'indice di accuratezza sarà determinato sulle seguenti prove di funzionamento da effettuare su ogni ciclo combinato (TG3 – TG4 – TG5):

- Ossido di Azoto (NO come NO₂ - convertitore NO₂ --> NO disinserito);
- Ossidi di Azoto (NO_x come NO₂ - convertitore NO₂ --> NO inserito);
- Monossido di carbonio (CO);
- Ossigeno libero nei fumi (O₂).

La relazione conclusiva conterrà le misure degli inquinanti gassosi espresse sia in ppm, sia in mg/Nm³, sui fumi secchi e riferite ad un valore di ossigeno nei fumi del 15% oltre ai certificati di taratura della strumentazione e delle bombole campione.

Conterrà inoltre la verifica dell'indice di accuratezza relativo calcolato per ogni singolo componente misurato (compreso l'ossigeno) ed il calcolo della

percentuale di monossido di azoto (NO) rispetto al totale degli ossidi di azoto (NO_x).

La relazione sarà disponibile presso la Centrale entro un mese dalla data di effettuazione delle misure.

Il Responsabile di Centrale comunicherà a mezzo fax la data di effettuazione delle verifiche in campo con almeno quindici giorni di anticipo alla Provincia di Venezia e all'ARPAV.

3.9

TRASMISSIONE DEI DATI DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Giornalmente il sistema di elaborazione dati delle emissioni in atmosfera rende disponibile per la telelettura da parte di ARPAV in formato HTML (compatibile con Internet), i valori medi orari validi del giorno precedente di NO_x, CO, oltre che il valore medio giornaliero.

I valori messi a disposizione su un PC dedicato vengono teleletti da parte di ARPAV che si collegherà attraverso linea commutata e modem al sito Edison (tramite apposita user ID e password) ove sono archiviati i dati.

Il sistema di elaborazione dati automaticamente trasferisce il file dati elaborato e reso automaticamente disponibile da un software installato sul PC del sistema di elaborazione dati delle emissioni al PC dedicato, che provvederà ad

effettuare giornalmente le sotto indicate operazioni sui dati archiviati dal sistema stesso e riferiti al giorno precedente:

- acquisire i valori delle concentrazioni medie orarie valide, nonché il valore medio giornaliero di NO_x, CO, dall'archivio giornaliero del sistema;
- convertirli in un formato leggibile standard;
- allineare i dati in maniera omogenea secondo un protocollo dell'ARPAV e della Provincia di Venezia;
- sintetizzarli secondo campionature temporali stabilite dall'ARPAV e dalla Provincia di Venezia;
- creare archivi giornalieri convertiti secondo il protocollo utile per la loro trasmissione;

Nel caso lo ritenga opportuno, l'ARPAV o la Provincia di Venezia può richiedere che vengano resi disponibili i valori delle medie orarie valide del giorno in corso secondo lo standard su indicato, avvisando telefonicamente o a mezzo fax il *Responsabile di Centrale*.

In tal caso il Responsabile di Centrale tramite una operazione automatizzata richiede al sistema la conversione del file di archivio del giorno, quindi il software provvederà automaticamente a creare il file dati convertito secondo il protocollo utile per la telelettura.

Eseguita tale operazione il Responsabile di Centrale avvisa telefonicamente o a mezzo fax l'ARPAV e/o la Provincia di Venezia, che provvede ad effettuare l'operazione di telelettura.

Nel caso di fuori servizio del sistema di analisi delle emissioni e di installazione dell'analizzatore di scorta, i dati non potranno essere teletrasmessi in quanto tale analizzatore è dotato, oltre che del sistema di analisi, anche di un proprio sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati in un unico package dotato di PC portatile. Tale sistema rimane installato in campo e non può essere interfacciato con il sistema di trasmissione dati. Le elaborazioni delle medie orarie, giornaliere e mensili saranno disponibili in Centrale per eventuali controlli.

3.10 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 è riportata in Allegato 1 al seguente documento.

4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IDRICHE

4.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

Le emissioni idriche della Centrale di Marghera Azotati nel Canale industriale Ovest sono autorizzate con *Prot. n. 1327 del 28/04/2004* dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti-Magistrato alle Acque di Venezia che prescrive i limiti imposti dal *D.M. Ambiente 30/07/1999, Tabella A, Sezioni 1,2,e 4*.

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 nell'Autorizzazione per gli inquinanti significativi presenti.

La Centrale termoelettrica di Marghera Levante ha 3 punti di scarico nel Canale Industriale Ovest (punti di scarico denominati SM2 – acque di processo, SP1-SP2 – acque meteoriche) e 1 punto di scarico nel Canale Malamocco-Marghera (punto di scarico denominato SM3 – acque di raffreddamento).

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

Avvalendosi di un laboratorio esterno si eseguono le seguenti analisi mensili (*Tabella 4.2a*):

Tabella 4.2a Parametri Analizzati

Punto di Verifica	Parametri	Frequenza
Pozzetto terminale dello scarico SM3 prima dello scarico in Laguna	pH, temperatura, solidi sospesi, BOD5, azoto ammoniacale, azoto nitroso, azoto totale, fosfati, fosforo totale, AS, Cd, Cr _{tot} , Hg, Ni, Pb, Cu, Se, Zn, Fe, Mn, olii minerali, cloro libero	Mensile
Pozzetto terminale dello scarico SM2 prima che le acque di processo provenienti dall'impianto di chiarificazione si mescolino con le acque di lavaggio delle griglie	pH, temperatura, solidi sospesi, BOD5, azoto ammoniacale, azoto nitroso, azoto totale, fosfati, fosforo totale, AS, Cd, Cr _{tot} , Hg, Ni, Pb, Cu, Se, Zn, Fe, Mn, olii minerali, cloro libero	
Acqua industriale in ingresso dallo Stabilimento Petrolchimico	minerali, cloro libero	

I risultati di tale analisi vengono inviati al *Magistrato delle Acque* e copia conservata a cura del *Capo Centrale*.

Lo Stabilimento dichiara inoltre al Magistrato alle Acque, entro la fine del mese di febbraio di ogni anno, il quantitativo complessivo di reflui scaricati e dei consumi idrici (acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile), espresso m³/anno.

Lo Stabilimento ha inoltre un contratto di Global-Service con una ditta specializzata che effettua le analisi chimiche delle acque di caldaie 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

5.1 INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

La Centrale di Marghera Levante 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*, e smaltisce con cadenza bimestrale per i rifiuti pericolosi e trimestrale non pericolosi.

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 in fase di revisione a seguito dell'entrata in vigore del *Decreto 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 Levante è soggetta ai limiti previsti per la classe VI- Aree esclusivamente Industriali.

6.2 **MONITORAGGIO DELLA COMPONENTE**

Lo Stabilimento di Marghera Levante ha stabilito di ripetere ogni tre anni 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**

Lo Stabilimento di Marghera Levante rientra all'interno dei Siti di Interesse Nazionale ai sensi della 471/99. Per le di caratterizzazione, messa in sicurezza ed emergenza e bonifica si rimanda ai relativi documenti già trasmessi al Ministero dell' Ambiente.

Per ciò che concerne la potenziale contaminazione del suolo correlata alle attività dello Stabilimento, questa 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, impermeabilizzazioni e bacini di contenimento di vasche e serbatoi, ispezioni visive;
- 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.

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 in *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 Levante*

Serbatoi	Capacità complessiva m3
Serbatoi di acido cloridrico al 33%	74
Serbatoi di idrossido di sodio al 50%	60
Serbatoi di acido solforico al 50%	1
Serbatoio Anticorrosivo	1
Serbatoi di deossigenante-alcalinizzante	4
Serbatoi di fosfato	4
Serbatoio di polielettrolita	2

Serbatoi	Capacità complessiva m3
Serbatoio di gasolio	9
Cisterne di olio lubrificante	71
Serbatoio calce idrata	80
Cloruro ferrico	0,2
Serbatoio biocida	0,2
Serbatoi di acido solforico torri TG5	2
Serbatoio anticorrosivo torri TG5	1,5
Serbatoio biocida torri TG5	1,5
Serbatoi fosfato GVR5 (tre)	4,5
Serbatoio detergente lavaggio TG 3/4	3
Serbatoio detergente lavaggio TG5	0,6
Serbatoi gasolio per motopompe antincendio	1,4
Due serbatoi di servizio rigenerazione resine con acido cloridrico	5
Due serbatoi di servizio rigenerazione resine con idrossido di sodio	3
Cloruro ferroso in acqua grezza	1
Cloruro ferrico impianto demi	20

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;
- Commutazione delle acque di prima pioggia;
- Circostrizione della zona venuta a contatto con la sostanza coinvolta (ad es. utilizzando idonei dispositivi di contenimento presenti in sito);
- Consultazione tempestiva del Capo Centrale;
- Consultazione le schede di sicurezza del prodotto.

Lo Stabilimento ha effettuato nel corso del 2005 /2006 l'integrazione dei censimenti su amianto e fibre ceramiche R49 effettuati negli anni precedenti.

Con cadenza mensile si effettuano controlli per verifica lo stato di integrità del lamierino e dell'etichettatura. Le verifiche sono effettuate con apposita check-list conservata in Centrale.

Con cadenza annuale si effettua, mediante ditta esterna specializzata, l'analisi delle fibre aerodisperse. Copia delle analisi viene conservata in Centrale.

In Allegato 2 al presente documento si riportano le check- list di controllo.

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.

9.2 **MONITORAGGIO E CONTROLLO**

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.

8.2.1 **Basse Frequenze (50 Hz)**

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

In assenza di limiti specifici per i luoghi di lavoro, si è fatto riferimento a quelli stabiliti dal DPCM 23/04/92 per l'ambiente esterno ed abitativo. I risultati delle indagini, effettuata in data 3/12/97, hanno evidenziato valori 10 - 100 volte inferiori a tali limiti.

A seguito dell'introduzione del DPCM 08/07/03 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 200 del 29/08/03, in assenza dei limiti specifici per i lavoratori esposti per motivi professionali 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. Confrontando i valori dell'indagine con tali limiti si evince che nessun punto supera tali limiti.

Lo *Stabilimento* effettua le misurazioni ogni 5 anni.

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 cabine 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.

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

11.1 CONTROLLO DEI PARAMETRI

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 dei 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	
ciclo demi	X
Acqua grezza	X
Acqua chiarificata	X
Acqua filtrata	X
Acqua di raffreddamento	X
Acqua torre	
Acque reflue	X
RAPPORTI ACQUE GLOBAL SERVICE	
settimanale	3X
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	X
RAPPORTI ELABORATI DALLA FUNZIONE CONTROLLO	
RELAZIONE ANDAMENTO CENTRALI	X
RELAZIONE SU ANDAMENTO DATI OPERATIVI PER CENTRALI CON PARTECIPAZIONE ESTERNA	

11.2 ***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 11.2a **Controllo sui Punti Critici**

Impianto Parte di esso Fase di Processo	Parametri			Perdite		
	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 dal D.M. Ambiente 30/07/1999, Tabella A, Sezioni 1,2,e 4.	Mensili SM2 Temperatura e pH in continuo su SM2; Temperatura su SM3	Regime	Laboratorio esterno Automatica	Fosfati, Nitrati, oli	Supporto cartaceo
Serbatoi di stoccaggio e vasche di raccolta	Misuratore di livello prodotti chimici	Giornaliero annuale	Regime Avviamento Fermata	Visivo	Oli, Prodotti chimici	Supporto cartaceo

Allegato 1

Procedura per il
Monitoraggio e la
Comunicazione Annuale
della CO₂

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 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 2 di 13

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 CONTATORI</i>	6
7	<i>MODALITA' OPERATIVE PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂</i>	6
7.1	Generalità sul calcolo delle emissioni	6
7.2	Livelli di approccio	7
7.2.1	Gas naturale	7
7.2.2	Gasolio	8
7.3	Dati di attività	8
7.3.1	Consumo di combustibili.....	8
7.3.1.1	Gas naturale	8
7.3.1.2	Gasolio	9
Potere calorifico inferiore	9	
7.3.2.1	PCI gas naturale	9
7.3.2.2	PCI del gasolio	10
7.4	Fattore di Emissione	10
7.4.1	Fattore di emissione gas naturale	10
7.4.2	Fattore di emissione gasolio.....	10
7.5	Coefficiente di Ossidazione	10
8	<i>CALCOLO E COMUNICAZIONE DELLE EMISSIONI</i>	10
9	<i>ARCHIVIAZIONE DEI DATI</i>	11
10	<i>PIANTA DELLA CENTRALE DI MARGHERA LEVANTE</i>	12

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 3 di 13

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 Levante. L'ambito di applicazione della procedura è l'impianto di Marghera Levante. 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 PTG GT 030 GT.

4 GENERALITA'

4.1 Descrizione dell'impianto

La Centrale è situata a Porto Marghera (VE) in via della Chimica 16. 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, ed avente una potenza termica installata complessiva di 1447 MW_t riferita a condizioni ISO (15°C , 1,013 bar).

Essa è composta da tre turboogas, da tre turbine a vapore e da un generatore a vapore convenzionale a circolazione naturale che costituisce una "riserva fredda" (mai avviata nel corso dell'anno 2005) .

Ogni unità turbogas (TG3 , TG4 , TG5) è accoppiata ad un alternatore ed è associata ad un generatore di vapore a recupero il cui vapore viene immesso sia nelle turbine a vapore che nella rete di distribuzione allo Stabilimento petrolchimico.

Inoltre sono presenti un gruppo elettrogeno di emergenza ed una motopompa per il sistema antincendio.

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 del gruppo elettrogeno e della motopompa.

4.2 Fonti di emissione

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

N°	Descrizione	Note	Combustibile	Tipo Fonte
F1	Turbina	Turbina a gas TG3	Gas naturale	Maggiore
F4	Turbina	Turbina a gas TG4	Gas naturale	Maggiore
F5	Turbina	Turbina a gas TG5	Gas naturale	Maggiore
F3	Caldiaia	Caldiaia B2	Gas naturale	De-minimis
F2	Motore	Motopompa antincendio	Gasolio	De-minimis
F6	Motore	Gruppo elettrogeno	Gasolio	De-minimis

La Centrale di Marghera Levante ha ottenuto l'Autorizzazione n° 338 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 del gruppo TG3
- un sistema che rileva il consumo del gruppo TG4
- un sistema che rileva il consumo del gruppo TG5 e della caldaia B2

Le caratteristiche tecniche dei tre sistemi di misura sono riportate nel documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Levante " e risultano di tipo omologato SNAM RETE GAS.

Giornalmente la Centrale verifica la congruenza di tali valori con i dati storici di esercizio, tenuto conto degli assetti del periodo, ed adotta, nei casi vengano rilevate eventuali anomalie, le opportune analisi ed azioni correttive volte ad evidenziare le motivazioni di tali scostamenti ed a rimuoverle.

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 5 di 13

Al fine di rendere più efficace l'azione di controllo, sono utilizzate tabelle e grafici in formato elettronico che evidenziano eventuali consumi difformi.

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.

Quando si verifica una situazione di mancanza dati, ad esempio durante le fasi di taratura di un contatore o in caso di anomalie dello stesso, il personale di Centrale provvede alla stima degli stessi attraverso una interpolazione dei dati di consumo forniti dalle apparecchiature di riserva, con modalità analoghe a quelle riportate al paragrafo 3.1 – Capitolo Misura del Gas , contenuto nel codice Rete SNAM RETE GAS e qui di seguito riportato.

"Al riscontro di guasti o starature di uno o più strumenti che compongono la catena di misura, l'elaborazione delle quantità può venire garantita dai dati primari forniti dalle apparecchiature di riserva e controllo ove presenti, una volta accertata la loro corretta taratura ed il regolare funzionamento.

Nel caso non esistano apparati di riserva in base ai quali si possano rilevare i volumi prelevati si opera come segue:

- a) se nel mese di riscontro dell'anomalia vi sono giorni di misura valida rappresentativi dell'andamento dei prelievi, ne viene applicata la media giornaliera ai giorni di misura non valida o di mancanza di misura;*
- b) altrimenti, viene calcolato un coefficiente rappresentativo dell'incremento/decremento dei prelievi, e viene applicato per determinare i volumi mensili dei mesi di mancata misura, moltiplicandolo per i corrispondenti volumi mensili dell'anno precedente; il suddetto coefficiente viene determinato come rapporto tra il m³/d medio dei 90 giorni precedenti l'anomalia e il m³/d medio dei corrispondenti giorni dell'anno precedente: nel calcolo del m³/d medio, vengono esclusi i giorni di non prelievo;*
- c) nel caso il Proprietario/gestore fornisca i dati di produzione univocamente relazionabili al gas transitato ed una volta verificato che il rapporto tra tali dati e le relative quantità validamente misurate risulta costante, è possibile applicare tale rapporto ai dati di produzione (possibilmente giornalieri) riferiti ai periodi di mancata misura".*

5.2 Gestione dei dati consumo gasolio

Il consumo di gasolio è dovuto alla marcia di prova settimanale della motopompa antincendio ed alle prove di avviamento a vuoto del gruppo elettrogeno che vengono effettuate mensilmente. Ne deriva un modesto consumo di gasolio che non è provvisto di un apposito sistema di misura ma che nell'assetto attuale dell'impianto ha raggiunto un massimo di 1,4 t/anno.

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. Per la Centrale di Marghera Levante il consumo storico di gasolio è assunto pari a 1,4 t/anno.

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 6 di 13

6 TARATURE CONTATORI

La verifica ed eventuale taratura dei tre contatori 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 da primario operatore del settore in presenza di personale Edison e secondo le modalità illustrate nella documentazione presente in Centrale .

I verbali delle tarature sono conservati in Centrale.

I sistemi di misura del gas naturale consumato nella Centrale di Marghera Levante sono illustrati nella documentazione tecnica conservata in Centrale e nel documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Levante ".

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 Levante, quantifica la CO₂ emessa 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:

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 [%]

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 7 di 13

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; il livello di numero più elevato è il livello da preferirsi.

La Centrale Termoelettrica di Marghera Levante, 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 :

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 alle misure delle portate di combustibile per la Centrale di Marghera Levante in condizioni di lavoro sono pari a 0,695%.per le misure di TG3 e di TG4 e a 0,691% per il sistema di misura TG5+B2 (si veda il documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Levante " 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

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 8 di 13

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 Levante 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 Levante 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

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.

Le portate del gas naturale dei tre gruppi TG3, TG4 e TG5 (che sottende anche la caldaia di riserva B2) sono misurate attraverso tre distinti sistemi di misura a tronchi venturimetrici costituiti ciascuno da un orifizio calibrato e relative prese per la misura di p,T,DeltaP (alto e basso DeltaP) e da un densimetro (un gascromatografo nel caso del TG5). I valori così rilevati vengono elaborati da un calcolatore. I tre sistemi di misura sono di tipo omologato da SNAM RETE GAS.

I sistemi installati garantiscono livelli di incertezza in condizioni di lavoro pari a $\pm 0,695$ % per TG3 e TG4, e 0,691 % per il TG5 (per i dettagli si veda il documento "Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Levante ") che risultano inferiori 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 % .

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 9 di 13

Per il calcolo delle emissioni dovute al gas naturale utilizzato nella Centrale di Marghera Levante viene impiegato il metodo aggregato relativamente alle fonti N° 03 e 04 (Turbina a gas TG5 e Caldaia B2) che dispongono di un comune sistema di misura, ed il calcolo per fonte singola per la Turbina a gas TG3 e per la Turbina a gas TG4.

7.3.1.2 Gasolio

Il consumo di gasolio è dovuto al gruppo elettrogeno ed alla motopompa diesel dell'impianto antincendio che vengono provate con cadenza rispettivamente mensile e settimanale.

Considerato il modesto consumo di gasolio ne deriva che le due fonti di emissione sono certamente 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 sui consumi storici di 1,4 t/anno.

Per il calcolo delle emissioni di CO₂ dovute a tale tipo di combustibile utilizzato nella Centrale di Marghera Levante sarà impiegato il metodo aggregato.

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 Levante, 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

- 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

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 10 di 13

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 a quello di riferimento, 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 e predisposto da ASEE/TESE. 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.



Edison Spa

Business Unit Asset
Energia Elettrica

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 11 di 13

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 Sistemi di misura 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 / Gete1
Verifica dell'incertezza dei sistemi di misura dei combustibili della Centrale di Marghera Levante	Capo Centrale
Documentazione tecnica sistemi 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 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 12 di 13

10 PIANTA DELLA CENTRALE DI MARGHERA LEVANTE

Manuale di Operazione	Documento PTG GT 030 ML
Ambiente Controllo Chimico e Sicurezza	Revisione 1 Pagina 13 di 13



LEGENDA

- F1- TURBINA A GAS TG3
- F2- TURBINA A GAS TG4
- F3- TURBINA A GAS TG5
- F4- CALDAIA B2
- F5- MOTOPOMPA ANTINCENDIO
- F6- GRUPPO ELETTROGENO

- C03- CALCOLATORE PORTATA GAS TG3
- C04- CALCOLATORE PORTATA GAS TG4
- C05- CALCOLATORE PORTATA GAS TG5

Allegato 2

Check List per il Monitoraggio dell' Amianto

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****CALDAIA B1****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI, APPARECCHIATURE E CONDOTTE COIBENTATE CON MATERIALI CONTENENTI AMIANTO**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
6° PIANO E SOPPALCO				
Linea presa campioni				
Drenaggi corpo cilindrico				
Linea scarico livello visivo				
Livellostato				
Linea soffianti				
Surriscaldatore				
Uscita economizzatore (entrata corpo cilindrico)				
Linea desurriscaldatore e drenaggi				
Montacarichi gruppo 1, componente argano principale				
5° PIANO E PIANO INTERMEDIO 5°-4°				
Linea soffianti				
Uscita economizzatore (entrata corpo cilindrico)				
Linea scarico livello visivo				
Livellostato				
Tracciatura				
Surriscaldatore				
Tubazioni acqua distanziatori surriscaldatori				
Strato guarnizione portina				
Frammenti di matrice cementizia				
4° PIANO E PIANO INTERMEDIO 4°-3°				
Linea soffianti				
Uscita economizzatore (entrata corpo cilindrico)				
Linea scarico livello visivo				
Livellostato				
Tracciatura				
Surriscaldatore				
Drenaggio surriscaldatore media T°				

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
Drenaggio RHC				
Drenaggio surriscaldatore bassa T°				
Drenaggio economizzatore				
Attemperamento SH				
Acqua alimentazione degasatore				
PCV 6				
RHC 2° troncone (cfr. tavola grafica 8)				
RH freddo (cfr. tavola grafica 7)				
Acqua demi per riempimento caldaia avviamento rapido (cfr. tavola grafica 7)				
Drenaggi RHF, SH AP, coll RH				
Linea acqua alimento				
Attemperamento ricaldo				
Tubazioni 7° scambiatore				
1° spillamento				
Supporto collettore materiale da ris ulta, camera morta				
Supporto collettore accoppiamento flangiato, camera morta				
Frammenti di matrice cementizia				
3° PIANO E PIANO INTERMEDIO 3°-2°				
Linea soffianti				
Linea scarico livello visivo				
Drenaggio surriscaldatore bassa T°				
Drenaggio RHC				
Drenaggio economizzatore				
Drenaggio surriscaldatore media T°				
Drenaggio entrata surriscaldatore e sfiato finale				
Attemperamento SH				
Linea nafta				
Attemperamento ricaldo				
Fughe TVRB AVX				

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
Acqua alimentazione degasatore				
Vapore derivato al degasatore				
2° spillamento AP6				
Tubazioni 6° scambiatore				
Condense 6° scambiatore				
Linea acqua alimento				
Tubi di caduta (cfr. tavola grafica 6)				
Frammenti di matrice cementizia				
2° PIANO E PIANO INTERMEDIO				
Acqua alimentazione degasatore				
Fughe TVRB AVX				
Convoglio drenaggi				
Linea nafta (conteggiata fino a sala condizionamento)				
2° spillamento AP6				
Attemperamento PCV5 (quantificata fino a sala condizionamento)				
Attemperamento SH				
Regolazione differenziale				
Riduttrici vapore PCV 53-54 (quantificata fino a sala condizionamento)				
Acqua distillata				
Linea vapore al RAV				
Derivato RAV al degasatore				
Linea acqua alimento				
Vapore derivato 18 ate a turbina ausiliaria (quantificato fino a sala condizionamento)				
Tubi di caduta (cfr. tavola grafica 6)				
Frammenti di matrice cementizia				
PIANO TERRA (INTERNO - ESTERNO)				
Trappola vapore derivato RAV				
Serpentine RAV				
Convoglio drenaggi				
Vapore al RAV				

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
Condense				
Serbatoio recupero condense RAV				
Scarico ljungstroem				
Trappola soffiatura				
Linee condizionamento (quantificate fino ad altezza sala condizionamento)				
Drenaggio tubi caduta				
Drenaggio scarico corpo cilindrico inferiore / riempimento caldaia				
Tubi di caduta (cfr. tavola grafica 6)				
Ventilatore (cfr. tavola grafica 9)				
Frammenti di matrice cementizia				
CONDOTTE ARIA – GAS DAL 4° PIANO AL PIANO TERRA				
Ljungstroem (cfr. tavola grafica 9)				
Condotte aria da ljungstroem a bruciatori (cfr. tavola grafica 9)				
Condotte gas uscita da economizzatore a jungstroem (cfr. tavola grafica 9)				
Condotte gas da ljungstroem a camino (cfr. tavola grafica 9)				
Condotti ricircolazione gas da economizzatore a caldaia (cfr. tavola grafica 9)				
Condotte aria da ventilatore a ljungstroem (cfr. tavola grafica 9)				
Condotte aria di tenuta (cfr. tavola grafica 9)				
PANNELLI DI CHIUSURA DAL 6° PIANO AL PIANO TERRA				
Pannelli di chiusura				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****ACCESSORI GRUPPO 1****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI,
APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRAATTARIA**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRAATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
2° piano				
Vapore SH da GVR 4 a TV1				
Valvola PCV101 e tubazioni				
Quadro vapore PCV55				
piano intermedio				
Linee vapore mandata BP al CVTM				
Linee mandata vapore di AP ai manicotti				
Linee vapore manicotti di AP al CVTM				
Drenaggi turbina 1				
Vapore SH a valvole presa TV1				
piano terra				
Fughe da turbina ausiliaria a CVTM1				
Tubazioni turbina ausiliaria				
Linee fughe (AP,BP) e tenute degasatore				

EDISON S.P.A.

CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)

GRUPPO 2

ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI, APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRAATTARIA

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRAATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
6° piano e soppalco				
camera morta superiore				
Coibentazione caldaia				
5° piano e piano intermedio 5°-4°				
Collettore vapore RHC				
Cuscini				
Camera morta relativa ai collettori				
4° piano e piano intermedio 4°-3°				
Camera morta relativa ai collettori				
Coibentazione caldaia				
Collettore vapore RHC				
Cuscini				
3° piano e piano intermedio 3°-2°				
Collettore vapore di AP uscita caldaia e bypass				
Collettore vapore RHC				
Spurgo continuo				
Cabina analizzatori AM8				
2° piano e piano intermedio				
Collettore attemperamento RHF				
Collettore vapore RHC				
Camera morta inferiore				
Linea vapore SH AP da GVR4 a TV1				
Linea condense 7B				
Linea condense 6B				
Linea condense 6A				
Linee e valvole presso scambiatori 7A-6A				
Tratti di linee condense scambiatori AP 5, 6, 7				

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA :			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRAATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
Drenaggi turbina				
Tratti di linee presso scambiatori AP				
piano terra				
Linee derivate da elettroestrattore CVTM				
Tracciatura Varie				
Linea drenaggi sotto caldaia				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****GVR1 / TG3****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI,
APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA :			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
PIANO TERRA				
Prese monometriche + DP filtro aspirazione pompe HP MG 1200 A				
Prese monometriche e DP filtro aspirazione pompe HP MG 1200 S				
Prese monometriche e DP filtro pompa MG 1201 S MP				
Prese monometriche e DP MP filtro pompa MG 1201 A				
Drenaggio evaporazione VLV manuale				
Drenaggio evaporatore aut. B.P. VLV HV 1230 e drenaggio lavaggio acido stadio di B.P.				
Drenaggio surriscaldatore n°1 VLV 1225				
Interno Condotto fumi				
1° PIANO				
Tubazione vapore SH AP				
DA PIANO TERRA A PIANO CORPI CILINDRICI				
Pareti interne caldaia				
Tronco piramidale				
Cuscini				
PIANO CORPI CILINDRICI				
Tubazione vapore SH AP				
Collegamento da attemperamento tubazione vapore SH VLV HV 1227 a tubazione SH				
Collettori ai surriscaldatori e relativo sfiato				
Camera morta superiore e gonne corpi cilindrici				
CABINATO TG3				
Manometri p.ent e p. usc. c/o estintore 144 lato sud/ovest TG3				
Guarnizioni accoppiamenti canale unità trattamento aria piano inf. e MP				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****GVR2/ TG4****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI,
APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
PIANO TERRA				
By-pass spurgo continuo HP a rievaporatore				
Spurgo continuo HP a blow-down				
Spurgo continuo MP a blow-down				
Drenaggi blow-down vecchio				
Cuscini isolanti c/o cabina analizzatori 2211-CS2-3				
Prese manometriche e DP filtro asp. PMP HP MG 2200S				
Interno Condotto fumi				
Deposito a terra presso bypass spurgo continuo HP a rievaporatore				
DA PIANO TERRA A PIANO CORPI CILINDRICI				
Pareti interne caldaia				
Tronco piramidale				
Cuscini isolanti				
PIANO C.C.				
Livello trasmesso DS c.c. HP				
Linee sopra c.c di alta (la II da Nord e la I da Sud)				
Spurgo continuo MP a blow-down				
Spurgo continuo HP a blow-down				
Camera morta superiore e gonne corpi cilindrici				
Collettori vapore da c.c. HP a surriscaldatori + sfiato				
CABINATO TG4 PIANO TERRA				
Due manometri in uscita dalla turbina				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****LINEE DISTRIBUZIONE FLUIDI SU RACK - UTENZE****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI,
APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA FIBRA CERAMICA REFRATTARIA			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
LINEE AEREE				
Linea verticale a PCV9				
Linea verticale a PCV8				
Attemperamento PCV9				
Tubazione SH – AP da GVR1 a PCV 8/9				
Tubazione SH – AP da GVR2 a PCV 8/9				
Attemperamento. PCV15				
Tubazione tra PCV8 e PCV9				
AREA GVR1 – GVR2				
Tubazione c/o dosaggio chimico tra GVR1 e GVR2				
IMPIANTO DEMI				
Riscaldatore di cogenerazione della soda				

EDISON S.P.A.

CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)

ACCESSORI GRUPPO 1

ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI, APPARECCHIATURE, COPERTURE E PAVIMENTAZIONI COIBENTATE CON MATERIALI CONTENENTI AMIANTO

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
2° PIANO TV1 e GR1				
Vapore SH da GVR3 a TV1 (quantificata fino al limite batteria)				
Aspirazione da degasatore a ex pompe alimento HP gruppo 1				
Derivata PCV101				
Tenute turbina				
Passacavi elettrici				
PIANO INTERMEDIO E PIANO TERRA TV1 e GR1				
Linea da serbatoio condense tenuta a turbina ausiliaria				
Passacavi elettrici				
CABINA 5KV				
Passacavi elettrici				
componente interruttore sbarra 5KV-1° tipo 5HK				
fettuccia interruttore tipo 6DHF				
pannello protezione quadro elettrico				
CABINA 10 KV				
Passacavi elettrici				
SOTTOQUADRO				
Passacavi elettrici				
LOCALE TRASFORMATORI				
Passacavi elettrici				
LOCALI CONDIZIONAMENTO				
Guarnizioni canale e accoppiamenti flangiati				
Passacavi elettrici				
LOCALE BATTERIE				
Guarnizioni canale e accoppiamenti flangiati				
LABORATORIO CHIMICO				
Guarnizione forno				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****GRUPPO 2****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI, APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI CONTENENTI AMIANTO**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
guarnizione corpo cilindrico 6° piano				
fettuccia linea soffianti 6° piano lato nord				
linea prese campione dal 5° piano al 3° piano				
guarnizioni accoppiamenti flangiati (vari piani)				
guarnizioni portine caldaia				
fettucce su collettore vapore R.I.C				
trattamento pareti edificio dal 3° piano al piano terra				
coibentazione angoli bruciatori 2° piano				
fettuccia nello strato più profondo della coibentazione del collettore vapore di AP, piano intermedio				
fettuccia avvolta su tracciatura 2° piano e su tracciatura annessa a condotte aria gas piano intermedio				
coibentazione 3° riscaldatore, 2° piano e 1° piano area TV2				
cuscini in amianto su: AP5, 6B e linee annesse, scambiatori 7° e 6° e linee annesse, linea condense da 5° scambiatore a degasatore 2° piano e 1° piano area TV2				
guarnizioni apparecchiature piano intermedio area TV2				
cuscini in amianto lungo serpentine RAV, piano intermedio esterno				
tenute accoppiamenti flangiati condotte piano intermedio e piano terra				
guaina tra muro e tubazione acqua alimento				
cuscini in amianto piano terra				
materiale a matrice cementizia su vassoi passacavi (vari piani)				

EDISON S.P.A.**CENTRALE TERMOELETTRICA MARGHERA LEVANTE – P.TO MARGHERA (VE)****LINEE DISTRIBUZIONE FLUIDI SU RACK - UTENZE****ISPEZIONE PERIODICA PER VALUTARE LO STATO DI CONSERVAZIONE DI TUBAZIONI,
APPARECCHIATURE COIBENTATE CON MATERIALI COSTITUITI DA AMIANTO**

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA :			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI COSTITUITI DA AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
vernice palazzina servizi tecnici e magazzino adiacente				
vernice tettoia metano				
vernice deposito m.c.a., stoccaggio olio usato, locale autoclave/antincendio				
pannelli in eternit cabina presa campioni H2O Demi				
linea vapore 5 ate n°4 MF (davanti stazione di riduzione e riscaldamento metano)				
Tubaz. by pass valvola VM57A zona prese a mare				
guaina copertura cabina ex cloro c/o opera prese a mare				
tubazioni condizionamento uffici palazzina ex Demi 1				
linea vapore alla turbinetta				
tubazione ritorno nafta pesante da serbatoio ad ex cabina nafta				
tubazione H ₂ O integrazione condensatore 1				
tubazione H ₂ O Demi a mandata pompe CD				

LOCALIZZAZIONE DEL MATERIALE	DATA DEL CONTROLLO:			
	ISPEZIONE ESEGUITA DA:			
	STATO DI CONSERVAZIONE DEI MATERIALI CONTENENTI AMIANTO			
	BUONO	DISCRETO	SCADENTE	NOTE
PIANO TERRA PALAZZINA UFFICI				
Pavimentazione linoleum				
PIANO TERRA PALAZZINA UFFICI				
Pavimentazione linoleum				
PIANO INTERRATO PALAZZINA UFFICI				
Tubazioni riscaldamento				
LOCALE CONDIZIONAMENTO C/O MAGAZZINO				
Sigillante canale aria				
EDIFICIO AUSILIARIO				
Trattamento pareti di chiusura edificio				
COPERTURA OFFICINA ELETTRICA				
Tetto in eternit				
COPERTURA DEPOSITO BOMBOLE				
Tetto in eternit				
FOSSA IDROGENO				
Trattamento pareti di chiusura edificio				