


MANUALE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO EMISSIONI

Attività	
Elaborazione	Claudio Bisulli
Controllo	Giorgio Aliotta
Approvazione ed emissione	Alberto Marini (il Gestore) 
REV. 4 del 15/01/2021	Aggiornamento a seguito di cambio Gestore, nuove curve sostitutive dati stimati, nuove rette QAL2 umidità e velocità fumi.

Data	Release	Note
29/11/2019	3	<i>Aggiornamento a seguito di sostituzione analizzatori, upgrade sistema elaborazione dati, variazione minimo tecnico. Nuova impostazione del presente Manuale</i>
15/10/2018	2	<i>Adeguamento a Linea Guida ISPRA 87/2013 ed adeguamento a format SGI.</i>
28/03/2018	/	<i>Integrazione al Manuale di gestione SME della centrale di Porto Corsini con aggiornamento Legge n. 167 del 20/11/2017 “Nuovi criteri temporali per la verifica della conformità dei valori limite di emissione (VLE)”.</i>
07/09/2016	/	<i>Integrazione al Manuale di gestione SME della centrale di Porto Corsini con i criteri ed i valori effettivamente impostati per la validazione dei dati emissivi.</i>
01/09/2011	1	<i>Prima revisione</i>
01/12/2003	0	<i>Prima emissione</i>

La copia digitale disponibile sul server aziendale è conforme all'originale depositato in archivio HSEQ

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	7
1.1	SCOPO	7
1.2	CAMPO DI APPLICAZIONE	7
1.3	APPLICABILITÀ	7
1.4	NORME E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	7
1.4.1	NORME TECNICHE	7
1.4.2	SPECIFICHE E DOCUMENTAZIONE TECNICA	9
1.4.3	OBBLIGHI E ADEMPIMENTI	9
1.4.4	LIMITI APPLICABILI ALLE EMISSIONI	10
1.4.5	TERMINOLOGIA	10
1.4.6	RUOLI	11
2	ATTIVITÀ	13
3	GESTIONE TECNICA DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO	14
3.1	ESERCIZIO DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO	14
3.1.1	OGGETTO	14
3.1.2	APPLICABILITÀ	14
3.1.3	FINALITÀ	14
3.1.4	RESPONSABILITÀ	14
3.2	CALIBRAZIONE AUTOMATICA DEGLI ANALIZZATORI DI GAS SME	16
3.2.1	OGGETTO	16
3.2.2	APPLICABILITÀ	16
3.2.3	FINALITÀ	17
3.2.4	RESPONSABILITÀ	17
	Apparecchiature e strumenti	17
	Requisiti preliminari per le calibrazioni automatiche	17
	Modalità esecutive	18
3.3	VALIDAZIONE DELLE MISURE E DEI DATI ELABORATI SME	21
3.3.1	OGGETTO	21
3.3.2	APPLICABILITÀ	21
3.3.3	FINALITÀ	21
3.3.4	RESPONSABILITÀ	21
3.3.5	VALORI DI RIFERIMENTO PER INVALIDAZIONE	22
3.3.6	MODALITÀ CALCOLO VALORI PRIMARI E SECONDARI	24
3.3.7	CRITERI DI VALIDAZIONE AI FINI DEL CONFRONTO COI LIMITI	25
3.4	CALIBRAZIONE MANUALE DEGLI ANALIZZATORI DI GAS	29
3.4.1	OGGETTO	29
3.4.2	APPLICABILITÀ	29
3.4.3	FINALITÀ	29

3.4.4	RIFERIMENTI	29
3.4.5	RESPONSABILITA'	29
	Apparecchiature e strumenti.....	30
	Requisiti preliminari per la calibrazione manuale	30
	Calibrazioni manuali.....	30
3.5	MANUTENZIONE DEL SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI SME	32
3.5.1	OGGETTO	32
3.5.2	APPLICABILITA'	32
3.5.3	FINALITÀ.....	32
3.5.4	RIFERIMENTI	32
3.5.5	RESPONSABILITA'	32
	Tipologia attività di manutenzione	33
	Interventi di manutenzione preventiva	34
	Interventi di manutenzione Accidentale	34
	Modifiche	35
	Elenco interventi manutenzione preventiva/funzionale e relativa frequenza.....	35
4	GESTIONE DEI DATI DELLE INFORMAZIONI.....	42
4.1	ACQUISIZIONE DEI DATI INTEGRATIVI NEL CASO DI INDISPONIBILITÀ DELLE MISURE O DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE	42
4.1.1	OGGETTO	42
4.1.2	APPLICABILITA'	42
4.1.3	FINALITÀ	42
4.1.4	RIFERIMENTI	42
4.1.5	RESPONSABILITA'	43
	Rilevazione di una misura invalida.....	43
	Integrazione dati mancanti	44
	Indice disponibilita'	47
	Inserimento Dati Manuali	47
	Registrazione eventi e manutenzioni	49
4.2	PREDISPOSIZIONE E DIFFUSIONE INTERNA DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI SME.....	54
4.2.1	OGGETTO	54
4.2.2	APPLICABILITA'	54
4.2.3	FINALITÀ.....	54
4.2.4	RIFERIMENTI	54
4.2.5	RESPONSABILITA'	54
	Predisposizione dei dati e delle informazioni	55
	Diffusione dei dati e delle informazioni.....	56
	Criteri di archiviazione e di conservazione	57

Dati Impostabili A Sistema	57
4.3 PREDISPOSIZIONE E TRASMISSIONE DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI DA COMUNICARE ALL'AUTORITÀ DI CONTROLLO	59
4.3.1 OGGETTO	59
4.3.2 APPLICABILITA'	59
4.3.3 FINALITÀ.....	59
4.3.4 RIFERIMENTI	59
4.3.5 RESPONSABILITA'	59
Contenuti delle comunicazioni periodiche dei dati	59
4.4 MODALITÀ DI SEGNALAZIONE ALL'AUTORITÀ COMPETENTE DI EVENTUALI SUPERAMENTI DI LIMITI AIA ED INTERVENTI DA ATTUARE IN TALI SITUAZIONI.....	69
4.4.1 OGGETTO	69
4.4.2 APPLICABILITA'	69
4.4.3 FINALITÀ.....	69
4.4.4 RIFERIMENTI	69
4.4.5 RESPONSABILITA'	70
Situazioni di esercizio critiche per il rispetto dei limiti di emissione	70
Comunicazioni ad ARPAE/ISPRA	71
Allarmi impostati a sistema	72
5 SORVEGLIANZA E CONTROLLO	77
5.1 SORVEGLIANZA PER LA VERIFICA DEL RISPETTO DEI VALORI LIMITE DI EMISSIONI ...	77
5.1.1 OGGETTO	77
5.1.2 APPLICABILITA'	77
5.1.3 FINALITÀ.....	77
5.1.4 RIFERIMENTI	77
5.1.5 RESPONSABILITA'	77
Criteri per la verifica dei valori limite di emissione	78
Criteri di sorveglianza	78
5.2 ESECUZIONE DELLE VERIFICHE PERIODICHE SUGLI ANALIZZATORI	80
5.2.1 OGGETTO	80
5.2.2 APPLICABILITA'	80
5.2.3 FINALITÀ.....	80
5.2.4 RIFERIMENTI	80
5.2.5 RESPONSABILITA'	80
5.2.6 ATTIVITA' PREVISTE.....	82
Procedura QAL2	83
Applicazione della procedura AST	87
Applicazione della procedura di controllo QAL3	88
Applicazione della procedura di controllo dell'Indice Accuratezza Relativo	90

Verifiche sulla strumentazione per misura di temperatura e pressione	91
5.3 VERIFICHE IN CAMPO CONDOTTE DIRETTAMENTE DALLE AUTORITÀ PREPOSTE AL CONTROLLO O EFFETTUATE DALL'ESERCENTE SOTTO LA LORO SUPERVISIONE	92
5.3.1 OGGETTO	92
5.3.2 APPLICABILITA'	92
5.3.3 FINALITÀ.....	92
5.3.4 RIFERIMENTI	92
5.3.5 RESPONSABILITA'	93
Aspetti gestionali	93
Aspetti operativi inerenti alle verifiche sugli analizzatori di gas	94
Attività controllo interne previste dalla uni en 14181.....	95
ALLEGATO 1 SME CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO PER LE MISURE DELLE EMISSIONI	96
ALLEGATO 2 SME RICOGNIZIONE DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE ATTINENTE LE MISURE IN CONTINUO DELLE EMISSIONI.....	129
ALLEGATO 3 SME DICHIARAZIONI DEI PARAMETRI TECNICI	135
ALLEGATO 4 SME DESCRIZIONE DEL SOTTOSISTEMA DI CAMPIONAMENTO E DEI PUNTI DI CAMPIONAMENTO PER LE MISURE DI VERIFICA IN CAMPO	142
ALLEGATO 5 SME DESCRIZIONE CAMINI E PUNTI DI CAMPIONAMENTO.....	148
ALLEGATO 6 SME CERTIFICAZIONE DEGLI ANALIZZATORI DI GAS AD ESTRAZIONE	153
ALLEGATO 7 SME LISTA DI DISTRIBUZIONE	181
ALLEGATO 8 SME LIMITI PER LE EMISSIONI PER LA CENTRALE DI PORTO CORSINI.....	183
ALLEGATO 9 SME DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO PORTO CORSINI	185
ALLEGATO 10 SME CURVE SOSTITUTIVE ANALIZZATORI	193
ADDENDUM 1 SME TERMINOLOGIA	206

1 INTRODUZIONE

1.1 SCOPO

Il presente documento definisce i criteri, le responsabilità e le modalità procedurali atte a:

- gestire correttamente il sistema di monitoraggio delle emissioni;
- assicurare e documentare il rispetto dei valori limiti di emissione;
- soddisfare le esigenze espresse dalla normativa in materia di controllo delle emissioni ed in particolare dal D. Lgs 152/06 e s.m.i. , modificato per la parte di competenza dalla legge n. 167 del 20/11/2017 e dal Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (nel seguito Decreto AIA) al riguardo del grado di accuratezza delle misure e della disponibilità dei dati;
- assicurare la corretta comunicazione dei dati e delle informazioni verso le Autorità competenti per il controllo.
- Garantire la manutenzione del sistema SME

1.2 CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento descrive le misure tecniche, organizzative e procedurali, adottate per la gestione della strumentazione di monitoraggio in continuo delle emissioni provenienti dai camini delle unità di produzione della centrale di Porto Corsini.

1.3 APPLICABILITÀ

Il presente documento si applica alle misure in continuo di NO_x e CO, nonché ai parametri necessari per la normalizzazione di tali misure (O₂, temperatura, pressione e umidità) rilevati dal sistema di monitoraggio delle emissioni, in accordo alla PR 05 ARI Emissioni del Sistema di Gestione Integrato

L'elenco completo delle misure e la configurazione del sistema di monitoraggio sono descritti nell'allegato 1.

1.4 NORME E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

1.4.1 NORME TECNICHE

- **Norma UNI EN 14181:2015** – Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici. In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti:
 - Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
 - Test di verifica annuale (AST);
 - Verifica ordinaria di assicurazione di qualità (QAL3).

I metodi specificati in seguito costituiscono i metodi di riferimento con cui verificare i metodi strumentali continui, nonché, in caso di fuori servizio prolungato degli stessi, saranno i metodi

da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine rappresentano anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità delle analisi discontinue. Il gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza e i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

- **Norma UNI EN– 16911:2013** Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato ogni dodici mesi. Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati e ossidi di azoto espressi come NO₂.
- **Norma UNI EN 14792:2006** per NO_x. Emissioni da sorgente fissa. Determinazione della concentrazione in massa di ossido di azoto (NO_x). Metodo di riferimento: chemiluminescenza.
- **Norma UNI EN 14789:2006** per O₂ in flussi gassosi convogliati. Emissioni da sorgente fissa. Determinazione della concentrazione in volume di ossigeno (O₂). Metodo di riferimento: Paramagnetismo.
- **Norma UNI EN 14790:2006** per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.
- **Norma UNI EN 15058:2006** per CO in flussi gassosi convogliati. Emissioni da sorgente fissa. Determinazione della concentrazione in massa di monossido di carbonio. Metodo: spettrometria a infrarossi non dispersiva.
- **Norma UNI EN 12619:2013** per l'analisi dei COV espressi come C (COT). Metodo in continuo con rilevatore a ionizzazione di fiamma
- **Norma ISO 11338 - 1,2** per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GCMS.
- **Norma UNI EN 13211:2003** per l'analisi del mercurio totale.
- **Norma UNI EN 14385:2004** per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb e V.
- **Norma ISO 23210:2009** Prevede la filtrazione di volumi noti di aria proveniente dal camino per risalire alla concentrazione delle polveri nell'emissione data dalla differenza tra la massa del filtro prima e dopo il campionamento e dal volume di aria campionata. L'aria è prelevata campionando con metodo isocinetico, utilizzando un impattore per PM₁₀ e PM_{2,5}. si risale alla concentrazione di polveri nell'emissione.
- **Norma US EPA method 29** per la determinazione di Se.
- **Norma US EPA method 210** per la determinazione del PM₁₀ filtrabile.
- **Norma US EPA method 202** per la determinazione del PM₁₀ condensabile.
- **Norma US EPA method 323** per la determinazione delle emissioni di formaldeide.
- **Norma UNI EN 14791:2006** per SO₂.
- **Norma UNI EN 15259:2008** Determinazione del punto di misura e omogeneità sezione.
- **DM 31/01/2005** Linee guida in materia di sistemi di monitoraggio emissioni
- **Norma UNI EN 15267:2008** Certificazione dei sistemi di misura automatici
- **D.lgs n°152 del 3 aprile 2006 parte V**
- **Guida tecnica per i gestori dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME) – ISPRA n. 87/2013**

- **Arpae det. 2025-759 del 24/11/2015 - Indirizzo operativo per l'attività di controllo dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)**
- **Decreto AIA prot. DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009**

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati nel *“Piano di Monitoraggio e Controllo”* allegato al Decreto AIA purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi vengono effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

1.4.2 SPECIFICHE E DOCUMENTAZIONE TECNICA

Una descrizione sintetica del sistema di monitoraggio è riportata nell'allegato 1 *“Configurazione del sistema di monitoraggio per le misure di emissione”*.

La descrizione delle caratteristiche tecniche dei vari componenti e dei manuali di istruzione sono raccolti nel volume *“Documentazione tecnica”* del comparto ARIA nell'Archivio HSEQ di centrale.

Sono parte integrante del presente Manuale:

- Il manuale del software elaborazione dati SME (SAD), elaborato dal produttore PF Sistemi, è parte integrante del presente Manuale.
- Manuale Operativo Software: documento elaborato dal produttore PF Sistemi che descrive le varie pagine di navigazione del sistema e le modalità di estrazione delle tabelle.
- Manuale d'Uso e Manutenzione SME: ovvero la raccolta di tutte le specifiche tecniche della strumentazione e dei sottosistemi installati e il manuale d'uso e manutenzione e i sottosistemi installati.

1.4.3 OBBLIGHI E ADEMPIMENTI

In relazione ai contenuti del presente documento, si riportano di seguito i riferimenti riguardanti i principali adempimenti previsti dal D. Lgs 152/06 e s.m.i, modificati in parte dalla legge n.167/17 e dal decreto AIA.

Un riepilogo degli adempimenti e delle attività è riportato in allegato 2 di questo documento base.

- *Certificazione degli analizzatori*

Le certificazioni di tipo conseguite dagli analizzatori sono riportate nell'allegato 6.

La certificazione iniziale degli analizzatori installati, intesa come verifica del corretto funzionamento, è stata effettuata in campo per confronto con un secondo sistema automatico di misura utilizzando lo stesso criterio previsto dal D. Lgs 152/06 e s.m.i. e dal decreto AIA.

- *Modalità di campionamento*

Il sottosistema di campionamento del sistema di monitoraggio ed i punti di campionamento necessari per l'esecuzione delle misure da finalizzare alle verifiche ed alle tarature sono descritti in allegato 4.

- *Registrazione delle cause di indisponibilità*

Le modalità di registrazione sono trattate nel paragrafo 4.1.

- *Dichiarazione del valore di minimo tecnico*

Ai fini dell'esclusione dal calcolo dei valori medi di emissione delle misure effettuate nelle fasi di avviamento ed arresto, i valori di minimo tecnico¹ definiti al carico di: 100 MWe, prodotto dai turbogas (TG) delle unità E e G a ciclo combinato, sono stati dichiarati a partire dal 25/11/2019 come da evidenza in allegato 3. Prima di tale data il minimo tecnico era 170 MWe come somma TG+TV.

1.4.4 LIMITI APPLICABILI ALLE EMISSIONI

Ai sensi del D. Lgs 152/06 e del Decreto AIA devono essere rispettati i seguenti limiti di emissione per i gruppi (vedi allegato 8).

Sezioni E e G

I limiti di emissione dai camini del turbogas dei gruppi E e G sono i seguenti:

- VLE NO_x (espressi come NO₂): 40 mg/Nm³;
- VLE CO (monossidi di carbonio): 30 mg/Nm³;

I valori sono riferiti a gas secco e ad un tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi del 15%.

I valori limite di emissione indicati in precedenza, si considerino rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore di normale funzionamento, durante un anno civile:

- nessun valore medio giornaliero convalidato supera tali valori limite

Ogni sezione turbogas deve rispettare i suddetti limiti in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto (potenza inferiore al Minimo Tecnico).

Deve essere effettuata una misurazione in continua delle emissioni di NO_x e CO, nonché del tenore volumetrico di ossigeno, della temperatura, della pressione e della portata volumetrica dell'effluente gassoso. Le apparecchiature di misura devono essere esercitate, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dal D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. e dalla norma UNI EN 14181:2015.

Un ulteriore controllo richiesto dal Decreto AIA consiste nel calcolo delle concentrazioni di NO_x e CO anche durante le fasi di avviamento/spegnimento. Le emissioni durante tali fasi devono essere registrate sia come quantità emesse per evento (esprese in kg/evento), sia come quantità totali emesse annualmente (t/anno).

1.4.5 TERMINOLOGIA

Nell'addendum 1 disposto alla fine di questo documento base, sono riportate le definizioni pertinenti contenute nel D.Lgs 152/06 e s.m.i., nella LG Ispra 87/2013, nel DM 21/12/95, nel DM

¹ Riferimenti comunicazioni ENEL-PRO prot. N. 0018885 del 29.11.2019

12/7/90 (linee guida), nel Decreto AIA, nel manuale UNICHIM 151 nonché la spiegazione della terminologia strettamente connessa all'esercizio del sistema di monitoraggio.

1.4.6 RUOLI

Di seguito viene descritto l'organigramma dell'impianto ai fini della gestione del sistema SME con i ruoli di responsabilità, mentre le azioni specifiche sono definite nel seguito del documento laddove necessario.

Resp. PP: Responsabile Power Plant North, ovvero il Gestore ai fini del decreto AIA, ed è colui che è responsabile dell'attuazione del presente documento nonché a capo delle altre figure sotto descritte.

Resp. HSEQ: Responsabile della funzione HSEQ di impianto che si occupa principalmente dell'archiviazione dei dati e del rispetto delle scadenze previste e la programmazione prove e verifiche.

Add. HSEQ: collaboratore della funzione HSEQ (comprende anche addetti del Rede)

Resp. MAN: Responsabile dell'unità Manutenzione di impianto che coordina i vari reparti manutenzione tra cui quello Elettroregolazione.

Resp. Elereg: Responsabile del reparto Elettroregolazione che è quello che effettua le operazioni di manutenzione interna sulla strumentazione e le calibrazioni previste dalle norme.

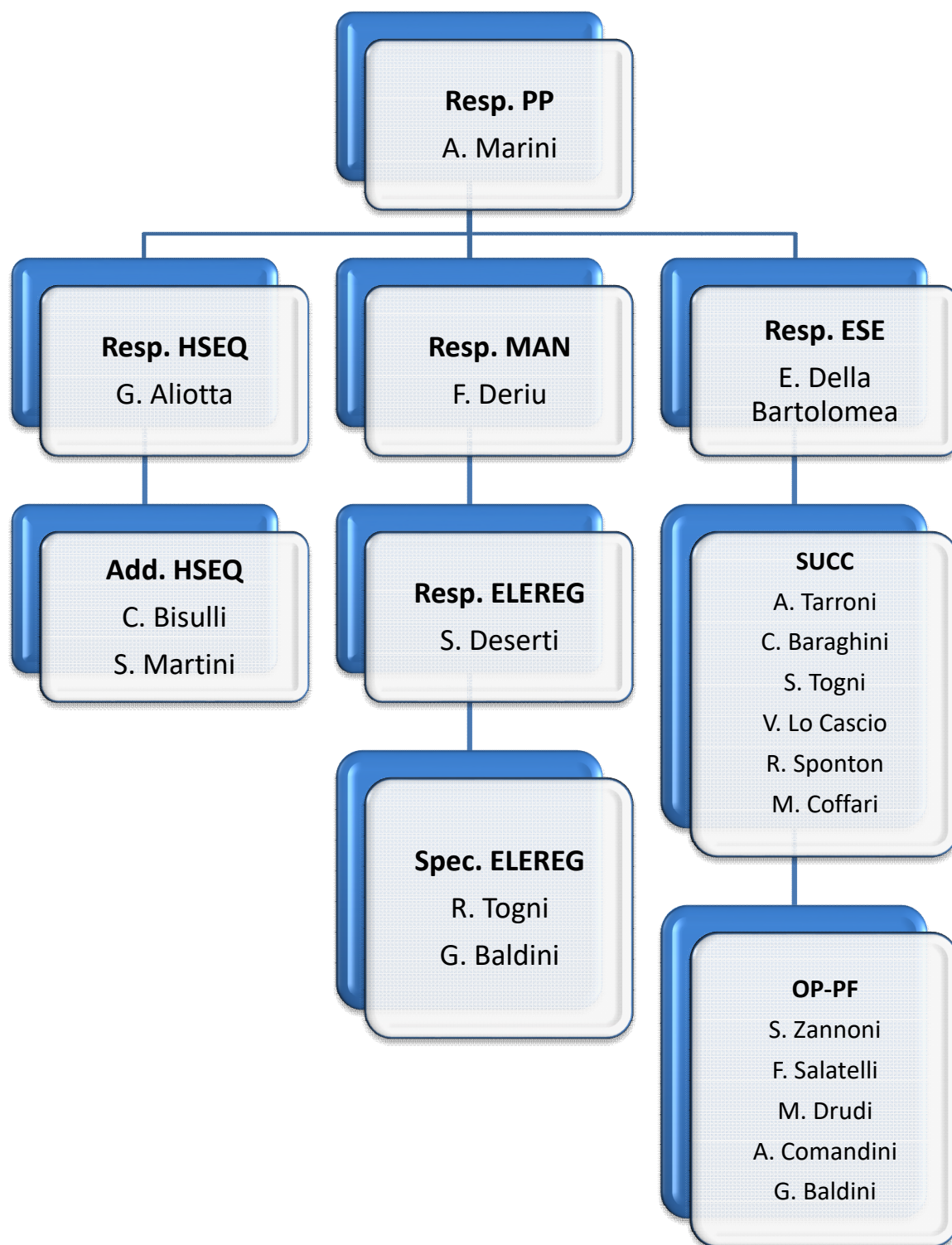
Spec. Elereg: Specialista del reparto Elettroregolazione dedicato al sistema SME

Resp. ESE: Responsabile dell'unità Esercizio ovvero delle persone addette alla conduzione dell'impianto e al controllo dei valori SME in tempo reale

SUCC: capo esercizio in turno, figura responsabile del turno di Esercizio in servizio in un determinato momento in centrale. Sono previsti 3 turni giornalieri di 8 ore che coprono in maniera continua la supervisione ed il controllo dell'Impianto.

OP-PF: operatore polifunzionale, figura alle dipendenze dal SUCC, che conduce materialmente il generatore di vapore e ne cura il controllo dei parametri funzionali specifici

Nella figura seguente è riportato l'organigramma sopra descritto, con le dipendenze gerarchiche e i nominativi:



2 ATTIVITÀ

Allo scopo di ordinare lo svolgimento delle attività e delle operazioni previste per l'esercizio del sistema e per la elaborazione e valutazione dei dati rilevati si individuano i seguenti punti:

- **Gestione tecnica del sistema di monitoraggio (capitolo 3)**
- **Gestione dei dati e delle informazioni (capitolo 4)**
- **Sorveglianza e controllo (capitolo 5)**

La documentazione tecnica, cui si fa riferimento per lo sviluppo e l'aggiornamento delle procedure, che non è direttamente riportata in allegato, è contenuta nel volume di riferimento di cui al paragrafo 1.4.2 e viene mantenuta sempre aggiornata e coerente con il contenuto delle procedure.

Per la certificazione delle misure secondo le indicazioni del D.Lgs 152/06 e s.m.i. e del decreto AIA sono previste procedure specifiche che riguardano l'esecuzione delle verifiche periodiche sugli analizzatori (cap. 5) e le verifiche in campo sull'intero sistema di misura riferite alle misure di inquinanti gassosi (cap. 4).

Per lo sviluppo e l'aggiornamento delle procedure, in particolare per quelle riguardanti la suddetta certificazione, nonché per la esecuzione delle campagne di misura finalizzate alle verifiche ed alle tarature si prevede l'intervento di un Soggetto accreditato per la fornitura di servizi per il controllo delle emissioni secondo le disposizioni della LG Ispra 87/2013 e del decreto AIA - Definizione del sistema nazionale finalizzato al controllo ed assicurazione di qualità dei dati di inquinamento atmosferico.

Il "Soggetto" accreditato interviene effettuando le campagne di misura e/o supervisionando le attività di misura curate direttamente dall'ENEL.

RESPONSABILITÀ

Le responsabilità, intese come attribuzione di compiti per lo svolgimento delle singole attività gestionali ed operative previste dal presente documento, sono precisate nelle singole attività riportate nei prossimi paragrafi.

INFORMAZIONE

Tutto il personale coinvolto nelle attività per la gestione del sistema di monitoraggio e per il trattamento e la diffusione dei dati deve essere a conoscenza degli obiettivi e dei contenuti del presente documento. I destinatari della Lista di distribuzione in allegato 7 sono tenuti a formare e informare il proprio personale, che ha diretta responsabilità nella gestione del Sistema di Monitoraggio Emissioni, in merito ai contenuti del manuale

ARCHIVIAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE

Tutta la documentazione inerente la realizzazione e l'esercizio del sistema di monitoraggio viene raccolta nell'archivio HSEQ di centrale.

3 GESTIONE TECNICA DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO

3.1 ESERCIZIO DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO

3.1.1 OGGETTO

L'esercizio del sistema di monitoraggio riguarda i criteri operativi e riferimenti tecnici da adottare per l'esercizio del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni SME.

3.1.2 APPLICABILITÀ

Si applica a tutte le misure del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni. Le attività che vengono svolte sul sistema sono tracciate nel "registro eventi SME" a cura del SUCC così come le anomalie e/o richieste di intervento verso la manutenzione.

3.1.3 FINALITÀ

- Garantire che l'assetto del sistema di misura, in tutte le condizioni di esercizio (del processo e degli apparati di misura stessi), sia tale da fornire misure con sufficiente grado di accuratezza;
- Garantire che in caso di guasti accidentali l'assetto standard venga ripristinato nel più breve tempo possibile;
- Garantire che le eventuali modifiche all'assetto base di misura vengano effettuate solo a seguito di una autorizzazione esplicita della direzione di impianto.

3.1.4 RESPONSABILITÀ

Il Responsabile del reparto Manutenzione/Elettroregolazione è responsabile dell'esercizio del sistema di monitoraggio. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

Assetto di base del sistema di monitoraggio delle emissioni

Attività	Responsabilità
L'assetto base del sistema è riportato nell'allegato 1 del Documento Base.	Si veda all.1 Doc Base

Configurazione dei parametri non misurati

Attività	Responsabilità
<p>L'elenco di tali parametri e le relative modalità operative di inserzione e modifica dei dati sono disponibili presso il Reparto Regolazione.</p> <p>I parametri non misurati e impostabili dall'operatore sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sezioni dei camini - Minimo tecnico ambientale (MTA) - Rette di QAL2 (intercetta, pendenza, range validità, Ic95%) - Sams di 0 e span degli analizzatori - Concentrazioni bombole di riferimento - Fondo scala analizzatori (attività a cura Siemens) - Limiti orari, giornalieri, mensili - Curve calcolo dati sostitutivi (attività a cura Siemens) - Banda morta potenza (intorno al MTA) <p>Solo il responsabile del Reparto Elettroregolazione può effettuare tali modifiche, a seguito di indicazione pervenuta dal Resp HSEQ o Resp.PP.</p>	Spec. Elereg

Prescrizioni tecniche sul funzionamento delle varie componenti

Attività	Responsabilità
<p>Le prescrizioni tecniche sul funzionamento degli apparati di campionamento e misura sono costituiti dagli intervalli di accettabilità (o limiti) dei valori dei parametri fisici (temperature, pressioni, portate, ecc.) che caratterizzano il funzionamento degli apparati stessi. Tali prescrizioni sono fissate dal costruttore delle singole apparecchiature o dal progettista del sistema e sono riportate nei manuali di istruzione.</p>	

Funzionamento con assetti diversi da quello base

Attività	Responsabilità
<p>Il sistema è sottoposto ad interventi di manutenzione preventiva secondo quanto riportato al punto 3.5</p>	Spec. Elereg
<p>In ogni caso il sistema è dotato di allarmi che permettono all'operatore di rilevare i malfunzionamenti e richiedere l'intervento della manutenzione</p>	SUCC

<p>tramite l'emissione di apposito AdM. Inoltre gli operatori effettuano settimanalmente una verifica di congruità dei valori per rilevare la presenza di errori di misura non rilevabili dai sistemi automatici (procedura QAL3). Nel caso di dati orari risultati non validi l'operatore seguirà le modalità operative di cui al punto 4.1</p>	
--	--

Modifiche al sistema

Attività	Responsabilità
Le modifiche HW e SW al sistema saranno soggette alle normali procedure SAP, e sottoposte alla preventiva approvazione della Direzione di Centrale. Tali modifiche saranno poi oggetto di aggiornamento del presente manuale.	Resp. PP

3.2 CALIBRAZIONE AUTOMATICA DEGLI ANALIZZATORI DI GAS SME

3.2.1 OGGETTO

La calibrazione automatica degli analizzatori di gas SME riguarda le operazioni di calibrazione automatica degli analizzatori per le misure di inquinanti gassosi e dell'ossigeno di riferimento effettuati con analizzatori di tipo estrattivo.

La calibrazione consiste nella regolazione dei parametri in corrispondenza delle risposte di zero e di span per correggere le normali derive strumentali, da effettuarsi mensilmente (ogni 28 giorni) come da manuale del costruttore per NO_x, CO, O₂. Successivamente ad una calibrazione automatica vengono svolte 3 QAL3 settimanali, che vanno ad alimentare la curva di Cusum dell'analizzatore, e poi si ricomincia con un nuovo ciclo QAL3.

Il ciclo QAL3 viene applicato al campo "basso" degli analizzatori di CO ed NO in quanto è quello certificato QAL2 per il confronto con i limiti imposti. Il campo "alto" effettua solo la calibrazione automatica ogni 28 giorni come da indicazioni del costruttore.

3.2.2 APPLICABILITA'

Si applica agli analizzatori di tipo estrattivo (CO, NO_x, O₂).

Per l'analizzatore di H₂O la calibrazione avviene ogni 9 mesi ed è fatta con kit certificato seguendo una procedura manuale.

La velocità fumi, misurata con lo strumento flow sick 100, non è soggetta a calibrazione periodica, in quanto QAL3 compliance, ma solo ad una manutenzione dei componenti meccanici. E' infatti

previsto, in luogo della QAL3, un ciclo di controllo interno ogni 24 ore con check dei valori di 0 e span e in caso di non superamento il sistema da un errore e sarà necessario provvedere a richiedere l'intervento del costruttore.

Le misure di temperatura e pressione sono controllate annualmente in occasione delle verifiche periodiche, svolte da laboratorio accreditato, che mediante confronto con strumento campione verifica che lo scostamento si mantenga nel range massimo ammesso.

3.2.3 FINALITÀ

- Garantire che la calibrazione avvenga con le modalità ed i tempi stabiliti dal costruttore;
- Garantire che le bombole utilizzate siano le stesse riconosciute dal sistema.

3.2.4 RESPONSABILITÀ

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile della calibrazione automatica degli analizzatori di gas SME. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

APPARECCHIATURE E STRUMENTI

Attività	Responsabilità
<p>Per le calibrazioni vengono utilizzate 2 bombole campione a miscela di gas NO e CO, una a bassa concentrazione per la taratura dello span analizzatore "basso" una ad alta concentrazione per la taratura dello span analizzatore "alto". La concentrazione di norma è pari a circa l'80% del valore di fondo scala e i range di concentrazioni sono riportate in Allegato 1. Per la taratura dello zero viene usata aria di riferimento.</p> <p><u>Nell'archivio HSEQ</u> sono raccolte per ciascun gruppo le matricole delle bombole utilizzate e le certificazioni della Ditta fornitrice per quanto riguarda la concentrazione del gas campione.</p> <p>La sostituzione delle bombole, una volta esaurite, avviene tramite la normale procedura SAP.</p> <p>A conclusione dell'attività i dati delle bombole vengono inseriti nel sistema tramite la stazione di MMI e viene aggiornata la tabella riepilogativa stato analizzatori in dotazione del reparto elettroregolazione.</p>	Spec. Elereg

REQUISITI PRELIMINARI PER LE CALIBRAZIONI AUTOMATICHE

Attività	Responsabilità
Il sistema gestisce autonomamente tutte le azioni per le verifiche calibrazioni automatiche (QAL3) e verifica che si abbiano le condizioni	OP-PF

previste secondo il controllo previsto dalla UNI 14181 e l'utilizzo delle cartelle di controllo CUSUM.

Se del caso viene inibita la calibrazione e viene emesso un allarme all'operatore, che informa il SUCC.

MODALITÀ ESECUTIVE

Attività	Responsabilità
<p>Il ciclo di calibrazione viene automaticamente attivato dal sistema di acquisizione ogni martedì della settimana (secondo la procedura QAL3).</p> <p>Il procedimento di assicurazione della qualità QAL3 consiste nella verifica del rispetto e mantenimento nel tempo dei requisiti di incertezza per deriva e precisione determinati in fase di QAL1 utilizzando materiali di riferimento noti.</p> <p>Il procedimento consiste nella valutazione statistica dei risultati dei cicli di verifica strumentale, sia per la deriva che per la precisione, di 0 e di span (80% del fondo scala strumentale) attraverso il confronto con funzioni dello "scarto tipo" (c.d. S_{AMS}) specifiche dello strumento per il valore di 0 ed il valore di span. Il procedimento di verifica genera specifiche Carte di controllo (CUSUM) che storicizzano l'evoluzione nel tempo delle proprietà strumentali.</p> <p>I valori delle funzioni di scarto tipo SAMS allo 0 e allo span sono rintracciabili sui documenti del fornitore relativi alla procedura QAL3.</p> <p>Tali documenti, emessi specificatamente riferiti al fondo scala utilizzato e allo strumento installato (n° di matricola), esplicitano un valore di Sams che sia riferito al valore del fondo scala applicato (tipicamente rintracciabile alla riga "actual mSTAFFuring range"). Valori non corretti di fondo scala su QAL3 aumentano (o diminuiscono) il valore di Sams e di conseguenza aumentano (o diminuiscono) i margini di superamento delle prove QAL3.</p> <p style="text-align: center;">Prova sulla precisione</p> <p>Se St della precisione $> h_s$ (standard di riferimento da calcolare) è necessario:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registrare la segnalazione di anomalia - Attivare l'intervento del tecnico esterno per ripristino della strumentazione <p>Se tale disuguaglianza è vera è superfluo procedere con le prove successive sulla deriva.</p> <p style="text-align: center;">Prova sulla deriva</p>	

<p>Se la Σ degli scarti (i positivi e i negativi separatamente) per la deriva $> h_x$ (standard di riferimento da calcolare) la causa è nella non corretta regolazione eseguita in automatico, è necessario:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registrare la segnalazione di anomalia e il fuori servizio dello strumento; - Attivare l'intervento interno di manutenzione per calibrazione dello strumento 	<p>Spec. Elereg</p>
<p>Gli interventi di ripristino della strumentazione, ad esito negativo delle prove, comportano la nuova inizializzazione delle Carte CUSUM (RESET dei contatori CUSUM), Ciò avviene in automatico in caso di calibrazione della misura e ridefinizione dei parametri relativi. Va annotato sul Registro cronologico eventi SME, per ogni strumento, eventi di fuori servizio a seguito esito negativo delle prove ed interventi di ripristino a cura del personale di centrale o del fornitore.</p>	<p>SUCC</p>
<p>Sono conservati:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Grafici di controllo CUSUM dello scarto tipo per punto di zero e di span -Certificazioni delle bombole con gas standard di riferimento. 	
<p>Nel caso in cui la QAL3 fallisce, ovvero il sistema non riesce a completare la procedura, viene emesso un allarme e il SUCC/OP-PF informa il reparto Elettroregolazione che si attiva per la risoluzione del problema e successivamente lancia la nuova QAL3.</p>	<p>SUCC</p>

Nell'immagine seguente è riportata la curva di Cusum di un analizzatore a completamento di un ciclo composto da una calibrazione automatica, una QAL3 a seguito calibrazione e 3 QAL3 successive settimanali. Tali curve sono archiviate a cura dello Spec. Elereg nel sistema SME e trasmesse all'Add. HSEQ per archiviazione.

ENEL Produzione - Centrale Teodora Porto Corsini
QAL3 - Verifica deriva e precisione

Elaborazione misure eseguite dal 26/11/2019 al 12/12/2019

Punto di emissione	GR3
--------------------	-----

Parametro Misurato	NO
Fondo Scala	100.0
U.d.M.	mg/m3
Tipo Analizzatore	ULTRAMAT 6E
Matricola	N1L6376

Operazione	Data	Operatore	Note
Calibrazione	26/11/2019	admin	
Verifica ZERO	12/12/2019	admin	Caricato in automatico da DB
Verifica SPAN	12/12/2019	admin	Caricato in automatico da DB

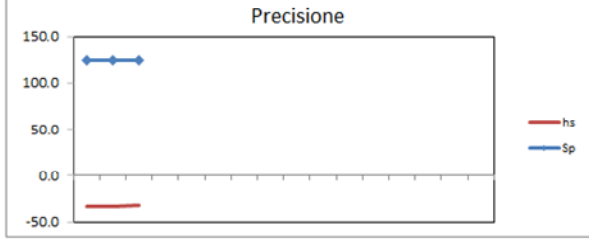
Punto di ZERO					
S _{AMS}		h _x	k _x	h _s	k _s
4.210		11.999	2.109	122.296	32.790
C _{riferimento}	0.000	Id.	Aria		
LETTURA ATTUALE		VALORI CUSUM PRECEDENTI			
C _{lettura} =	-0.029	Σ(pos) _{t-1} =	0.000	N(pos) _{t-1} =	0
		Σ(neg) _{t-1} =	0.000	N(neg) _{t-1} =	0
Lecture totali	3	s _{t-1} =	0.000	N(s) _{t-1} =	0
d _t = (C _{lettura} - C _{riferimento}) =		-0.029			
Σ(pos) _p =	-2.138	Σ(neg) _p =	-2.080	s _p =	-32.776
VALORI CUSUM					
Σ(pos) _t =		0.000	N(pos) _t =		0
Σ(neg) _t =		0.000	N(neg) _t =		0
s _t =		0.000	N(s) _t =		0
VALUTAZIONE RISULTATI					
Deriva	In Controllo	Σ(pos/neg) _t > h _x => Deriva +/-			
Precisione	In Controllo	s _t > h _s => Perdita di precisione			

Precisione

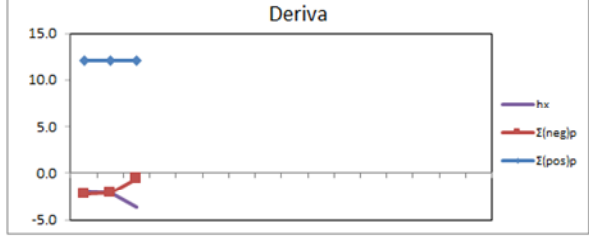
Deriva

Punto di SPAN					
S _{AMS}		h _x	k _x	h _s	k _s
4.240		12.084	2.124	124.045	33.259
C _{riferimento}	82.140	Id.	SPAN		
LETTURA ATTUALE		VALORI CUSUM PRECEDENTI			
C _{lettura} =	80.646	Σ(pos) _{t-1} =	0.000	N(pos) _{t-1} =	0
		Σ(neg) _{t-1} =	0.000	N(neg) _{t-1} =	0
Lecture totali	3	s _{t-1} =	0.000	N(s) _{t-1} =	0
d _t = (C _{lettura} - C _{riferimento}) =		-1.494			
Σ(pos) _p =	-3.618	Σ(neg) _p =	-0.630	s _p =	-32.094
VALORI CUSUM					
Σ(pos) _t =		0.000	N(pos) _t =		0
Σ(neg) _t =		0.000	N(neg) _t =		0
s _t =		0.000	N(s) _t =		0
VALUTAZIONE RISULTATI					
Deriva	In Controllo	I(pos/neg) _t > h _x => Deriva +/-			
Precisione	In Controllo	s _t > h _s => Perdita di precisione			

Precisione



Deriva



3.3 VALIDAZIONE DELLE MISURE E DEI DATI ELABORATI SME

3.3.1 OGGETTO

La validazione delle misure e dei dati elaborati SME definisce le modalità di validazione dei dati elementari acquisiti e dei dati medi elaborati dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SAD), nonché le modalità di trattamento di eventuali medie orarie erroneamente acquisite dal sistema stesso perché caratterizzate da cause di non validità che risultano non discriminabili automaticamente.

3.3.2 APPLICABILITA'

Si applica a tutte le misure rilevate dal sistema di monitoraggio.

3.3.3 FINALITÀ

- Garantire la correttezza della validazione automatica delle misure;
- Definire i casi di non validità della misura;
- Eliminare tempestivamente le possibili cause di errori di misura che non sono rilevabili automaticamente;
- Definire le modalità per la valutazione e la correzione di dati erronei eventualmente acquisiti dal sistema.

3.3.4 RESPONSABILITA'

Il sistema SAD dello SME di Porto Corsini, è di marca PF Sistemi come licenziatario Siemens, ed è conforme a quanto previsto nell'Allegato VI alla Parte V del D.Lgs 152/06 ed al Manuale ISPRA 87/2013, mediante apposita dichiarazione del costruttore stesso.

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile della validazione delle misure e dei dati elaborati SME. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

Attività	Responsabilità
Validare un dato elementare o medio significa attivare un processo "decisionale" che porta a stabilire l'attendibilità o meno del dato stesso. In caso di non attendibilità il dato viene reso indisponibile per le elaborazioni successive. Il processo "decisionale" è completamente automatico sia per i dati elementari che per i dati medi e viene gestito dal software SME (denominato sistema SAD). Non tutte le cause di non validità possono essere discriminate automaticamente.	Spec. Elereg

<p>La validazione automatica si attua tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> – verifiche di congruità dei segnali elettrici acquisiti o dei dati elaborati rispetto a opportuni limiti preimpostati come parametri di sistema; – il rilievo dello stato (on/off) di specifici segnali digitali inerenti le funzioni di autodiagnostica del sistema. Lo stato di detti segnali rivela la presenza di condizioni anomale capaci di rendere non significativa la misura. <p>La metodologia di validazione automatica delle misure è descritta nel Manuale Software fornito dal costruttore (Manuale PF Sistemi).</p> <p>I valori di riferimento per l'invalidazione delle misure sono elencati nella tabella seguente:</p> <p>Nel caso in cui una media oraria, resa valida dal sistema, venga riconosciuta non congrua, si dovrà emettere un AdM per l'invalidazione della stessa.</p> <p>Nel registro delle indisponibilità (vedi punto 4.1) saranno riportate le motivazioni che giustificano l'invalidazione della misura.</p>	<p>OP-PF</p> <p>Spec. Elereg</p>
--	----------------------------------

3.3.5 VALORI DI RIFERIMENTO PER INVALIDAZIONE

In accordo a quanto previsto al punto 10.4 del Manuale Ispra 87/2013, nel seguito sono riportate le soglie di invalidazione dei parametri misurati:

- Segnale utilizzato per la trasmissione: analogico 4-20 mA
- Soglia di minima accettabilità del segnale elettrico: <3 mA
- Soglia di massima accettabilità del segnale elettrico: >21 mA
- Soglia di minima validità incrementale: non applicata
- Soglia di massima validità incrementale: non applicata
- Soglia inferiore accettabilità dato elementare: non applicata
- Soglia superiore accettabilità dato elementare: non applicata
- Numero di misure alla validità oraria: almeno 70%
- Soglia di minima validità incrementale dato orario: non applicata
- Soglia di massima validità incrementale dato orario: non applicata
- Soglia inferiore accettabilità dato orario: non applicata
- Soglia superiore accettabilità dato orario: non applicata

Sono disabilitate anche le soglie di massimo e minimo scarto tra le misure (istantanee e orarie) nel periodo di riferimento. Tali soglie non sono impostabili da operatore ma sono modificabili solo dal costruttore (Siemens). Nel caso di confronto coi limiti di legge, i dati elementari superiori al fondo scala certificato QAL2 per NOx e CO, non vengono invalidati e sono posti pari al 105% f.s. (si veda cap. 3.3.7)

Dati analogici elementari

Il sistema SME elabora dati elementari ogni 5 secondi, con una frequenza maggiore a quanto previsto come minimo accettabile (1 minuto).

Per quanto attiene la tipologia dei segnali di anomalia, sono non validi i dati analogici elementari:

- per i quali é stata rilevata una anomalia sulla scheda di acquisizione;
- per i quali é stata rilevata una anomalia sul modulo di condizionamento;
- da strumento spento o in saturazione;
- da strumento in errore;
- fuori range (overrange ed underrange);
- su invalidazione di un dato anal. acquisito o calcolato collegato alla misura in esame;
- per invalidazione su stato di punto digitale;
- da strumento in taratura;
- da strumento non tarato;
- per errore sulla taratura;
- da strumento in oscuramento per warm-up (fuori scansione);

Dati digitali

Sono non validi i dati digitali:

- per i quali é stata rilevata una anomalia sulla scheda di I/O digitale;
- per i quali é stata rilevata una anomalia sul modulo di condizionamento;
- con digitale di invalidazione in stato invalidante;
- calcolati su operandi invalidati.

Dati analogici istantanei e dati orari

Le possibili cause di invalidazione sono:

- numero di dati per la media inferiore al minimo necessario alla validazione (70%);

Validazione in base a stato del sistema

I criteri di validazione relativi allo stato di funzionamento fisico del sistema di analisi prendono in considerazione tutti gli elementi che fanno parte della catena di analisi della misura:

a) Sistema di prelievo e trattamento del gas di misura. Viene verificata l'assenza delle seguenti anomalie

- Allarme temperatura sonda riscaldata
- Allarme linea riscaldata
- Allarme pressostato gas campione (bassa portata)
- Allarme temperatura gruppo frigo
- Allarme refrigeratore
- Presenza Condensa
- Blocco Pompa
- Stato pompe prelievo gas
- Manutenzione Cabina

- b) Stato di funzionamento degli analizzatori. Per ciascun gas misurato viene verificata l'assenza del segnale di anomalia proveniente dal rispettivo analizzatore
- c) Calibrazione analizzatori. Il sistema di analisi fornisce dei segnali di dettaglio relativi alla attivazione delle fasi periodiche di calibrazione degli strumenti avviate in automatico o manualmente.
- d) Conversione analogico/digitale dei segnali. I segnali analogici in ingresso al PLC sono di tipologia 4-20mA, per ciascuno di essi viene verificato che il segnale effettivo misurato sia all'interno del campo nominale a meno di tolleranze predefinite (3-21 mA)
- e) Trasmissione tra PLC e PC acquisizione dati. Viene costantemente verificato che il flusso di dati tra PLC e PC sia attivo, in caso contrario tutte le misure vengono invalidate.

Laddove vi fossero dati invalidi, l'indice di disponibilità di questo diminuisce con i seguenti criteri:

- I_d dato medio orario = % valori elementari validi nell'ora
- I_d dato medio giornaliero: % medie orarie valide nel giorno (applicato alle ore di normale funzionamento nel giorno)
- I_d dato medio mensile: % medie orarie valide nel mese (applicato alle ore di normale funzionamento nel mese)
- I_d dato medio annuale: % medie orarie valide nell'anno (applicato alle ore di normale funzionamento nell'anno)

3.3.6 MODALITA' CALCOLO VALORI PRIMARI E SECONDARI

A partire dai dati elementari, che sono acquisiti dal sistema ogni 5 secondi, sono elaborate dal Sistema le misure primarie corrispondenti a:

- NOx [strumentale grezzo] (mg/Nm³)
- CO basso [strumentale grezzo] (mg/Nm³)
- CO alto [strumentale grezzo] (mg/Nm³)
- O₂ [strumentale grezzo] (%vol)
- H₂O [strumentale grezzo] (%vol)
- Temperatura fumi (°C)
- Pressione Fumi (mbar)
- Velocità fumi (m/s)
- Portata gas naturale (Sm³/h)
- Potenza TG (MW)
- Potenza TV (MW)
- Stato funzionamento: fermo (34), avviamento (31), regime (30), fermata/transitorio (32)

Per ognuno di questi è associato uno stato di validità, che indica la percentuale dei dati validi, in base a quanto esposto al punto 3.3.5. Partendo da ciascuna serie di valori elementari validi, vengono calcolati le medie di questi, valutate sulle opportune basi temporali (ad es. ora); tali serie sono appunto definiti 'valori primari'.

Ciascun valore primario è valido se costituito da almeno il 70% di tutti i relativi valori elementari teoricamente acquisibili dallo SME nel periodo di riferimento.

Lo stato di funzionamento dell'impianto produttivo nel periodo di riferimento è definito come lo stato che è stato mantenuto per almeno il 70% del tempo del periodo stesso. I valori primari sono

utilizzati per costruire parametri definiti ‘secondari’ che saranno calcolati sulla stessa base temporale dei primi, ovvero, ad esempio:

- Concentrazioni normalizzate per ossigeno
- Emissioni in massa
- Portata fumi secchi/umidi

Inoltre ciascun valore secondario è valido se e solo se sono validi tutti i parametri che lo compongono e ciascuna media, fino alla media oraria, è calcolata a partire dai dati elementari; valori medi con durata oltre l'ora (ad es. giornalieri, settimanali o mensili), vanno calcolati partendo dai valori medi orari. Ciò significa che se ad esempio l'O₂ è non valido ciò invalida anche le misure di (NO_x 15%O₂) e CO (15%O₂) in quanto inquinanti principali, senza che questi vengano sostituiti nella tabella. Gli altri parametri (portata fumi 15%O₂, H₂O, O₂, T, P, portata gas naturale) possono essere calcolati coi dati sostitutivi da misure stimate in base agli algoritmi che sono esposti al cap. 4.1 con associata la “S”.

3.3.7 CRITERI DI VALIDAZIONE AI FINI DEL CONFRONTO COI LIMITI

Lo stato funzionamento o sezione, discrimina se le medie orarie sono valide ai fini del confronto coi limiti di legge oppure no. In particolare ogni ora è definita da uno dei quattro stati possibili:

- Fermo = Assenza fiamma per almeno il 70% dell'ora (42 minuti)
- Regime = Potenza TG \geq MTA per almeno il 70% dell'ora (42 minuti)
Nel caso non avvenga nessuna delle due condizioni di cui sopra si ha:
- Avviamento = da presenza fiamma a Potenza TG < MTA
- Fermata (o detta “transitorio”) = da Potenza TG > MTA a spegnimento fiamma

Per i dettagli sugli stati e l'indicazione nelle tabelle si veda l'allegato 1 punto 8.

In Avviamento ed in Fermata è prevista una banda morta di potenza pari al 1% del valore MTA al fine di evitare continui passaggi di stato nel caso in cui il gruppo stazioni a potenze poco sopra il MTA. Infatti se l'unità è a regime affinché inizi lo stato di “fermata” è necessario che la potenza scenda sotto (MTA - 1%MTA). Inoltre nel caso in cui in un 'ora, non sono soddisfatte le condizioni di Fermo o Regime (ovvero entrambi sono registrati per meno del 70%) se sono presenti più stati nell'ora viene assegnato all'ora quello prevalente in termini di durata.

Una media oraria è valida quindi se sono presenti più del 70% dei valori elementari del parametro Potenza TG sopra il Minimo tecnico ambientale (MTA). Ai fini del calcolo dei valori della media oraria di un parametro, in un'ora valida, concorrono tutti i valori acquisiti nell'ora indipendentemente dallo stato sezione associato a quel dato elementare. In un'ora valida i parametri di NO_x e CO sono misurati a partire dai dati della scala certificata QAL2 (che è denominato “bassa”), applicando la retta di calibrazione QAL2 prevista e normalizzando il dato per O₂. Come previsto al capitolo 11 del Manuale Ispra 87/2013 i dati acquisibili in una ora di normale sono quelli compresi tra -5% e 105% del fondo scala dell'analizzatore certificato QAL2. In caso di valori superiori a al 105% del

fondo scala viene considerato, in via cautelativa tale valore, evitando così di invalidare i dati sebbene ciò fosse consentito dal Manuale Ispra.

Per i parametri suddetti i valori di fondo scala impostati delle scale certificate QAL2 sono stati impostati rispettando l'indicazione LG Ispra 87/2013 par. 10.1.1. ovvero che il range non sia inferiore al 150% del limite imposto e che in ogni caso sia maggiore o uguale al range di certificazione imposto dal costruttore.

	NOx	CO
Range impostato QAL2	0-100 mg/Nm ³	0-70 mg/Nm ³
150% limite AIA	60 mg/Nm ³	45 mg/Nm ³
Range certificazione QAL1	0-100 mg/Nm ³	0-50 mg/Nm ³

Per il CO si è ritenuto più corretto portare il fondo scala a 70 mg/Nm³ per rispettare l'indicazione della LG Ispra 87/2013 “ *il fondo scala deve essere scelto in modo da non dover escludere più del 30% dei campioni misurati*”, dato che a carichi bassi possono essere registrati valori istantanei di CO anche di 50-55 mg/Nm³.

A partire da novembre 2019 sono stati installati nuovi analizzatori che consentono di misurare le concentrazioni degli inquinanti anche nelle fasi di transitori ed i range impostati sono i seguenti anche in relazione ai valori tipici e massimi dei transitori:

	NOx	CO
Range impostato per transitori	0-500 mg/Nm ³	0-10.000 mg/Nm ³
Valori tipici medi transitori	250 mg/Nm ³	4.500 mg/Nm ³
Valori massimi transitori	400 mg/Nm ³	7.500 mg/Nm ³

Per gli altri parametri vale il fondo scala della strumentazione così come impostato e riportato in Allegato 1.

Per quanto attiene il calcolo delle medie su base oraria, giornaliera e mensile dei parametri NOx e CO vale quanto segue, in base a quanto previsto all'allegato VI parte V del D.Lgs 152/06:

- La media oraria non è valida se la disponibilità dei dati elementari è inferiore al 70%
- La media oraria è applicabile, per il confronto coi limiti, se più del 70% dei dati elementari validi acquisiti dell'ora è sopra il MTA, viceversa non è applicabile;
- La media giornaliera non è valida se la disponibilità delle medie orarie nel giorno è inferiore al 70%.
- La media giornaliera non è valida se sono presenti più di 3h non valide nel giorno (indicazione: 3h). Se ciò avviene per più di 10 giorni nell'anno dovrà essere data comunicazione all'autorità competente;
- La media giornaliera è applicabile, per il confronto coi limiti, se sono presenti almeno 6 ore di normale funzionamento valide nel giorno, viceversa non è applicabile (indicazione: NA);

- La media mensile è applicabile, per il confronto coi limiti, nel mese sono presenti almeno 144 ore valide di normale funzionamento, viceversa non è applicabile;
- La media mensile è valida, per il confronto coi limiti, se l'indice di disponibilità delle medie orarie del mese è superiore al 80%, viceversa non è valida;
- La portata fumi oraria non è valida se la disponibilità dei dati elementari è inferiore al 70%. In questo caso il valore viene sostituito con il dato stimato.

Di seguito riportiamo l'algoritmo per il calcolo dei valori medi orari, in condizione di regime, di NOx, CO, portata fumi esplicitando le tag effettivamente inserite a sistema:

Ossido di azoto (NOx)

- (1) [Grx] – NO Analizzatore = valore analizzatore di NOx espresso come NO già contenente il contributo della parte NO2 contabilizzata dal convertitore Bhuler. Il valore è già in condizioni normali in quanto il sistema di prelievo porta i fumi estratti in condizioni di 0 °C e 1013 mbar.
- (2) [Grx] – NOx (come NO) Calibrato certificato = $a + b \cdot (1)$ ovvero viene applicato al valore analizzatore la retta di calibrazione QAL2. Dove:
 $a = [\text{Grx}] \text{ NOx - intercetta}$
 $b = [\text{Grx}] \text{ NOx - coefficiente angolare}$
- (3) [Grx]–NOx(come NO2) Calibrato certificato = $(2) \cdot 1,53$ ovvero viene espresso il dato come NO2. In caso di avaria del convertitore Bhuler NO2/NO il valore di questa tag viene diviso per 0,95 per tenere conto degli NO2.
- (4) [Grx]-NOx(come NO2) camino = (3) in caso in cui l'ora è di regime (30) oppure nel caso in cui l'ora è di avviamento(31)/fermata(32) il valore di questa tag è dato da (5). In caso di assenza fiamma è impostato a 0.
- (5) [Grx]–NOx(come NO2) conoscitivo = $(1) \cdot 1,53$. Tale valore è quello che figura nella tabella dei transitori e dal quale vengono calcolate le massiche degli eventi di avviamento e fermata. In caso di avaria del convertitore Bhuler NO2/NO il valore di questa tag viene diviso per 0,95 per tenere conto degli NO2
- (6) [Grx-QAL2] NOx(come NO2) rif O2 15% = $(4) \cdot [\text{Grx}] \text{ k correzione O2}$. E' il valore che viene usato per la verifica del test di sorveglianza QAL2. Dove:
 $[\text{Grx}] \text{ k correzione O2} = (21 - \text{O2 riferimento}) / (21 - [\text{Grx}] \text{ O2 calibrato})$
 $[\text{Grx}] \text{ O2 calibrato} = [\text{Grx}] \text{ O2-intercetta} + [\text{Grx}] \text{ O2-analizzatore} \cdot [\text{Grx}] \text{ O2-coefficiente angolare}$
- (7) [Grx-Ic] NOx come NO2 rif O2 15% convalidato = $(6) - \text{Ic95\%}$. È il valore che viene poi esposto in tabella giornaliera e rappresenta il dato di NOx espressi come NO2 normalizzati all'ossigeno di riferimento (15%) e detratto dell'intervallo di confidenza. Dove:
 $\text{Ic95\%} = [\text{Grx}] \text{ NOx - Ic95\% (sperimentale)}$

Monossido di carbonio (CO)

- (1) [Grx] – CO Analizzatore = valore analizzatore di CO valore è già in condizioni normali in quanto il sistema di prelievo porta i fumi estratti in condizioni di 0 °C e 1013 mbar.
- (2) [Grx] – CO Calibrato certificato = $a + b \cdot (1)$ ovvero viene applicato al valore analizzatore la retta di calibrazione QAL2. Dove:
 $a = [\text{Grx}] \text{ CO - intercetta}$
 $b = [\text{Grx}] \text{ CO - coefficiente angolare}$

- (3) [Grx]-CO - camino = (2) in caso in cui l'ora è di regime (30), oppure nel caso in cui l'ora è di avviamento(31)/fermata(32) il valore di questa tag è dato da (4). In caso di assenza fiamma è impostato a 0.
- (4) [Grx]-CO risultante Lo/Hi = Tale valore è quello derivante dall'analizzatore che nell'istante in esame è impiegato (ovvero se i valori sono inferiori al fondo scala basso allora è (1) altrimenti è [Grx] – CO [Alto] Analizzatore
- (5) [Grx-QAL2] CO rif O2 15% = (3) * [Grx] k correzione O2. E' il valore che viene usato per la verifica del test di sorveglianza QAL2. Dove:

$$[Grx] \text{ k correzione O2} = (21 - \text{O2 riferimento}) / (21 - [Grx] \text{ O2 calibrato})$$

$$[Grx] \text{ O2 calibrato} = [Grx] \text{ O2-intercetta} + [Grx] \text{ O2-analizzatore} * [Grx] \text{ O2-coefficiente angolare}$$
- (6) [Grx-Ic] CO rif O2 15% convalidato = (5) – Ic95%. È il valore che viene poi esposto in tabella giornaliera e rappresenta il dato di CO normalizzati all'ossigeno di riferimento (15%) e detratto dell'intervallo di confidenza. Dove:

$$Ic95\% = [Grx] \text{ CO} - Ic95\% \text{ (sperimentale)}$$

K correzione O2 è il fattore di correzione per O2, descritto in allegato 1 punto 7, che serve per normalizzare il dato all'ossigeno di riferimento (15%). Si precisa che in un'ora di normale funzionamento la normalizzazione avviene alla fine dell'ora con il valore di ossigeno medio orario.

Portata fumi

- (1) [Grx] FLOWSICK – velocità fumi. E' il segnale di velocità dello strumento di misura installato sul camino
- (2) [Grx] FLOWSICK – velocità fumi = $a + b \cdot (1) + c \cdot (1)^2$. Ovvero viene applicato al valore analizzatore velocità fumi la retta di calibrazione QAL2. Dove:
 $a = [Grx] \text{ velocità fumi} - \text{intercetta}$
 $b = [Grx] \text{ velocità fumi} - \text{coefficiente I grado}$
 $c = [Grx] \text{ velocità fumi} - \text{coefficiente II grado}$
- (3) [Grx] Portata Fumi Umidi = (2) * S * 3600 * k(T) * k(P). La sezione S è pari a 31,95 m² per entrambi i camini. Il valore di questa formula viene posto 0 in assenza di fiamma.
- (4) [Grx] Portata Fumi Secchi = (3) * k(H2O)
- (5) [Grx] Portata Fumi Secchi rif O2 15% = (4) * 1/k(O2). È il valore che viene poi esposto in tabella giornaliera e rappresenta il dato di portata fumi normalizzato all'ossigeno di riferimento (15%) in Nm³/h

k(O2) è il fattore di correzione per O2, descritto in allegato 1 punto 7, che serve per normalizzare il dato all'ossigeno di riferimento (15%).

k(T), k(P), k(H2O) sono i fattori di correzione del dato descritto in allegato 1 punto 7, che serve per normalizzare il dato alle condizioni normali di T (0 °C) e P (1013 bar), e per calcolare il valore dei fumi secchi a partire dal valore dei fumi umidi.

Massiche

I valori di NOx e CO massici nell'ora sono calcolati mediante le seguenti formule:

[Grx] NOx (come NO2) massico = [Grx-Ic] NOx come NO2 rif O2 15% convalidato * [Grx] Portata Fumi Secchi rif O2 15% /10⁶

[Grx] CO massico = [Grx-Ic] CO rif O2 15% convalidato * [Grx] Portata Fumi Secchi rif O2 15% /10⁶

Il dato massico orario presente nella tabella giornaliera A1 è dato dal prodotto tra la concentrazione media oraria e il volume dei fumi totale dell'ora. Le emissioni massiche sono sempre calcolate anche in caso di assenza dei valori sopra indicati per invalidità del dato in quanto sono ricavate mediante dati stimati (cap. 4.1.5).

3.4 CALIBRAZIONE MANUALE DEGLI ANALIZZATORI DI GAS

3.4.1 OGGETTO

La calibrazione manuale degli analizzatori di gas riguarda le operazioni di calibrazione manuale degli analizzatori per le misure di inquinanti gassosi e dell'ossigeno di riferimento effettuati con analizzatori di tipo estrattivo. Le operazioni sono le stesse di quelle descritte al capitolo 3.2 tuttavia sono lanciate dall'operatore:

- A seguito di funzionamento non corretto del programma automatico di lancio delle stesse
- quando è necessario calibrare uno strumento per eccesso di deriva.
- In caso di sostituzione bombole gas campione

La calibrazione consiste nella regolazione dei parametri strumentali in corrispondenza delle risposte di zero e di span per correggere le normali derive strumentali.

3.4.2 APPLICABILITA'

Si applica agli analizzatori di gas di tipo estrattivo.

3.4.3 FINALITÀ

- Garantire che le attività di calibrazione avvengano secondo le modalità richieste dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e dal Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA);
- Garantire che siano rese non valide le indicazioni dello strumento quando lo stesso sia fuori calibrazione.

3.4.4 RIFERIMENTI

- D.Lgs 152 del 03/04/2006 e s.m.i.
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)
- Norma EN UNI 14181:2015
- Manuale di istruzione degli analizzatori

3.4.5 RESPONSABILITA'

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile della calibrazione manuale degli analizzatori di gas. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

APPARECCHIATURE E STRUMENTI

Attività	Responsabilità
<p>Per le calibrazioni vengono utilizzate 2 bombole campione a miscela di gas NO e CO, una a bassa concentrazione per la taratura dello span basso ed una ad alta concentrazione per la taratura dello span alto. L'aria ambiente viene utilizzata per la taratura dello zero.</p> <p>Nell'Archivio HSEQ sono raccolte per ciascun gruppo le matricole delle bombole utilizzate con riportata la data di inizio e fine servizio, e le certificazioni della Ditta fornitrice per quanto riguarda la concentrazione del gas campione.</p> <p>La sostituzione delle bombole, una volta esaurite, avviene tramite la normale procedura SAP. A conclusione dell'attività i dati delle bombole vengono inseriti nel sistema tramite la stazione di MMI e viene aggiornata la tabella di cui sopra.</p>	<p>Spec. Elereg</p> <p>Add. HSEQ</p> <p>Spec. Elereg</p>

REQUISITI PRELIMINARI PER LA CALIBRAZIONE MANUALE

Attività	Responsabilità
<p>Occorre verificare che la pressione delle bombole sia superiore al minimo garantito dal fornitore e che il sistema sia allineato per il passaggio del flusso campione.</p>	<p>Spec. Elereg</p>

CALIBRAZIONI MANUALI

Attività	Responsabilità
<p>La calibrazione manuale viene effettuata secondo le indicazioni del costruttore (maintenance interval del certificato QAL 3 strumentale) con il programma di manutenzione preventiva gestito con OdM o se richiesto dalle verifiche settimanali secondo le carte di controllo CUSUM. La calibrazione manuale è svolta secondo gli standard riportati nel manuale di istruzione del costruttore.</p> <p>Nel caso in cui all'interno di un ciclo QAL3 venga effettuata una calibrazione manuale il ciclo viene chiuso e ne riparte uno nuovo.</p>	<p>Spec. Elereg</p>

<p>Nel caso Nel caso in cui all'interno di un ciclo QAL3 venga effettuata una QAL3 manuale, il ciclo QAL3 continua ma avrà più verifiche QAL3 rispetto alle 3 normali settimanali.</p>	
--	--

3.5 MANUTENZIONE DEL SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI SME

3.5.1 OGGETTO

La manutenzione del sistema monitoraggio emissioni SME definisce e classifica le attività di manutenzione necessarie per mantenere in perfetta efficienza il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni.

Le operazioni di taratura, calibrazione e di verifica periodica degli analizzatori, nonché di verifica in campo delle catene di misura, sono viste concettualmente come operazioni particolari di sorveglianza e come tali trattate con procedure specifiche. Le attività necessarie per svolgere dette operazioni vengono in ogni caso gestite per quanto attiene le modalità di richiesta di consuntivazione e documentazione, con la procedura Avvisi/Ordini di manutenzione su SAP che confluiscono così nel registro elettronico di manutenzione SME.

3.5.2 APPLICABILITA'

Si applica a tutte le apparecchiature del sistema di monitoraggio delle emissioni installato presso la centrale di Porto Corsini (apparecchiature descritte in Allegato 1 del documento base dello SME).

3.5.3 FINALITÀ

- Garantire il conseguimento dei necessari livelli di disponibilità e di accuratezza;
- Garantire che gli interventi di manutenzione preventiva siano effettuati con le modalità e la tempistica previste.
- Garantire gli standard previsti dalla norma EN UNI 14181:2015

3.5.4 RIFERIMENTI

- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)
- D.Lgs 152 del 03/04/2006 e s.m.i.
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Norma EN UNI 14181:2015
- Procedure del sistema informativo SAP per l'emissione/consuntivazione degli Ordini di Manutenzione
- Manuali del costruttore per il sistema monitoraggio emissioni
- PR05 ARIA

3.5.5 RESPONSABILITA'

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile della manutenzione del sistema monitoraggio emissioni SME. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

TIPOLOGIA ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE

Attività	Responsabilità
<p>Le attività di manutenzione sono classificate nel seguente modo:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Manutenzione preventiva; b) Verifiche funzionali (o manutenzione predittiva); c) Manutenzione accidentale. <p>La manutenzione preventiva e le attività diagnostiche si configurano come manutenzione ordinaria del sistema; gli interventi in caso di guasto (interventi in accidentale) si configurano come manutenzione straordinaria.</p> <p>Per manutenzione preventiva s'intende l'insieme degli interventi di manutenzione organizzati in un apposito programma, atti a rilevare e/o correggere condizioni ancora allo stato latente che, persistendo, potrebbero determinare il non corretto funzionamento delle apparecchiature.</p> <p>Le verifiche funzionali sono le operazioni orientate ad accertare ed eventualmente rimuovere la presenza di cause che inficiano la validità o l'accuratezza dei dati. Tali attività completano le funzioni di diagnostica attuate in maniera automatica dal sistema d'acquisizione ed elaborazione dati (diagnostica in linea). Le attività previste, eventualmente corredate da istruzioni operative, sono elencate al punto 5.2 della presente procedura. Tali attività sono relative ad operazioni che richiedono l'intervento di tecnici qualificati e sono di norma eseguite nell'ambito delle verifiche annuali (AST) e QAL2</p> <p>Le attività di manutenzione preventiva e quelle diagnostiche da eseguirsi ad intervalli regolari di tempo sono inserite nel programma generale di manutenzione preventiva.</p> <p>Le attività di manutenzione in accidentale sono gli interventi atti ad eliminare le condizioni di guasto che determinano un non corretto funzionamento delle apparecchiature. Rientrano in questa categoria gli interventi correttivi da attuare quando il sistema di diagnostica in linea segnala un'indisponibilità delle misure o un'anomalia parziale del sistema, oppure è stata rilevata una condizione anomala a seguito di un'attività diagnostica fuori linea.</p>	

Gli interventi di manutenzione in accidentale, nel caso di eventi che comportano l'indisponibilità delle misure degli inquinanti, devono essere richieste con la procedura d'urgenza, negli altri casi in via prioritaria.

INTERVENTI DI MANUTENZIONE PREVENTIVA

Attività	Responsabilità
La manutenzione preventiva degli analizzatori di NO _x , CO e O ₂ e H ₂ O è resa operativa da un piano di manutenzione che è realizzato con l'emissione di un apposito Ordine di Manutenzione annuale con operazioni settimanali (calibrazione/QAL3), mensili, quadrimestrali, semestrali, annuali (AST), quinquennali (QAL2) e loro consuntivazioni. La procedura per il controllo della corretta installazione della strumentazione e la verifica dell'accuratezza, QAL2, viene effettuata ai sensi della normativa vigente EN UNI 14181, ogni 5 anni ma deve essere ripetuta anche con frequenza superiore a seguito di modifiche sostanziali dell'Impianto o del processo o a seguito di una modifica o riparazione dello SME. Per il dettaglio di tali verifiche si rimanda al punto 5.3. L'elenco degli interventi da eseguire e la relativa frequenza è riportato a fine paragrafo.	Spec. Elereg

INTERVENTI DI MANUTENZIONE ACCIDENTALE

Attività	Responsabilità
<p>In caso di anomalia verrà emesso un AdM e si seguiranno le indicazioni di cui al punto 4.1 se una delle misure è invalidata dal sistema.</p> <p>Per quanto possibile gli interventi saranno effettuati per ripristinare le misure entro 24 ore e comunque nel minor tempo possibile.</p> <p>Il caso di indisponibilità (misura e/o registrazione) delle misure in continuo di uno o più inquinanti per un periodo continuato il P.M.C. dell'AIA prevede, oltre ad effettuare una notifica dell'evento all'AC e all'EC a cura di Resp. HSEQ, illustrando le cause e i tempi presunti di ripristino:</p> <p>1) dopo le prime 24 ore di blocco, dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure</p>	<p>OP-PF</p> <p>Resp HSEQ</p> <p>Spec. Elereg</p>

<p>continue. Eventualmente provvedere alla stima dei valori emissivi per tutte le ore successive fino a ripristino.</p> <p>2) dopo le prime 48 ore di blocco, dovrà essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Eventualmente provvedere alla stima dei valori emissivi per tutte le ore successive fino a ripristino.</p> <p>Tali condizioni vengono annotate nel registro eventi SME</p>	<p>Spec. Elereg</p> <p>SUCC</p>
---	---------------------------------

MODIFICHE

Attività	Responsabilità
Per le modifiche al sistema sarà emessa una specifica di attingimento sul contratto Siemens, che dovrà essere preventivamente approvato dalla Direzione di Centrale. In seguito alle modifiche l'intervento dovrà essere annotato nel Registro Manutenzione SME e comporterà, se sostanziale, un aggiornamento del presente Manuale SME.	<p>RPP</p> <p>Spec. Elereg Resp HSEQ</p>

ELENCO INTERVENTI MANUTENZIONE PREVENTIVA/FUNZIONALE E RELATIVA FREQUENZA

Frequenza settimanale

COMPONENTI PRINCIPALI	ELEMENTO	TIPO DI INTERVENTO	REG
Sonda prelievo fumi	Riscaldatore	controllare che la temperatura visualizzata dai regolatori sia 140-170 °C	Tali controlli essendo visivi si considerano superati a seguito di registrazione sul sistema della calibrazione/QAL3
Refrigeratore		controllo visivo scaricatore di condensa	
Filtri		controllo visivo	
Pompe aspirazione gas		controllo visivo	
Analizzatore NO (ULTRAMAT 6E)		controllo visivo (in particolare del flusso)	

Analizzatore CO (ULTRAMAT 6E)		controllo visivo (in particolare del flusso)	
Analizzatore O2 (OXYMAT 6E)		controllo visivo (in particolare del filtro)	
Analizzatore LDS 6 (UMIDITA')		controllo visivo	
Convertitore NOx (BUNOX)		controllo visivo	
Ventilatori, condizionatore		controllo visivo e funzionale e controllo temperatura di uscita	
Valvole, raccordi, circuito pneumatico		controllo visivo	
Bombole gas campione	Riduttori	controllo visivo	
SISTEMA ACQUISIZIONE SIEMENS PLC S7 e PC (SERVER/CLIENT)		Verificare la comunicazione su rete ethernet di tutte le unità periferiche e di eventuali allarmi	
Esecuzione QAL3 e/o calibrazione		Registrazione nella curva CUSUM degli analizzatori NOx, CO, O2 i valori di deriva di 0 e span riscontrati dalle attività QAL3 lanciati settimanalmente da sistema	Registrazione settimanale su sistema SME

Frequenza mensile

COMPONENTI PRINCIPALI	ELEME NTO	TIPO DI INTERVENTO	REG
Analizzatore NO (ULTRAMAT 6E)		calibrare punto di zero e di span	Registrazione settimanale su sistema SME
Analizzatore CO (ULTRAMAT 6E)		calibrare punto di zero e di span	
Analizzatore O2 (OXYMAT 6E)		calibrare punto di zero e di span	
Quadro analisi Siemens		Verifica dei filtri a cartuccia FFI e 6F1. Sostituirli se necessario	Check list controllo (annotazione sul
		Controllo del funzionamento del frigorifero di condensazione	

		Controllo del circuito di scarico condense e delle pompe peristaltiche	registro manutenzione SME)
		Verifica del pannello locale allarmi, premendo LAMP TEST tutte le lampade di segnalazione si accendano regolarmente	
		Verifica della portata del gas campione e commutazione pompa prelievo gas per mancanza flusso, regolare se necessario le portate	
		Controllo, modificando temporaneamente l'intervento del termostato, del regolare funzionamento del ventilatore di aerazione cabina	
Cabina Analisi		Verifica della pressione della bombola di taratura del CO HIGHT	
		Verifica della pressione della bombola di taratura dei NO/CO LOW	
		Verifica del regolare funzionamento del condizionamento	
Elaboratori in sala controllo		Verifica dello stato delle misure e degli eventuali allarmi	
		Verifica dello stato dei contatori settimane delle medie orarie al di fuori dell'intervallo di taratura valido (QAL 2)	
		Verifica dell'andamento dei check test relativi alla QAL 3	
		Verifica della corretta esecuzione dei backup automatici dei dati DCS	
		Verifica della corretta esecuzione dei backup automatici dei dati Cusum	
		Verifica della corretta esecuzione dei backup automatici dei dati	

Frequenza quadrimestrale

COMPONENTI PRINCIPALI	ELEMENTO	TIPO DI INTERVENTO	REG
Sonde pressione PF1 e PF2		Taratura/verifica accuratezza	Rapporto taratura (annotazione sul registro manutenzione SME)
Sonde temperatura TF1, TF2, TF3		Taratura/verifica accuratezza	

Frequenza semestrale

Tale attività viene effettuata dal costruttore del sistema o suo delegato e provvede ad eseguire i controlli di cui sotto, annotando l'esito nella check list. Alcune delle voci di sostituzione e controllo saranno valutate di volta in volta dal tecnico se opportuna la verifica specifica e/o la sostituzione. L'intervento sarà annotato nel registro manutenzione SME a cura dello Spec. Elereg.

ENEL PRODUZIONE SPA		SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI	
C.LE PORTO CORSINI		MANUTENZIONE SEMESTRALE/ANNUALE	
		A CURA SIEMENS	
Pos.	Descrizione delle attività	Esito	Note
1	Sonda di prelievo fumi		
1.1	Controllo funzionamento generale		
1.2	Controllo pneumatica interna		
1.3	Controllo collegamenti elettrici		
1.4	Pulizia (lavaggio ed essiccazione) di filtro fumi		
1.5	Sostituzione guarnizioni e pulizia piani accoppiamento		
1.6	Pulizia condotto e tronchetto di prelievo		
1.7	Pulizia e sostituzione o-ring se presenti		
1.8	Pulizia accurata dello stelo		
1.9	Sostituzione filtro fumi qualora lavaggio ed essiccazione non garantiscano l'efficienza fino alla successiva manutenzione periodica		
1.10	Smontaggio e pulizia a banco della sonda prelievo fumi con rimontaggio e ripristino a fine lavoro.		
1.11	Pulizia generale involucro esterno sonda		
1.12	Lubrificazione con idoneo lubrificante resistente alle alte temperature delle filettature ed eventuali snodi movimentati durante la manutenzione		
2	Linea riscaldata		
2.1	Soffiatura linea con aria compressa		
2.2	Fornitura e sostituzione filtri anticondensa e relativa guarnizione		
2.3	Controllo della tenuta pneumatica della linea riscaldata con eventuale eliminazione perdite		
2.4	Verifica della tenuta a 0,5 bar e perdita inferiore al 20% dopo un'ora.		
2.5	Verifica ed eventuale ripristino sistemi di fissaggio linea nella terminale		
2.6	Eventuale sostituzione raccorderia		
2.7	Verifica efficienza termostati		
3	Armadio analisi		
3.1	Controllo del separatore		
3.2	Pulizia generale armadio e componenti		
3.3	Verifica sistema ventilazione		
3.4	Sostituzione elementi filtranti ventilazione in ingresso e uscita armadio		
3.5	Sostituzione del filtro anti particolato		
3.6	Sostituzione del filtro gas di zero.		
3.7	Verifica ed eventuale ripristino sistema di fissaggio apparecchiature e componenti		
3.8	Verifica ed eventuale ripristino fascette di fissaggio tubazioni		
3.9	Verifica ed eventuale sostituzione se ammalorati manicotti flessibili tubazioni cabine		
3.10	Verifica sistemi di alimentazione PLC (rilievi tensioni, controllo bilanciamenti ecc)		
3.11	Creazione e/o verifica sistema di ripristino software PLC controllo cabina		
3.12	Verifica ed eventuale taratura canali ingresso PLC		
3.13	Verifica ed eventuale taratura canali uscita PLC		
3.14	Verifica diagnostica PLC controllo cabina		
3.15	Verifica ed eventuale sostituzione etichettatura apparecchiature e componenti		
3.16	Controllo tenuta raccorderia pneumatica		
3.17	Controllo e regolazione flussi campioni		
3.18	Verifica pressostati di rilevamento portate		
4	Pompa aspirazione gas e Circuito pneumatico		
4.1	Controllo funzionamento generale		
4.2	Controllo ed eventuale sostituzione delle membrane della pompa		
4.3	Controllo ed eventuale sostituzione cuscinetti pompa		
4.4	Pulizia ventole sistema di raffreddamento pompa		
4.5	Controllo delle valvole delle pompe aspirazione gas		
4.6	Controllo pneumatico sulla tenuta della raccorderia degli analizzatori ed		
4.7	Verifica della tenuta a 0,1 bar e perdita inferiore al 20% dopo un'ora		
4.8	Controllo pneumatico sulla tenuta della raccorderia degli analizzatori ed		

ENEL PRODUZIONE SPA		SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI	
C.LE PORTO CORSINI		MANUTENZIONE ANNUALE	
		Pag. 2 di 3	
5	Strumentazione Infrarosso	ESITO	NOTE
5.1	Pulizia e allineamento del banco ottico		
5.2	Taratura con verifica sui segnali dello zero e su un prefissato punto intermedio della scala (span)tipicamente all'80% del fondo scala (f.s.)		
5.3	Controllo della taratura interna dell'analizzatore		
5.4	Controllo della linearità dell'analizzatore su almeno cinque punti della scala (5 punti compreso lo zero per due volte) (frequenza semestrale). Per i sistemi SME eseguire linearità secondo norma EN14181.		
5.5	Controllo dell'efficienza delle celle di misura		
5.6	Pulizia camera di misura		
5.7	Controllo pneumatica interna		
5.8	Controllo uscita segnale analogico		
5.9	Controllo stato deterioramento ed intensità segnale IR ed eventuale pulizia della lente		
5.10	Controllo ed eventuale taratura del sensore interno di pressione e temperatura		
5.11	Controllo ed eventuale fornitura con sostituzione del filtro fine (teflon) su gas ingresso analizzatori, compresa la pulizia del porta filtro		
5.12	Fornitura e sostituzione filtri monouso ingresso analizzatori		
6 Strumento Paramagnetico (O2)			
6.1	Sostituzione filtri monouso ingresso analizzatori		
6.2	Sostituzione del filtro di sicurezza interno		
6.3	Verifica anello di tenuta della flangia del sensore ed eventuale sostituzione		
6.4	Controllo dello stato delle tubazioni interne del sensore		
6.5	Calibrazione con verifica dei segnali sullo zero e su un prefissato punto intermedio della scala		
6.6	Controllo della linearità dell'analizzatore su almeno cinque punti della scala (5 punti compreso lo zero per due volte) (frequenza semestrale). Per i sistemi SME eseguire linearità secondo		
6.7	Revisione pompa campione di riferimento analizzatore (sostituzione membrane, verifica e se necessario sostituzione cuscinetti, pulizia filtri, sostituzione valvole di aspirazione e mandata pulizia ventole di raffreddamento)		
7 Convertitore NO2-NO			
7.1	Controllo efficienza del catalizzatore		
7.2	Soffiaggio tubazione		
7.3	Pulizia alette di raffreddamento		
7.4	Verifica elettrovalvola e capacità di conversione		
7.5	Fornitura ed eventuale sostituzione cartuccia di catalizzatore per il convertitore NO2-NO.		
7.6	Sostituzione tenute		
7.7	Pulizia camera interna		
8 Misuratore di Flusso			
8.1	Verifica dell'integrità meccanica dei componenti		
8.2	Verifica e pulizia se necessario dell'intera apparecchiature		
8.3	Verifica eventuali presenze di condensazioni e/o depositi sul trasduttore		
8.4	Se presente sistema di soffiaggio/sbarramento		
8.5	Sostituzione o pulizia pre-filtro se presente		
8.6	Verifica rumorosità cuscinetti soffiante eventualmente sostituire		
8.7	Verifica condotti soffianti		
8.8	Verifica sensore di pressione se presente		
8.9	Soffiaggio per pulizia tubo campionamento		
8.10	Pulizia delle camere di misura		
8.11	Verifica della presenza di eventuali segni di corrosione		
8.12	Pulizia dei trasduttori, se necessaria		
8.13	Sostituzione delle guarnizioni delle flange		
8.14	Controllo qualità della misura		
8.15	Verifica della funzionalità del display sul pannello frontale		

ENEL PRODUZIONE SPA		SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI		Pag. 3 di 3
C.LE PORTO CORSINI		MANUTENZIONE ANNUALE		
8.16	Verifica delle uscite analogiche, ingressi analogici, switch di manutenzione, uscite a relè.			
8.17	Verifica delle forme d'onda dei segnali dei trasduttori.			
8.18	Verifica allineamento teste di misura			
8.19	Verifica eventuali log, allarmi e/o segnalazioni se presenti			
9	Misuratore di Umidità			
9.1	Controllo visivo dello strumento, compreso il sistema di sensori			
9.2	Controllo dei parametri diagnostici (valore trasmissione relativo e assoluto, temperatura, pressione, lunghezza percorso)			
9.3	Controllo e pulizia delle interfacce ottiche e dei tubi di spurgo			
9.4	Controllo dell'alimentazione dei gas di spurgo			
9.4	Controllo dell'allineamento dell'unità sensore mediante lo strumento di allineamento			
9.6	Controllo dell'efficacia dei parametri di compensazione e determinazione della validità			
9.7	Controllo della parametrizzazione e della capacità funzionale di compensazione della pressione			
9.8	Verifica taratura			
9.9	Verifica linearità su 5 punti (frequenza semestrale). Per i sistemi SME eseguire linearità			

Frequenza annuale

COMPONENTI PRINCIPALI	ELEMENTO	TIPO DI INTERVENTO	REG
Analizzatori NO, CO, O2, H2O, velocità		Verifica AST + IAR (no per velocità) + linearità	Rapporto laboratorio accreditato (annotazione sul registro manutenzione SME)
Misure T, P		Verifica funzionale	

Frequenza quinquennale (o a seguito evento di cui punto 6.1 UNI EN 14181:2015)

COMPONENTI	TIPO DI INTERVENTO	NOTE	REG
Analizzatori NOx, CO, H ₂ O, O ₂ , velocità fumi	QAL2	Su NO, CO, H ₂ O, O ₂ , velocità	Rapporto laboratorio accreditato (annotazione sul registro manutenzione SME)
	Allineamento e pulizia	QAL2	
	Ispezione visiva del sistema di campionamento	QAL2	
	Controllo documentazione di sistema	QAL2	
	Controllo accessibilità e idoneità SME	QAL2	
	Verifica delle perdite	QAL2	
	Verifica di zero e span	QAL2	
	Verifica tempo di risposta	QAL2	
	Registrazione dei risultati	QAL2	
	Verifica delle interferenze	QAL2	

4 GESTIONE DEI DATI DELLE INFORMAZIONI

4.1 ACQUISIZIONE DEI DATI INTEGRATIVI NEL CASO DI INDISPONIBILITÀ DELLE MISURE O DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE

4.1.1 OGGETTO

Vengono definiti:

- le modalità di attuazione per l'acquisizione di dati integrativi nel caso in cui la media oraria delle misure di inquinanti siano state rese non valide dal sistema di elaborazione,
- i criteri generali da adottare per la verifica dell'indice di disponibilità,
- le procedure da seguire nel caso di problemi al sistema di misurazione in continuo.

I dati di emissione ottenuti con le modalità definite dalla presente procedura sono utilizzabili per integrare i dati rilevati automaticamente ai fini della verifica del rispetto dei limiti di emissione in accordo con quanto disposto dal Decreto AIA DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).

4.1.2 APPLICABILITA'

Si applica alle misure integrative espresse in termini di concentrazione e masse.

4.1.3 FINALITA'

- Stabilire i criteri per l'acquisizione di dati integrativi;
- Garantire che i dati integrativi utilizzati siano conformi a quanto stabilito;
- Garantire il rispetto del valore minimo dell'indice di disponibilità;
- Stabilire i criteri per programmare tempestivamente le eventuali azioni correttive necessarie per mantenere il rispetto di tale valore;
- Individuare le procedure da seguire nel caso di problemi al sistema di misurazione in continuo.

4.1.4 RIFERIMENTI

- DM 21.12.95;
- Allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06 e s.m.i.
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto AIA DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).
- Piano di Monitoraggio e controllo allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 - AIA.
- Norma EN UNI 14181:2015
- PR05 Aria

4.1.5 RESPONSABILITA'

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile dell'acquisizione dei dati integrativi nel caso di indisponibilità delle misure o del sistema di acquisizione. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

RILEVAZIONE DI UNA MISURA INVALIDA

Attività	Responsabilità
<p>Il sistema di elaborazione, memorizzazione e presentazione dei dati segnala eventuali avarie o malfunzionamenti del sistema di monitoraggio delle emissioni.</p> <p>L'operatore una volta presa visione dell'evento emette un AdM.</p>	OP-PF
<p>Nel caso in cui tale anomalia comporti l'invalidazione di una media oraria di un inquinante o la perdita di una misura di normalizzazione o di riferimento, le informazioni del registro delle anomalie vengono caricate mensilmente nel registro eventi SME, (fac - simile) come prescritto dal paragrafo 2.8 dell' Allegato VI alla parte V del D. Lgs. 152/2006 s.m.i.</p> <p>Tale registro viene compilato dal SUCC e archiviato dalla funzione HSEQ.</p>	SUCC
<p>In caso di indisponibilità (misura e/o registrazione) delle misure in continuo di uno o più inquinanti per un periodo continuato il P.M.C. dell'AIA prevede, oltre ad effettuare una notifica dell'evento all'EC a cura di Resp. HSEQ, illustrando le cause e i tempi presunti di ripristino:</p>	Resp. HSEQ
<p>1) dopo le prime 24 ore di blocco, dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue.</p> <p>2) dopo le prime 48 ore di blocco, dovrà essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Essendo presente l'algoritmo per il calcolo dei dati stimati, le suddette prime misure discontinue possono essere eseguite dopo 72 ore solo in caso di comprovati problemi di natura logistica o organizzativa che impediscano di farle prima e che dovranno essere dimostrati all'Autorità Competente.</p>	Spec. Elereg

<p>E' prevista quindi la comunicazione da parte di Resp. HSEQ, non appena riceverà notizia di quanto sopra, secondo le modalità entro le 24 ore dall'evento come da modello fac simile riportato alla fine del paragrafo.</p> <p>La procedura di stima dei valori emissivi medi orari si basa su:</p> <ul style="list-style-type: none"> - calcolo "in linea" operato direttamente dal sistema automatico SAD stesso (il dato stimato viene individuato tramite codice "S"); - i valori di concentrazione di NOx, CO, non sono sostituiti in tabella coi dati stimati "S" ma questi sono utilizzati per il calcolo delle massiche che invece appariranno in tabella con l'indicazione "S". I parametri ausiliari (T, P, H2O, O2, Qgas, portata fumi) invece appariranno in tabella come dato stimato "S". <p>Anche tali dati, se inseriti in automatico nel database SME per l'esecuzione del calcolo in linea, sono facilmente identificati diversamente da quelli rilevati in automatico con apposito codice "S" = Stimato.</p> <p>Le misure discontinue hanno pertanto funzione di controllo e di conferma di quanto stimato con la procedura messa in atto dopo 24 ore.</p> <p>E' tuttavia prassi presso l'impianto che in caso di anomalia strumentale che non si riesca a correggere in tempi brevi, si risolva il tutto sostituendo l'analizzatore in quanto sono presenti a scorta nel sito. In questo caso dopo che, a cura del Reparto Elettroregolazione è stata fatta la messa in servizio del nuovo analizzatore (possibilmente entro 24 h), il Resp HSEQ inoltrerà sempre una comunicazione all'EC ed Arpae segnalando la risoluzione dell'anomalia e comunicando contestualmente l'installazione del misuratore n. xx e la necessità di eseguire nuova verifica QAL2 sull'analizzatore in questione come previsto al paragrafo 5.2.6-QAL2.</p> <p>L'intervento risolutivo viene annotato nel Registro manutenzione SME (vedi fac simile allegato) a cura dello Specialista Elettroregolazione.</p>	<p>Spec. Elereg</p> <p>Resp. HSEQ</p> <p>Spec. Elereg</p>
--	---

INTEGRAZIONE DATI MANCANTI

Attività	Responsabilità
<p>L'integrazione dei dati sostitutivi avviene direttamente in automatico a cura del sistema SAD stesso che provvede secondo le modalità sopra descritte. Nel caso di mancata sostituzione dovrà essere avvisato il fabbricante per porre gli opportuni rimedi.</p>	<p>Spec. Elereg</p>

Le curve di sostituzione sono riportate in allegato 10 al presente manuale, sono già caricate nel sistema SAD, e sono aggiornate rispetto ai dati rilevati nell'anno 2020 dal sistema SME stesso. Tali curve sono usate anche per la stima delle massiche nelle fasi di avvio/fermata in caso di indisponibilità della misura.

Medie orarie di inquinanti

Per gli inquinanti il valore di concentrazione sostitutivo non apparirà in tabella A1-giornaliera ma serve solo per il calcolo delle massiche. In questo caso la media oraria è marcata come “*” e l'indice di disponibilità giornaliero, mensile e annuale risente di queste ore non acquisite.

1) Ossidi di azoto

Si utilizza una curva potenza TG - concentrazione media oraria al 15% di ossigeno ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni e sono previste due curve: una per il normale funzionamento e l'altra per il transitorio che sarà usata per calcolare le massiche durante i periodi di arresto/fermata nel caso di indisponibilità dello strumento. Nel caso in cui il sistema di combustione abbia subito delle modifiche sarà necessario variare le curve suddette. In prima approssimazione si utilizzeranno i dati delle prove e i primi dati forniti dal Sistema di Monitoraggio con il nuovo assetto.

2) Ossido di carbonio.

Si utilizza una curva potenza TG - concentrazione media oraria al 15% di ossigeno ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni e sono previste due curve: una per il normale funzionamento e l'altra per il transitorio che sarà usata per calcolare le massiche durante i periodi di arresto/fermata nel caso di indisponibilità dello strumento. Nel caso in cui il sistema di combustione abbia subito delle modifiche sarà necessario variare le curve suddette. In prima approssimazione si utilizzeranno i dati delle prove e i primi dati forniti dal Sistema di Monitoraggio con il nuovo assetto.

Valori di normalizzazione o di riferimento

Per questi parametri, in caso di mancanza della misura, il valore viene sostituito col dato stimato “S” come di seguito. Il dato medio orario sarà associato ad un Id minore del 100% mentre ai fini dell'elaborazione delle medie giornaliere, mensili e annuali vengono considerati anche i contributi stimati che concorrono al calcolo dell'indice di disponibilità.

Infatti quest'ultimo risulterà inferiore al 100% solo se la sostituzione automatica fallisse.

1) Ossigeno

Si utilizza una curva potenza TG - % vol. O₂ ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza. La mancanza di tale, valore, ancorché sostituito dal dato stimato comporta l'invalidazione delle misure di concentrazione di NO_x e CO.

2) Pressione del condotto

Si utilizza una curva potenza TG – Pressione fumi ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza.

3) Temperatura fumi

Si utilizza una curva potenza TG – Temperatura fumi ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza.

4) Portata fumi

In caso di mancanza di un dato di normalizzazione (T, P, H₂O) si utilizzano i loro rispettivi dati sostitutivi.

Nel caso di mancanza segnale velocità, si utilizza un calcolo stechiometrico in tempo reale sulla base della portata gas naturale e della composizione del metano. In caso di mancanza anche della portata gas si utilizza una curva potenza TG – portata fumi secchi 15%O₂ ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza. La formula stechiometrica è la seguente:

Q_{fumi secchi 15%O₂ stechiometrico} = [SET] Volume fumi rif 15% O₂
* [Grx] Portata Gas Naturale

Dove:

[SET] Volume fumi rif 15% O₂ = 29.500 Nm³/h (per ogni Sm³/h di gas)

5) Portata di combustibile e potenza

La potenza è un dato essenziale del sistema che viene acquisito da DCS o anche via cavo analogico e pertanto non può essere stimato. In caso di mancanza di tale segnale, se comunque disponibile a sistema sarà inserito come dato “Manuale” lo stato sezione. Per la portata gas naturale invece si utilizza una curva potenza TG – portata gas naturale, ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza

6) Umidità

Si utilizza una curva potenza TG – %vol H₂O ottenuta dai dati storici archiviati nel 2019 dal Sistema di Monitoraggio delle Emissioni che vale per tutto lo spettro di potenza.

INDICE DISPONIBILITA'

Attività	Responsabilità
<p>Il sistema di elaborazione fornisce l' Indice di Disponibilità delle medie orarie degli inquinanti (NO_x, CO) per ciascun gruppo con la metodologia riportata nell'allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06 s.m.i..</p> <p>Nel caso in cui tale indice dovesse essere inferiore al valore dell'80% di disponibilità mensile delle medie orarie di tali inquinanti, stabilito dal D.Lgs. 152/06 (paragrafo 2 dell'allegato VI alla parte V) si predisporrà una relazione per informare l'Autorità di Controllo.</p>	Resp. PP

INSERIMENTO DATI MANUALI

Attività	Responsabilità
<p>Per dato manuale si intende un dato associato ad un parametro che può impostato manualmente direttamente sul sistema. Tale prerogativa è del Capo reparto Elettroregolazione che la effettua su autorizzazione del Resp PP.</p> <p>E' possibile infatti che a seguito di mancanza del dato di potenza TG oppure di un problema interno del sistema SAD vengano registrate ore di</p>	Resp. PP

transitorio come ore marcia oppure con analizzatore in anomalia viene registrato un valore nella tabella giornaliera.

Per evitare queste incongruenze è ammesso che, a seguito di OdM specifico, il Resp. Elereg informi il Resp PP della problematica ai fini dell'autorizzazione, e dopo aver ricevuto autorizzazione proceda a fare una delle seguenti operazioni munito di credenziali opportune che solo lui conosce:

- Impostare come stato “valido” uno dei seguenti parametri: Potenza TG, NOx (come NO2) 15%O2, CO 15%O2, O2 calibrato, H2O calibrato, Tfumi, Pfumi, Portata fumi secchi 15%O2, portata gas naturale
- Impostare come stato “Taratura” uno dei seguenti parametri: Potenza TG, NOx (come NO2) 15%O2, CO 15%O2, O2 calibrato, H2O calibrato, Tfumi, Pfumi, Portata fumi secchi 15%O2, portata gas naturale
- Impostare come stato “non valido” uno dei seguenti parametri: Potenza TG, NOx (come NO2) 15%O2, CO 15%O2, O2 calibrato, H2O calibrato, Tfumi, Pfumi, Portata fumi secchi 15%O2, portata gas naturale
- Impostare come stato “fuori scansione” uno dei seguenti parametri: Potenza TG, NOx (come NO2) 15%O2, CO 15%O2, O2 calibrato, H2O calibrato, Tfumi, Pfumi, Portata fumi secchi 15%O2, portata gas naturale
- Impostare come “non disponibile” uno dei seguenti parametri: Potenza TG, NOx (come NO2) 15%O2, CO 15%O2, O2 calibrato, H2O calibrato, Tfumi, Pfumi, Portata fumi secchi 15%O2, portata gas naturale
- Impostare lo stato del gruppo come “regime”, “avviamento”, “fermata” “fermo”

Al fine di garantire la tracciabilità del dato, a seguito di una operazione di questo tipo il parametro modificato manualmente in tabella appare con affianco la “M” di manuale, mentre gli altri che subiscono variazioni a seguito di questo appiano con a fianco la “R” di ricalcolato.

Inoltre per come architettato il sistema SAD le modifiche delle tabelle avvengono negli elaboratori di processo SME1 e SME2 mentre ciò che viene scritto nel NAS in tempo reale rimane così e non può essere modificato garantendo quindi la tracciabilità di tutte le operazioni.

Resta fermo che non è possibile con le credenziali in possesso nell'impianto procedere alla variazione del singolo numero visualizzato.

Resp Elereg

Per gestire l'intera operazione è previsto un modulo autorizzativo (allegato 2 PR 05 Aria) che consente di registrare e tracciare le operazioni effettuate.

REGISTRAZIONE EVENTI E MANUTENZIONI

Attività	Responsabilità
<p>Come detto in precedenza il SUCC tiene ed aggiorna il Registro Eventi SME, che assolve il ruolo di registro delle indisponibilità, che ha a disposizione presso la sala controllo, dove annota:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le anomalie strumentali che si presentano a gruppo in servizio - Le indisponibilità dei dati di emissioni relativamente agli inquinanti principali e parametri ausiliari che comportano una mancanza dati nella tabella A1-giornaliera - le attività di taratura della strumentazione in continuo durante le prove annuali dello SME, tipo AST e QAL2, anche senza il fuori servizio delle misure <p>Non vengono annotate le calibrazioni/QAL3 settimanali.</p> <p>Per ogni evento vanno segnato il numero di AdM in SAP generato, la descrizione, il periodo di indisponibilità delle misure. I dettagli sulla compilazione del registro sono riportati nella PR05 Aria. Il registro una volta completato l'anno sarà consegnato all'addetto HSEQ per sua archiviazione.</p>	SUCC
<p>Lo Specialista Elereg invece detiene, in forma digitale, il Registro Manutenzione SME nel quale annota le seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> - gli interventi di manutenzione mensili, - gli interventi di manutenzione quadrimestrali, - gli interventi di manutenzione semestrali Siemens, - le verifiche emissioni annuali QAL2/AST, - interventi accidentali (a seguito adm), - attività interne di manutenzione periodiche o preventive. <p>Le attività di calibrazioni/QAL3 settimanali, così come le attività di manutenzione settimanali non vengono annotate in quanto la loro registrazione è effettuata sul sistema SME stesso con l'evidenza delle carte controllo CUSUM che vengono periodicamente archiviate.</p>	Spec. Elereg

Per ogni intervento vanno segnato il numero di AdM in SAP generato, il numero di OdM/operazione, la descrizione delle attività svolte, gli apparati oggetto dell'intervento, i tempi di inizio e fine. I dettagli sulla compilazione del registro sono riportati nella PR05 Aria. Il registro viene tenuto in formato digitale su file e, una volta completato l'anno, sarà stampato e siglato dello Spec. Elereg e dal Resp. Elereg e consegnato all'addetto HSEQ per sua archiviazione

Resp. Elereg

Fac simile – COMUNICAZIONE INDISPONIBILITA' MISURE



Thermal Generation Italy
Power Plant North
Health, Safety, Environment and Quality

PROTGUGCGT-OMGPP-NORTHWSEO

Spett.le
ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma
Protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

e p.c.
ARPA EMILIA ROMAGNA
Direzione tecnica

dirgen@cert.arpa.emr.it

Oggetto: Decreto DVA-DEC-2010-0000 Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale Termoelettrica Enel Produzione SpA di Porto Corsini - Indisponibilità misure in continuo di yy gruppo xx

In conformità a quanto previsto al punto 2.5 All VI alla parte quinta D.Lgs 152/06 per le indisponibilità di misure in continuo degli inquinanti, come indicato dal decreto AIA in oggetto (Rif PMC pag. 16), così come indicato nella comunicazione ISPRA Prot n° 0018172 del 01/06/2011 punto F) si comunica lo strumento di NO di misura in continuo delle emissioni in atmosfera del gruppo LCxx è stato indisponibile per un guasto dalle ore 09:00 del giorno 30/06/2014 sino alle ore 14:30 dello stesso giorno. L'avaria è stata risolta mediante sostituzione dell'analizzatore con un altro uguale a scorta di matricola N1-C2-17 8. Pertanto in seguito, verranno messe in atto tutte le verifiche previste dalla norma UNI EN 14181 sul nuovo analizzatore installato.

In conformità alle attuali prescrizioni, dato che l'indisponibilità è stata inferiore alle 24 ore, viene data comunicazione dell'evento all'Ente di Controllo, senza che vi sia la necessità di attivare un sistema alternativo di stima/misura delle emissioni, essendo comunque il gruppo fermo.

Restiamo a disposizione per eventuali chiarimenti.

Cordiali Saluti

Ignazio Mancuso
IL GESTORE

Il presente documento costituisce una riproduzione integra e fedele dell'originale informatico, sottoscritto con firma digitale, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente. La riproduzione su supporto cartaceo è effettuata da Enel Servizi.

Fac Simile **REGISTRO EVENTI SME**



REGISTRO DEGLI EVENTI SUL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI

Power Plant North - centrale Porto Corsini

sez. E

N° Prog.	Segnalazione del	Descrizione evento/intervento	Fuori servizio		Motivazione	Rif. n°AdM	Preposto lavori Manutenzione	SUCC
			dalle ore	alle ore				
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								

Fac Simile **REGISTRO MANUTENZIONE SME**



Power Plant North - centrale Porto Corsini

REGISTRO MANUTENZIONE SME

ANNO

2018

N° Prog	Data	Gruppo	Analizzatore/com ponenti coinvolti	OdM/Op	Descrizione attività svolta	AdM	ora inizio	ora fine	Preposto
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									

4.2 PREDISPOSIZIONE E DIFFUSIONE INTERNA DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI SME

4.2.1 OGGETTO

La predisposizione e diffusione interna dei dati e delle informazioni SME riguarda la predisposizione dei dati e delle informazioni, i criteri di diffusione interna della documentazione prodotta e le modalità di conservazione della stessa.

4.2.2 APPLICABILITA'

Si applica a tutte le comunicazioni interne di Centrale riguardo al sistema di monitoraggio delle emissioni.

4.2.3 FINALITÀ

- Definire un flusso informativo interno sistematico e con livello di sintesi mirato ai compiti o funzioni dei vari soggetti coinvolti nella gestione del sistema;
- Assicurare completezza e tempestività nella preparazione della documentazione destinata all'informazione delle Autorità;
- Garantire la conservazione dei dati e delle informazioni secondo le indicazioni del D.Lgs. 152/06 s.m.i. e del Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).

4.2.4 RIFERIMENTI

- Allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06 e s.m.i.;
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA);
- Manuale di istruzione del sistema di elaborazione (SAD).
- Norma EN UNI 14181:2015
- PR05 ARIA

4.2.5 RESPONSABILITA'

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile della predisposizione e diffusione interna dei dati e delle informazioni SME. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

PREDISPOSIZIONE DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI

Attività	Responsabilità
<p>I dati memorizzati dal sistema di acquisizione ed elaborazione automatico sono restituiti sotto forma di pagine video stampabili e/o di tabulati. Le stampe su carta vengono denominate ai fini della presente procedura “tabelle”.</p> <p>Le tabelle vengono distinte in :</p> <ul style="list-style-type: none"> – tabelle di servizio; – tabelle di controllo; – tabelle di presentazione. <p>Le tabelle di servizio costituiscono il necessario supporto per verificare l’attendibilità e la disponibilità dei dati di emissione e per individuare le situazioni anomale che richiedono interventi correttivi. I dati e le informazioni contenute in queste tabelle sono pertanto orientati alla manutenzione e alla gestione operativa del sistema di monitoraggio che contengono ad esempio, sinottici sullo stato di funzionamento delle varie apparecchiature, liste di allarmi e di azioni automatiche intervenute, valori dei parametri configurati da operatore, risultati delle calibrazioni, valori dei parametri da input operatore, ecc.</p> <p>I formati delle tabelle previste, classificate per funzioni e, ove necessario, corredate di note esplicative circa i possibili impieghi sono riportati sul manuale del software SAD, tra queste indichiamo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lista calibrazioni mese - Lista QAL3 mese - Grx - Lista CAL-QAL3 - Grx - Sorveglianza QAL2 - Grx - Sorveglianza QAL2_AUS - Grx- Annuale oraria - Tabella Superi_g - Grx – Autocontrolli flowsick <p>Le tabelle di controllo consentono al personale di esercizio di seguire l’evoluzione dei valori medi di emissione al fine di verificare “a preventivo” il rispetto dei valori limiti di emissione o di mantenere margini operativi predefiniti rispetto ai valori limite. Esse contengono dati medi orari, medie progressive consolidate, proiezioni dei valori medi a fine periodo di osservazione, emissioni massiche, ecc..</p>	Spec. Elereg

Tali tabelle sono già pubblicate, e aggiornate in tempo reale, nelle pagine sinottiche web degli SME (principale, back up e client) per una immediata consultazione del personale di esercizio.

Le **tabelle di presentazione** hanno funzione di sintesi dei dati e costituiscono il supporto per informare la Direzione di Centrale. Costituiscono inoltre la base dei report da inviare all'Autorità competente per il controllo. Queste tabelle contengono i valori medi (livello orario, giornaliero, mensile e annuale) delle concentrazioni normalizzate di inquinanti, delle emissioni in massa per gruppo, corredati dei valori medi dei parametri di riferimento (temperature, carico, ecc.) e della disponibilità dei dati. Queste sono denominate:

- Grx A1-Giornaliera AIA: contenente tutte le medie orarie del giorno per i parametri previsti, le massiche, la disponibilità. Consente di verificare il rispetto del limite giornaliero
- Grx A1-Mensile: contenente tutte le medie giornaliere del mese per i parametri previsti, le massiche, la disponibilità. Consente di verificare il rispetto del limite mensile
- Grx A1-Annuale: contenente tutti i dati medi mensili ed il riepilogo annuale.
- Grx - ARPAE: tabella giornaliera, in formato txt, che raccoglie i dati di emissioni medi orari delle ore del giorno, in accordo al formato richiesto da Arpa Ravenna. Tale tabella viene inviata ad Arpa.
- Tabella Transitori: contenente per ogni evento di transitorio la durata, volume fumi, volume gas naturale, le concentrazioni medie e le masse di NOx e CO. Si precisa tuttavia che tale tabella elaborata dallo SME, a partire da dicembre 2019, ad oggi ha solo una funzione conoscitiva in quanto ai fini dell'ottemperanza di quanto previsto dal PMC AIA pag.8, per il calcolo dei dati di emissione dei transitori vale la modalità di calcolo di cui alla nota Enel-PRO-24/05/2011-0023246

DIFFUSIONE DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI

Attività	Responsabilità
Il Responsabile del PP e il Responsabile HSEQ dovranno essere informati qualora i valori riportati nelle tabelle di cui al paragrafo precedente, comprendano dati sostitutivi o dati anomali.	SUCC/Spec. Elereg

CRITERI DI ARCHIVIAZIONE E DI CONSERVAZIONE

Attività	Responsabilità
<p><u>Medie orarie degli inquinanti e delle altre grandezze di riferimento misurate o calcolate</u></p> <p>I dati calcolati dal sistema di elaborazione vengono settimanalmente scaricati su supporto magnetico e archiviati all'interno dei server SME.</p>	Spec. Elereg
<p><u>Tabelle di presentazione</u></p> <p>I rapporti giornaliero, mensile ed annuale vengono raccolti nell'Archivio Ambientale di Centrale e conservati per almeno 10 anni.</p>	Add. HSEQ

DATI IMPOSTABILI A SISTEMA

Attività	Responsabilità
<p>Il sistema SME per potere funzionare ha necessità che vengano popolati alcuni campi specifici per l'Impianto in esame e che possono variare per le singole unità di produzione.</p> <p>L'elenco di tali parametri e le relative modalità operative di inserzione e modifica dei dati sono disponibili presso il Reparto Regolazione.</p> <p>I parametri (gruppo A) non misurati e impostabili dall'Spec. Elereg sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sezioni dei camini - Minimo tecnico ambientale - Rette di QAL2 (intercetta, pendenza, range validità, Ic95%) - Sams di 0 e span degli analizzatori - Concentrazioni bombole di riferimento - Inserimento valori zero e span nelle carte Cusum - Limiti orari, giornalieri, mensili - Inserimento dati manuali (punto 4.1.5) - O2 di riferimento <p>Solo il responsabile del Reparto Elettroregolazione può effettuare tali modifiche, a seguito di indicazione pervenuta dal Resp HSEQ o Resp.PP.</p> <p>I parametri (gruppo B) impostabili dal costruttore (Siemens/PF sistemi) sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fondo scala analizzatori 	Resp. Elereg

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">- Curve calcolo dati sostitutivi- Banda morta potenza (intorno al MTA)- Layout grafico tabelle e algoritmi di calcolo generativi interni- Tag dei parametri e formule | |
|--|--|

4.3 PREDISPOSIZIONE E TRASMISSIONE DEI DATI E DELLE INFORMAZIONI DA COMUNICARE ALL'AUTORITÀ DI CONTROLLO

4.3.1 OGGETTO

Si definiscono le modalità di comunicazione dei dati e delle informazioni relative alle emissioni, da fornire alle Autorità controllo.

4.3.2 APPLICABILITA'

Si applica a tutte le comunicazioni di tipo periodico ed episodico dei dati e delle informazioni da fornire alle Autorità.

4.3.3 FINALITÀ

- Definire le informazioni da fornire alle Autorità competenti al controllo secondo un predeterminato formato di comunicazione;
- Definire le modalità di trasmissione delle informazioni.

4.3.4 RIFERIMENTI

- D.Lgs 152/06 e s.m.i. (Allegato VI alla parte V);
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).
- PR05 ARIA

4.3.5 RESPONSABILITA'

La funzione HSEQ è responsabile della predisposizione e trasmissione dei dati e delle informazioni da comunicare all'autorità di controllo. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

CONTENUTI DELLE COMUNICAZIONI PERIODICHE DEI DATI

Attività	Responsabilità
<p>La comunicazione dei risultati di misura alle Autorità competenti per il controllo sul sistema di monitoraggio richiede l'invio di un rapporto informativo giornaliero, di un rapporto informativo mensile e di un rapporto informativo annuale.</p> <p>Vengono altresì prodotte da parte delle PP tutte le comunicazioni periodiche previste dalla vigente normativa in materia (a titolo di esempio viene prodotto quadrimestralmente il DAP).</p>	Addetto HSEQ

Il rapporto informativo giornaliero, da trasmettere nei giorni di lunedì, mercoledì, venerdì all'ARPA territorialmente competente, deve contenere un tabella in formato TXT:

- 1) Sezione, data e ora;
- 2) Potenza generata (in % su carico massimo);
- 3) Concentrazione NO_x e CO normalizzata, O₂;
- 4) Portata fumi secchi al 15% O₂;
- 5) Valori medi di T, P, H₂O

Tutte le grandezze sono associate al loro stato di validità.

In accordo agli impegni definiti con l'Autorità di controllo (Provincia ed ARPA) è previsto l'invio telematico dei valori medi orari delle misure del SME. Nelle giornate del Lunedì, Mercoledì e Venerdì l'addetto HSEQ predispone (estratte e generate automaticamente dal SME) le tabelle riepilogative relative ai giorni precedenti. Ne verifica il contenuto, confrontandoli con la Tabella medie orarie A1, ed invia i file via internet, entro la mattinata, al sito ARPA.

Il rapporto informativo annuale, da trasmettere all' Autorità Competente (Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio), all' Ente di controllo (oggi ISPRA (già APAT)), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, deve contenere informazioni relative ai dati di esercizio dell'impianto nell'anno precedente, alle emissioni in atmosfera, in acqua, ai rifiuti, al rumore ecc.

Relativamente alle emissioni in atmosfera, i dati da comunicare sono i seguenti:

- 1) Tonnellate emesse per anno NO_x, CO e tutte le altre sostanze regolamentate nel Decreto AIA in termini di emissioni in aria.
- 2) Concentrazione media mensile e quadrimestrale in mg/Nm³ di NO_x e CO.
- 3) Concentrazione misurata in mg/Nm³ del COT.
- 4) Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x, CO (in kg/MWhg).
- 5) Emissione specifica annuale per 1000 Sm³ di metano bruciato di NO_x e CO (in kg/1000 Sm³).
- 6) Numero di avviamenti e spegnimenti all'anno.
- 7) Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avviamento e spegnimento di NO_x e CO.

Addetto HSEQ

Resp. PP coadiuvato
dal Resp. HSEQ

L'invio del "Rapporto informativo annuale" deve avvenire entro il 31 maggio dell'anno successivo a cui si riferiscono i dati.

Comunicazioni aggiuntive:

- 1) In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico da inviare all'Autorità Competente.
- 2) In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad ISPRA (già APAT) della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati. *(Si veda anche a riguardo il punto 4.1)*
- 3) In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite, stabiliti nell'Autorizzazione AIA, ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, in conformità anche a quanto previsto dal punto 4.4, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. A conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo. Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

Fac-simile tabella A1 giornaliera AIA

Sezione	GR3	VERIFICA CONFORMITA' AI VALORI LIMITE DEL D.Lgs 152																			
ANNO:	2019	TABELLA DATI ORARI e GIORNALIERI DEL 28-NOVEMBRE																			
ORA SOLARE	Stato	Potenza Media TG	Potenza Media TG+TV	Combustibili	NOx			CO			Portata Fumi	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		Umidità Fumi		
				Gas Naturale	Rif.O2	Id	massica	Rif.O2	Id	massica		Rif.O2	Rif.	Misurato	Id	Misurata	Id	Misurata	Id	Misurata	Id
		MWe	MWe	Sm³/h	mg/Nm³	%	kg/h	mg/Nm³	%	kg/h	Nm³/h	% v/v	% v/v	%	°C	%	hPa	%	% v/v	%	
		F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
02:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
03:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
04:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
05:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
06:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
07:00	Avv.	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
08:00	Avv.	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
09:00	Regime	236,1	337,4	64681	24,2	100,0	47,3	0,9	100,0	1,7	1953948	15,0	14,29	100,0	125,7	100,0	992,0	100,0	10,46	100,0	
10:00	Regime	236,7	340,5	63931	24,9	100,0	48,5	0,4	100,0	0,8	1946508	15,0	14,29	100,0	126,2	100,0	991,4	100,0	10,47	100,0	
11:00	Regime	222,6	323,7	60735	23,9	100,0	44,2	0,4	100,0	0,7	1851136	15,0	14,33	100,0	125,2	100,0	990,9	100,0	10,45	100,0	
12:00	Regime	139,8	221,4	44013	23,2	100,0	31,3	3,4	100,0	4,5	1349536	15,0	14,63	100,0	116,4	100,0	990,9	100,0	10,00	100,0	
13:00	Regime	109,4	185,0	38135	26,6	100,0	31,1	9,7	100,0	11,3	1169725	15,0	14,68	100,0	111,6	100,0	990,3	100,0	9,89	100,0	
14:00	Regime	125,5	203,9	41306	24,5	100,0	31,1	7,2	100,0	9,1	1267379	15,0	14,66	100,0	112,7	100,0	990,2	100,0	9,93	100,0	
15:00	Regime	221,0	321,0	60587	23,0	100,0	42,5	0,4	100,0	0,8	1848595	15,0	14,35	100,0	123,7	100,0	991,2	100,0	10,41	100,0	
16:00	Regime	236,6	340,7	63776	24,8	100,0	48,2	0,3	100,0	0,7	1945533	15,0	14,30	100,0	126,3	100,0	991,2	100,0	10,43	100,0	
17:00	Regime	236,9	340,6	63747	25,2	100,0	49,0	0,4	100,0	0,7	1948649	15,0	14,29	100,0	126,3	100,0	991,6	100,0	10,38	100,0	
18:00	Regime	236,9	340,7	63793	24,9	100,0	48,6	0,3	100,0	0,7	1950508	15,0	14,28	100,0	126,5	100,0	991,7	100,0	10,40	100,0	
19:00	Regime	236,7	340,6	63764	24,7	100,0	48,1	0,3	100,0	0,7	1945264	15,0	14,29	100,0	126,8	100,0	991,8	100,0	10,41	100,0	
20:00	Regime	236,6	340,4	63809	25,1	100,0	49,0	0,3	100,0	0,7	1949136	15,0	14,28	100,0	126,7	100,0	993,5	100,0	10,36	100,0	
21:00	Regime	218,6	319,7	60063	24,8	100,0	45,6	0,8	100,0	1,4	1836661	15,0	14,34	100,0	125,5	100,0	993,2	100,0	10,26	100,0	
22:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
23:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
24:00	Fermo	F	F	F	F	100,0	F	F	100,0	F	F	15,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	F	100,0	
Massimo		236,9	340,7	64681	26,6			9,7			1953948		14,68		126,8		993,5		10,47		
Minimo		109,4	185,0	38135	23,0			0,3			1169725		14,28		111,6		990,2		9,89		
totale ore N.F.	13	RIEPILOGO sulle 24 ore																			
totale ore N.V.		Pot. Media TG (MW)	Pot. Media TG+TV (MW)	Gas Naturale	NOx			CO			Q. Fumi	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		UmiditàFumi		
				Sm³/g	media (mg/Nm3)	Id %	t/g	media (mg/Nm3)	Id %	t/g	Nm³/g	Rif.	Media (%)	Id %	Media (°C)	Id %	Media (hPa)	Id %	Media (%)	Id %	
		207,2	304,3	752339	24,6	100,0	0,6	1,9	100,0	0,0	22962578	15,0	14.39	100,0	123.1	100,0	991.5	100,0	10.30	100,0	
LIMITE GIORNALIERO APPLICABILE					40			30													
Rispetto VLE Giornaliero					SI			SI													

Fac-simile tabella A1 mensile

GIORNO	Ore N.F.	Potenza Media TG	Potenza Media TG+TV	Combustibili Gas Naturale	NOx			CO			Portata Fumi	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		Umidità Fumi	
		MWe	MWe	Sm³	Rif.O2 mg/Nm³	Id %	massica t/giorno	Rif.O2 mg/Nm³	Id %	massica t/giorno	Rif.O2 kNm³/giorno	Rif.	Misurato	Id	Misurata °C	Id	Misurata hPa	Id	Misurata % v/v	Id
												% v/v	% v/v	%						
01/11/2019	23	(3h)	255,8	1181473,3	17,2	100,0	0,5	1,5	100,0	0,0	34277,46	15,0	14,52	100,0	117,1	100,0	1010,1	100,0	7,47	100,0
02/11/2019	7	(3h)	256,4	357050,5	18,4	100,0	0,2	2,4	100,0	0,0	10427,16	15,0	14,52	100,0	117,2	100,0	998,6	100,0	7,53	100,0
03/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
04/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
05/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
06/11/2019	17	(3h)	281,0	943512,6	14,2	100,0	0,4	1,6	100,0	0,0	27608,46	15,0	14,38	100,0	118,7	100,0	995,5	100,0	7,72	100,0
07/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
08/11/2019	17	(3h)	296,8	974733,0	13,1	100,0	0,4	1,3	100,0	0,0	28774,13	15,0	14,37	100,0	119,7	100,0	994,3	100,0	7,75	100,0
09/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
10/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
11/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
12/11/2019	15	(3h)	187,1	594955,2	26,1	100,0	0,5	2,4	100,0	0,0	17472,97	15,0	14,58	100,0	107,1	100,0	987,5	100,0	7,35	100,0
13/11/2019	24	(3h)	270,3	1288735,3	16,7	100,0	0,6	1,6	100,0	0,1	37901,99	15,0	14,40	100,0	115,8	100,0	988,6	100,0	7,56	100,0
14/11/2019	24	(3h)	276,4	1311266,8	11,9	95,8	0,6	1,5	95,8	0,1	38630,64	15,0	14,39	100,0	115,9	100,0	994,9	100,0	7,58	100,0
15/11/2019	23	(3h)	283,7	1285313,4	15,0	100,0	0,5	1,6	100,0	0,1	37842,70	15,0	14,38	100,0	115,8	100,0	990,8	100,0	7,72	100,0
16/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
17/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
18/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
19/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
20/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
21/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
22/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
23/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
24/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
25/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
26/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
27/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
28/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
29/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
30/11/2019	0	N.A.	N.A.	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	0,00	15,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0	N.A.	0,0
Massimo		0,0	296,8	1311266,8	26,1			2,6			38630,64		14,58		119,7		1010,1		7,75	
Minimo		0,0	187,1	0,0	13,1			1,3			0,00		14,37		107,1		987,5		7,35	
LIMITE GIORNALIERO APPLICABILE					40			30												
Conteggio Superi del Mese					0			0												
Progressivo Anno Superi Medie Giorni	Nr. > V.L.E.				0			0												
	Rispetto VLE				SI			SI												
totale ore N.F.		150	RIEPILOGO MENSILE																	
		Pot. Media TG (MW)	Pot. Media TG+TV (MW)	Gas Naturale Sm³	NOX			CO			Q. Fumi kNm³/mese	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		Umidità Fumi	
					media (mg/Nm³)	Id %	t/mese	media (mg/Nm³)	Id %	t/mese		Rif.	Media (%)	Id %	Media (°C)	Id %	Media (hPa)	Id %	Media (%)	Id %
		*	266,4	7937040,5	16,8	99,3	3,6	1,8	99,3	0,4	232935,5	15,0	14,43	100,0	116,0	100,0	995,0	100,0	7,6	100,0

Fac-simile tabella giornaliera Arpa

DATA	ORA	PLV	V_PLV	SO2	V_SO2	NOX	V_NOX	CO	V_CO	HCL	V_HCL	COT	V_COT	H2O	V_H2O	O2	V_O2	CO2	V_CO2
28/11/2019	1	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	2	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	3	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	4	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	5	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	6	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	7	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	8	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	9	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	10	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	11	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	12	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	13	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	14	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	15	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	16	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	17	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	18	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	19	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	20	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	21	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	22	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	23	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A
28/11/2019	24	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A	-	A	0.0	NR	0.0	NR	-	A

Fac simile tabella A1 Annuale

		ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Termoelettrica Teodora di Porto Corsini																		
Sezione	GR3	VERIFICA CONFORMITA' AI VALORI LIMITE DEL D.lgs 152																		
ANNO:	2019	TABELLA DATI MENSILI DELL'ANNO 2019																		
MESE	Ore N.F.	Potenza Media TG	Potenza Media TG+TV	Combustibili	NOx			CO			Portata Fumi	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		Umidità Fumi	
				Gas Naturale	Rif.O2	Id	massica	Rif.O2	Id	massica	Rif.O2	Rif.	Misurato	Id	Misurata	Id	Misurata	Id	Misurata	Id
		MWe	MWe	Sm³/mese	mg/Nm³	%	t/mese	mg/Nm³	%	t/mese	kNm³/mese	% v/v	% v/v	%	°C	%	hPa	%	% v/v	%
gennaio	362	*	286,1	19076792	26,9	100,0	15,6	5,0	100,0	2,2	587612,0	15,0	14,51	100,0	120,6	100,0	1003,7	100,0	7,25	100,0
febbraio	215	*	265,3	10984702	22,9	100,0	7,3	7,2	100,0	1,9	326471,0	15,0	14,59	100,0	119,3	100,0	1016,5	100,0	7,33	100,0
marzo	555	*	261,3	27692330	23,6	100,0	19,3	6,5	100,0	4,3	824036,2	15,0	14,62	100,0	120,2	100,0	1011,6	100,0	7,41	100,0
aprile	501	*	269,2	26206578	23,8	100,0	18,3	7,9	100,0	4,8	768475,4	15,0	14,53	100,0	121,6	100,0	1003,8	100,0	7,60	100,0
maggio	409	*	268,5	21082356	17,3	100,0	11,1	8,0	100,0	4,0	619761,7	15,0	14,57	100,0	121,4	100,0	1002,6	100,0	7,62	100,0
giugno	485	*	270,9	25132258	19,1	100,0	14,5	4,5	100,0	2,8	740595,5	15,0	14,45	100,0	121,8	100,0	1005,3	100,0	8,57	100,0
luglio	281	*	220,1	12371539	14,2	100,0	5,2	5,5	100,0	1,9	366283,2	15,0	14,53	100,0	118,2	100,0	1002,9	100,0	8,52	100,0
agosto	41	*	177,0	1542497	9,3	97,6	0,4	19,1	97,6	0,9	45169,4	15,0	14,65	100,0	115,7	100,0	998,7	100,0	8,47	100,0
settembre	407	*	191,1	15588367	25,3	100,0	12,0	8,6	100,0	4,0	473017,5	15,0	14,69	100,0	118,1	100,0	1003,7	100,0	7,93	100,0
ottobre	584	*	283,8	31299054	24,9	100,0	23,6	5,2	100,0	3,8	946752,3	15,0	14,43	100,0	122,9	100,0	1006,2	100,0	7,93	100,0
novembre	139	*	273,5	7393865	25,4	99,3	5,6	6,7	99,3	1,1	220661,6	15,0	14,45	100,0	120,3	100,0	994,8	100,0	8,50	100,0
dicembre	235	189,4	283,5	12732080	25,6	99,6	10,0	4,5	99,6	1,4	393766,7	15,0	14,48	100,0	122,2	100,0	1005,5	100,0	9,08	100,0
Massimo		189,4	286,1	31299054	26,9			19,1			946752,3		14,69		122,9		1016,5		9,08	
Minimo		189,4	177,0	1542497	9,3			4,5			45169,4		14,43		115,7		994,8		7,25	
LIMITE MENSILE APPLICABILE					40			30												
Conteggio Superi					0			0												
Progressivo Anno Superi Medie Giorno	Nr. > V.L.E.				0			0												
	Rispetto VLE				SI			SI												
totale ore N.F.	4214	RIEPILOGO ANNUALE																		
		Pot. Media TG (MW)	Pot. Media TG+TV (MW)	Gas Naturale	NOX			CO			Q. Fumi	O2			Temperatura Fumi		Pressione Fumi		Umidità Fumi	
				Sm³/anno	media (mg/Nm3)	Id %	t/anno	media (mg/Nm3)	Id %	t/anno	kNm3/anno	Rif.	Media (%)	Id %	Media (°C)	Id %	Media (hPa)	Id %	Media (%)	Id %
		*	260,8	211102320	22,5	99,9	142,9	6,4	99,9	33,2	6312589,3	15,0	14,54	100,0	120,8	100,0	1005,5	100,0	7,90	100,0

Fac-simile tabella transitori da SME (non ufficiale)

ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Termoelettrica Teodora di Porto Corsini																
Analisi Transitori																
Gruppo: GR3																
Mese: nov-2019																
GR3 analizzato dal 01/11/2019 al 30/11/2019																
Evento	Dalle	Alle	Transitorio	Tipo Transitorio			Paralelo	Tempo da Start a Paralelo (hh:mm)	Tempo da Paralelo a Regime (hh:mm)	Combustibile	[GR3] Portata Gas Naturale Sm ³	Concentrazioni Medie		[GR3] Portata Fumi Secchi rif. O ₂ 15%	Flussi di massa	
				Durata Transitorio (m)	Tempo dalla Fermata (hh:mm)							[GR3-Ic] NOx (come NO ₂) rif. O ₂ 15% convalidato mg/Nm ³	[GR3-Ic] CO rif. O ₂ 15% convalidato mg/Nm ³		[GR3] NOx (come NO ₂) massico t	[GR3] CO Massico t
1	26/11/2019 00:19	26/11/2019 06:06	Avviamento	347	600:19	Freddo	26/11/2019 01:08	00:49	04:58	GAS NATURALE	143977	70,6	4087,5	3.839.574	0,25	13,51
2	27/11/2019 00:02	27/11/2019 00:21	Arresto	19		-				GAS NATURALE	9046	56,2	3569,0	117.375	0,01	0,42
3	28/11/2019 05:49	28/11/2019 07:52	Avviamento	123	29:28	Tiepido	28/11/2019 06:27	00:38	01:25	GAS NATURALE	61201	55,1	2751,5	1.663.104	0,09	3,94
4	28/11/2019 21:00	28/11/2019 21:17	Arresto	17		-				GAS NATURALE	7071	51,6	2867,8	82.242	0,00	0,24
5	29/11/2019 05:57	29/11/2019 07:50	Avviamento	113	08:40	Caldo	29/11/2019 06:30	00:33	01:20	GAS NATURALE	58065	40,1	1715,4	1.691.447	0,09	3,35
6	29/11/2019 21:11	29/11/2019 21:35	Arresto	24		-				GAS NATURALE	18129	45,2	1870,3	468.063	0,02	0,88
Totale			6	643							297488,14				0,47	22,33
Avviamenti a Caldo: < di 24 ore; Tiepido: >= di 24 e < di 96 ore; Freddo: >= 96 ore.																

Fac simile tabella calcolo transitori ai fini della comunicazione dati ufficiale

Gruppo E	n° totale	NOx [tonnellate]	CO [tonnellate]
AF	8	2,11	130,01
AT	7	0,73	32,10
AC	8	0,66	18,24
FR	23	0,29	14,21
TOTALE	46	3,8	194,6

Fac-simile tabella Test Sorveglianza QAL2

ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Termoelettrica Teodora di Porto Corsini

GR3 - TEST DI SORVEGLIANZA RETTE DI CALIBRAZIONE QAL2

Periodo dal 19/01/2019 al 12/03/2020 (28 periodi di 168 ore di funzionamento)

			NOX				CO					
			Data QAL2/AST		19/01/2019		Data QAL2/AST		22/03/2019			
			Data retta QAL2		20/05/2016		Data retta QAL2		22/03/2019			
			Range validita		41.69	mg/Nm³	Range validita		33.35	mg/Nm³		
			Contaggi > 5%		0	n°	Contaggi > 5%		0	n°		
			Contaggi > 40%		0	n°	Contaggi > 40%		0	n°		
					Test superato				Test superato			
Settimana			ORE SOPRA MINIMO TECNICO		CONTEGGIO MEDIE ORARIE		VERIFICA RETTA DI CALIBRAZIONE		CONTEGGIO MEDIE ORARIE		VERIFICA RETTA DI CALIBRAZIONE	
					Conteggio Valide		Conteggio Superi		Conteggio Valide		Conteggio Superi	
			(n°)	(%)	(n°)	(%)	(n°)	(%)	(n°)	(%)		
19/01/2019 - 01:00	25/01/2019 - 00:00	168	168	100.0%	0	0.0%						
26/01/2019 - 18:00	25/02/2019 - 12:00	168	168	100.0%	0	0.0%						
25/02/2019 - 13:00	08/03/2019 - 08:00	168	168	100.0%	0	0.0%						
08/03/2019 - 09:00	17/03/2019 - 17:00	168	168	100.0%	0	0.0%						
17/03/2019 - 18:00	25/03/2019 - 01:00	168	168	100.0%	0	0.0%						
26/03/2019 - 02:00	03/04/2019 - 02:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
03/04/2019 - 03:00	10/04/2019 - 02:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
10/04/2019 - 03:00	17/04/2019 - 02:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
17/04/2019 - 03:00	04/05/2019 - 05:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
04/05/2019 - 06:00	11/05/2019 - 05:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
11/05/2019 - 06:00	28/05/2019 - 15:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
28/05/2019 - 16:00	13/06/2019 - 08:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
13/06/2019 - 09:00	22/06/2019 - 17:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
22/06/2019 - 18:00	30/06/2019 - 21:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
30/06/2019 - 22:00	11/07/2019 - 08:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
11/07/2019 - 09:00	10/09/2019 - 17:00	168	167	99.4%	0	0.0%	167	99.4%	0	0.0%		
10/09/2019 - 18:00	21/09/2019 - 10:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
21/09/2019 - 11:00	28/09/2019 - 11:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
28/09/2019 - 12:00	11/10/2019 - 18:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
11/10/2019 - 17:00	19/10/2019 - 04:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
19/10/2019 - 05:00	26/10/2019 - 04:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
26/10/2019 - 05:00	02/11/2019 - 04:00	168	168	100.0%	0	0.0%	168	100.0%	0	0.0%		
02/11/2019 - 05:00	09/12/2019 - 16:00	168	167	99.4%	0	0.0%	167	99.4%	0	0.0%		

4.4 MODALITÀ DI SEGNALAZIONE ALL'AUTORITÀ COMPETENTE DI EVENTUALI SUPERAMENTI DI LIMITI AIA ED INTERVENTI DA ATTUARE IN TALI SITUAZIONI

4.4.1 OGGETTO

Si definiscono le modalità di segnalazione all' Autorità Competente di eventuali situazioni di superamento dei limiti di emissione ed interventi da attuarsi in tali situazioni.

4.4.2 APPLICABILITA'

Si applica a tutte le situazioni in cui esiste la possibilità di superamento dei limiti delle emissioni ed individua le azioni correttive da intraprendere nonché le conseguenti segnalazioni da fornire all' Autorità Competente.

Sono applicati i limiti di emissione stabiliti nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).

Per i gruppi E e G della Centrale di Porto Corsini i limiti sono:

- **NO_x (espressi come NO₂): 40 mg/Nm³**
- **CO (monossido di carbonio): 30 mg/Nm³**

I valori, per tutte le sezioni, sono riferiti a gas secco e ad un tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi del 15%.

La conformità ai valori limiti è rispettata se ogni media giornaliera valida è inferiore ai valori suddetti.

Deve essere effettuata una misurazione in continua delle emissioni di NO_x e CO, nonché del tenore volumetrico di ossigeno, della temperatura, della pressione e della portata volumetrica dell'effluente gassoso. Le apparecchiature di misura devono essere esercite, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dal D.Lgs. 152/2006 ed UNI EN 14181.

4.4.3 FINALITÀ

- Garantire la tempestiva comunicazione all' Autorità Competente delle situazioni di eventuale supero del limite di emissione.

4.4.4 RIFERIMENTI

- D.Lgs 152/06 e s.m.i.

- Legge 20 novembre 2017 n.167 “Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017” Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)
- Norma EN UNI 14181:2015

4.4.5 RESPONSABILITA'

La funzione HSEQ è responsabile delle modalità di segnalazione all'autorità competente di eventuali superamenti di limiti AIA ed interventi da attuare in tali situazioni. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

SITUAZIONI DI ESERCIZIO CRITICHE PER IL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE

Attività	Responsabilità
<p>Le condizioni di esercizio critiche per il rispetto dei limiti si possono avere:</p> <ul style="list-style-type: none"> – se si prevede che il valore <i>medio giornaliero convalidato supera il i pertinenti valori limite per NOe CO</i> – le medie orarie registrate sono superiori ai valori limite giornalieri; <p>Sono presenti allarmi sulla misura istantanea di CO e NOx pari rispettivamente a 30 e 40 mg/Nm³ in modo da mantenere il valore della media oraria al di sotto del valore limite di emissione.</p> <p>Qualora si incorra in una delle due situazioni suddette ovvero di misura istantanea di CO e NOx pari a 30 mg/Nm³, il SUCC con la propria squadra in turno provvederà ad esercire l'impianto in condizioni tali da garantire il rispetto dei limiti previsti. L'elenco completo di tutti gli allarmi impostati è riportato di seguito in apposito paragrafo.</p> <p><i>Azioni correttive</i></p> <p>Se tecnicamente possibile si provvederà ad attivare gli interventi gestionali/di esercizio necessari (es. riduzione del carico, ecc) atti ad eliminare la causa generante la situazione di funzionamento critica per il rispetto dei limiti di emissione; in caso contrario si procederà alla fermata della sezione e, in tempi successivi, verranno effettuati gli interventi manutentivi necessari. Nella tabella seguente sono riportate le azioni da mettere in atto a cura del SUCC/OP-PF:</p>	<p>SUCC OP-PF</p>

Parametro	Azione (in sequenza)
NOx Da intraprende per valori > 40 mg/Nm ³	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento di carico 2. Se già a carico max discesa di carico 3. Aumento temperatura metano (stazione) 4. Se valori molto anomali, eseguire calibrazione strumento (regolazione) 5. Fermata gruppo
CO Da intraprende per valori > 30 mg/Nm ³	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento di carico 2. Se valori molto anomali, eseguire calibrazione strumento (regolazione) 3. Fermata gruppo

COMUNICAZIONI AD ARPAE/ISPRA

Attività	Responsabilità
<p>Appena si evidenzino situazioni riconducibili alle casistiche sopra riportate, verrà predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Deve essere inoltre data comunicazione dell'accaduto al Resp.PP durante il normale orario di lavoro (al reperibile di Direzione al di fuori del normale orario di lavoro che a sua volta informerà il Gestore).</p> <p>Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, sarà resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente, Ispra e Arpaie con le informazioni suddette e la durata prevedibile delle non conformità (si veda fac simile):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Copia dei tabulati orari e giornalieri 2) Condizioni di esercizio dell'impianto 3) Situazione evidenziata 4) Diario degli interventi attuati 5) Esito degli interventi <p>Alla conclusione dell'evento verrà data comunicazione del superamento della criticità inserendo una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.</p>	<p>SUCC</p> <p>Resp. PP coadiuvato da Resp. HSEQ</p>

<p>Alla conclusione dell'evento il gestore darà comunicazione del superamento della criticità e farà una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo. Tutti i dati saranno infine inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.</p> <p>Nel caso in cui si verifichi il superamento del valore orario della portata fumi, verrà segnalato all'interno del file inoltrato quotidianamente all'autorità competente.</p> <p>Sono inoltre previste comunicazione all'Autorità competente, con lo stesso format di seguito, nei seguenti casi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Indice di disponibilità delle medie orarie mensili, degli inquinanti, inferiore al 80% - Al raggiungimento di 10 giorni/anno per i quali la media giornaliera non è risultata valida per la presenza di più di 3 ore non valide. Su sistema SME è impostato un contatore progressivo annuale che indica il valore per di tale indicatore. 	<p>Resp. HSEQ</p>
--	-------------------

ALLARMI IMPOSTATI A SISTEMA

Attività	Responsabilità
<p>Il sistema di elaborazione SAD è impostato per segnalare, mediante allarmi a sistema controllo, all'operatore eventuali valori anomali o che stanno derivando. L'implementazione degli allarmi a sistema viene effettuata dal Reparto Elettroregolazione su indicazione del SUCC, previa verifica da parte del Responsabile HSEQ.</p> <p>Sono altresì presenti allarmi sullo stato degli analizzatori e funzionalità dei componenti come segue:</p> <p>GRX:Stato Temp. Tubo Sonda</p> <p>GRX:Comunicazione PLC ridondati</p> <p>GRX:Comunicazione EXTENDER GRX</p> <p>GRX:NO-Anomalia Misura</p> <p>GRX:CO-Anomalia Misura</p> <p>GRX:CO (Alto)-Anomalia Misura</p> <p>GRX:O2-Anomalia Misura</p> <p>GRX:H2O-Anomalia Misura</p> <p>GRX:FLOWSIC-Anomalia Misura</p> <p>GRX:Pressione 1-Anomalia Misura</p> <p>GRX:Pressione 2-Anomalia Misura</p>	<p>OP-PF</p> <p>Spec. Elereg</p>

GRX:Temp. Linea-Anomalia Misura
 GRX:Temp. 1-Anomalia Misura
 GRX:Temp. 2-Anomalia Misura
 GRX:Temp. 3-Anomalia Misura
 GRX:Potenza Attiva TG-Anomalia
 GRX:Potenza Attiva TV-Anomalia
 GRX:Portata Metano-Anomalia
 GRX:Stato Alimentazione 24VDC-01
 GRX:Stato Alimentazione 24VDC-02
 GRX:Controllo Temp. Linea-Bassa
 GRX:Controllo Temp. Linea-Alta
 GRX:Temperatura Sonda Prelievo
 GRX:Gruppo Frigo
 GRX:Sensore Condensa
 GRX:Convertitore NO2/NO-Stato
 GRX:Convertitore NO2/NO-Bypass
 GRX:NO-Stato Analizzatore
 GRX:CO-Stato Analizzatore
 GRX:CO (Alto)-Stato Analizzatore
 GRX:O2-Stato Analizzatore
 GRX:LDS6-Stato Analizzatore
 GRX:FLAWSIC-Stato Analizzatore
 GRX:FLAWSIC-Modo Analizzatore
 GRX:Manutenzione Armadio Analisi
 GRX:Porta Cabina Analisi
 GRX:Pressost. PS1 Bombola CO/NO
 GRX:Pressost. PS2 Bombola CO Hi
 GRX:Interruttori Armadio Analisi
 GRX:Pressost. PS3 Gas Misura
 GRX:Pressost.PS4 Aria Riferim.O2
 GRX:Temperatura Armadio Analisi
 GRX:Stato Interruttori Cabina
 GRX:Alta Temperatura Cabina
 GRX:Altissima Temperatura Cabina
 GRX:Presenza CO Cabina
 GRX:Bassa Press. Pmp Aspirazione
 GRX:Pompe di Aspirazione
 GRX:Cumul. Allarmi Armad. Analisi
 GRX:Sonda Temperatura1 (Dev=15C)

GRX:Sonda Temperatura2 (Dev=15C)
 GRX:Sonda Temperatura3 (Dev=15C)
 GRX:LDS6-Termico Soffiante
 GRX:CO Rir. 02 15% NF Convalidato
 GRX:CO Rir. 02 15% NF Convalidato
 GRX:CO Risultante LOW/HI
 GRX:Stato Switch Rete 01
 GRX:Stato Switch Rete 02
 GRX:ALIMPS1 Armadio Locale
 GRX:RS20SX Armadio Locale
 GRx:NAS SME STATO UNITA
 GRx:NAS SME DISCO 1
 GRx:NAS SME DISCO 2
 GRx:NAS SME DISCO 3
 GRx:NAS SME DISCO 4
 GRx:NAS SME STATO ALIMENTATORI
 GRx:NAS SME ALLIN.DATI SORGENTI
 GRx:NAS SME ALLIN.DATI DESTINAZ.
 GRx:NAS SME ALLIN. DATI COMPLESSIVO

Nella tabella seguente sono indicate le soglie di allarme impostate sui valori principali, di entrambi i gruppi, in cui è indicata la priorità (da 1 a 3) e i valori di allarme così espressi

- LL (bassissimo valore)
- L (basso valore)
- H (alto valore)
- HH (altissimo valore)
- Deriva pos: aumento del valore per unità di tempo
- Deriva neg: diminuzione del valore per unità di tempo

TAG DESCRIZIONE	Priorità	HH	H	L	LL	DERIV POS	DERIV NEG
GR3:Misura O2	2		16	12			
GR3:Media oraria O2 in corso	3		14,8	14,2			
GR3:Media oraria O2 prevista	3		14,8	14,2			
GR3:Media giornaliera O2 in corso	3		15	44			
GR3:Media giornaliera O2 prevista	3		15	14			
GR3:Valore istant. NO2 15% O2	2		40	15			
GR3:Media oraria NO2 15% O2 in corso	3	38	32	12			
GR3:Media oraria NO2 15% O2 prevista	3	35	30				
GR3:Media giornaliera NO2 15% O2 in corso	3	40	38				
GR3:Media giornaliera NO2 15% O2 prevista	2	38	36				
GR3:NO2 Rir. 02 15% NF Convalidato	1	38	32				
GR3:Valore istant. CO 15% O2	2		30	0,1			
GR3:Media oraria CO 15% O2 in corso	3	28	25	0,1			
GR3:Media oraria CO 15% O2 prevista	3	25	20				
GR3:Media giornaliera CO 15% O2 in corso	3	30	28				
GR3:Media giornaliera CO 15% O2 prevista	2	28	26				
GR3:CO Rir. 02 15% NF Convalidato	1	28	26				
GR3:Valore istant. Q.Fumi 15% O2	3		2400000	900000			
GR3:Media oraria Q.Fumi 15% O2 corso	3		2400000	900000			
GR3:Media oraria Q.Fumi 15% O2 prevista	3		2400000	900000			
GR3:Media giornaliera Q.Fumi 15% O2 in corso	3		2400000	900000			
GR3:Media giornaliera Q.Fumi 15% O2 prevista	3		2400000	900000			
GR3:Temperatura Fumi	3		200	100			
GR3:Pressione Fumi	3		1050	900			
GR3:Misura H2O calibrato QAL2			11				
GR3:Misura H2O			11	0,5			
GR3:Misura NO	3					10	10
GR3:CO Risultante LOW/HI	3					15	15
GR3:Misura O2	3					1	1
GR3:Potenza Elettrica TG	3			99	95		
GR3:Stato Minimo Tecnico	2	ALLARME CON MTA SUPERATO					
potenza totale	1	375	373				
GR3:Sorveglianza retta NOx - Conteggio settimane > 5%	2	5	4				
GR3:Sorveglianza retta NOx - Conteggio settimane > 40%	2	1					
GR3:Sorveglianza retta NOx - Conteggio settimane > 5%	2	5	4				
GR3:Sorveglianza retta NOx - Conteggio settimane > 40%	2	1					

Fac-simile comunicazione evento superamento limite



Thermal Generation Italy
Power Plant North
Health, Safety, Environment and Quality

PROITGVCOT-0&GPP-NORTHMSEQ

Spett.le
MINISTERO DELL'AMBIENTE
Direzione Generale DVA
cress@pec.minambiente.it

ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

e p.c.
ARPA EMILIA ROMAGNA
Direzione tecnica
dirgen@cert.arpa.emr.it

Oggetto: Decreto DVA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale Termoelettrica Enel Produzione SpA di Porto Corsini Evento superamento del limite/condizioni anomale

In conformità a quanto previsto dal decreto AIA in oggetto "eventuali non conformità" (Rif PMC pag. 31), si comunica che è stato registrato un superamento del parametro xx del gru ppo yy nel periodo _____ e per questo sono state messe in atto le seguenti azioni _____.

Si allegano le tabelle e le registrazioni di quanto accaduto
Restiamo a disposizione per eventuali chiarimenti.
Cordiali Saluti

Ignazio Mancuso
IL GESTORE

Il presente documento costituisce una riproduzione integra e fedele dell'originale informatico, sottoscritto con firma digitale, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente. La riproduzione su supporto cartaceo è effettuata da Enel Servizi.

5 SORVEGLIANZA E CONTROLLO

5.1 SORVEGLIANZA PER LA VERIFICA DEL RISPETTO DEI VALORI LIMITE DI EMISSIONI

5.1.1 OGGETTO

Si definiscono i criteri generali da adottare per la verifica del rispetto dei valori limite di emissione applicabili all'impianto. Stabilisce inoltre i criteri di sorveglianza sull'evoluzione dei valori medi di emissione rilevati in continuo al fine di attuare, in via preventiva, le azioni necessarie per contenere i livelli di emissione stessi al di sotto dei valori limite.

5.1.2 APPLICABILITA'

Si applica alle misure rilevate dal sistema di monitoraggio delle emissioni che devono rispettare dei limiti di legge (CO, NO_x) o che concorrono alla loro normalizzazione (O₂, temperatura, pressione e umidità). Tali limiti sono riportati nel manuale dello SME all'allegato 8 del Documento Base.

5.1.3 FINALITÀ

- Garantire il rispetto dei valori limite di emissione;
- Stabilire i criteri per programmare tempestivamente le eventuali azioni correttive necessarie per mantenere il rispetto dei valori limite di emissione.

5.1.4 RIFERIMENTI

- D.Lgs 152/06 s.m.i.
- Legge 20 novembre 2017 n.167 "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017"
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)
- Norma EN UNI 14181:2015

5.1.5 RESPONSABILITA'

La funzione Esercizio è responsabile della sorveglianza per la verifica del rispetto dei valori limite di emissioni. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

CRITERI PER LA VERIFICA DEI VALORI LIMITE DI EMISSIONE

Attività	Responsabilità
<p>I limiti di emissione sono esplicitati dall'AIA e dal D.Lgs 152/06 e s.m.i. (come modificato dalla legge n.167/17) e richiamati nel Manuale dello SME e all'allegato 8 (ad esso si rimanda per il dettaglio).</p> <p>In particolare, i valori limite di emissione indicati si considerino rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore operative, durante un anno civile:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nessun valore medio giornaliero convalidato supera i pertinenti valori limite; <p>I valori sono riferiti a gas secco ad un tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi del 15%. Tali medie sono il risultato del monitoraggio in continuo, integrate eventualmente con le misure rilevate per via alternativa nel caso di indisponibilità delle misure in continuo di cui al paragrafo 4.1 (acquisizione di dati integrativi nel caso di indisponibilità delle misure o del sistema di acquisizione automatico).</p> <p>Relativamente a CO, NO_x si considerano:</p> <ul style="list-style-type: none"> – la media oraria normalizzata attuale e prevista; – la media giornaliera normalizzata attuale e prevista; – la media mensile normalizzata attuale e prevista. 	SUCC

CRITERI DI SORVEGLIANZA

Attività	Responsabilità
<p>Il Supervisore di Unità (OP-PF), in condizioni di carico stazionario e in caso di variazioni di carico, segue con continuità l'evoluzione dei dati delle emissioni acquisiti dal sistema.</p> <p>In particolare esamina :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'andamento dei valori istantanei rilevabili da trend; - il valore medio orario normalizzato delle emissioni rilevabili da trend e da tabelle (ora precedente – previsione ora successiva). <p>Si segnala che sono presenti allarmi sulla misura istantanea di CO e NO_x pari rispettivamente a 30 e 40 mg/Nm³.</p>	SUCC

<p>Se i valori di emissione medi orari previsti tendono a superare i limiti in precedenza richiamati e in riferimento alla paragrafo 4.4, informa Il SUCC.</p> <p>Il SUCC predispone immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.</p> <p>Il SUCC darà comunicazione dell'accaduto al Resp PP (Gestore) durante il normale orario di lavoro e al reperibile di Direzione al di fuori del normale orario di lavoro.</p>	<p>OP-PF</p>
<p>L'addetto HSEQ archivia per ogni singolo gruppo un file excel di riepilogo dove vengono inserite le medie orarie, giornaliere e mensili di NOx, CO (mg/Nm3) e O2 (%vol).</p> <p>Come previsto al punto 4.4.5, entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, il Gestore con la collaborazione del Responsabile HSEQ predisporrà all'Autorità Competente una comunicazione con le informazioni suddette e la durata prevedibile delle non conformità. Alla conclusione dell'evento il gestore darà comunicazione del superamento della criticità e farà una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo. Tutti i dati saranno infine inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.</p>	<p>Add HSEQ</p>

5.2 ESECUZIONE DELLE VERIFICHE PERIODICHE SUGLI ANALIZZATORI

5.2.1 OGGETTO

Tratta le modalità di esecuzione delle verifiche periodiche e delle tarature sugli analizzatori al fine di accertare il corretto funzionamento degli analizzatori stessi come elementi della catena di misura. La verifica periodica e le calibrazioni sistematiche sui punti di zero e di span assicurano che durante il funzionamento dell'analizzatore le caratteristiche strumentali sono rispondenti a quelle previste dal costruttore. In particolare assicurano il livello di accuratezza previsto per la misura.

5.2.2 APPLICABILITA'

Si applica agli analizzatori di NO_x, CO, O₂, H₂O, portata fumi.

5.2.3 FINALITÀ

- Garantire il rispetto delle periodicità richieste per tali verifiche;
- Assicurare la corretta esecuzione delle misure;
- Definire il criterio di elaborazione dei dati e di valutazione dei risultati ottenuti in sede di verifica;
- Minimizzare i riflessi sulla disponibilità delle misure.

5.2.4 RIFERIMENTI

- Allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06
- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).
- Norma EN UNI 14181:2015
- Norma UNI EN 16911:2013

5.2.5 RESPONSABILITA'

Il Responsabile del Reparto Elettroregolazione è responsabile dell'esecuzione delle verifiche periodiche sugli analizzatori elaborazione. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

Attività	Responsabilità
<p>I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 14181:2015 sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura. Devono sempre essere disponibili presso l'impianto bombole di gas certificate con garanzia di validità a concentrazioni paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari.</p> <p>Inoltre vengono effettuati settimanalmente, in automatico dal sistema SME, i controlli di ripetibilità dello strumento e delle derive di zero e di span (secondo la procedura QAL3 in accordo alla norma UNI EN 14181).</p> <p>La taratura degli analizzatori è effettuata mensilmente. La verifica periodica deve essere effettuata con periodicità annuale.</p> <p>Entro il mese di dicembre dell'anno precedente viene redatto un programma delle verifiche periodiche e delle tarature al fine di ottimizzare le risorse da utilizzare e permettere alle unità ENEL esterne alla Centrale di poter programmare gli interventi. Ogni variazione al programma sarà preventivamente autorizzata dalla Direzione di Centrale.</p> <p>L'effettuazione delle verifiche periodiche e delle tarature avviene in accordo con le procedure di seguito indicate:</p> <p>⇒ Paragrafo 3.2: Calibrazione automatica degli analizzatori di gas</p> <p>⇒ Paragrafo 3.4: Calibrazione manuale degli analizzatori di gas</p> <p>Le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'ISPRA.</p> <p>Nel seguito vengono descritte le attività in carico al Reparto Elettroregolazione con supporto della funzione HSEQ.</p>	<p>Resp. Elereg</p>

5.2.6 ATTIVITA' PREVISTE

Da febbraio 2015 è in vigore la nuova edizione delle UNI EN 14181 e pertanto tutti i requisiti di cui sotto sono stati aggiornati alla nuova versione. Le prove sotto esplicitate, descritte in dettaglio nei successivi paragrafi, devono essere eseguite da laboratori accreditati ISO EN ISO 17025, per quei parametri inquinanti per cui è richiesto il monitoraggio in continuo. L'accreditamento è obbligatorio per le verifiche di QAL2 e AST:

PROVA	FREQUENZA	OBBLIGO DI REPLICA	RIFERIMENTO
Omogeneità sezione di prelievo *	All'installazione SME	Modifica condizioni fluidodinamiche	UNI EN 16911:2013 UNI EN 15259:2008
Prova funzionale preventiva	Prima della QAL2 o dell'AST		App. A UNI EN 14181
Procedura QAL2 (NO, CO, O ₂ , H ₂ O, velocità fumi)	5 anni	§ 6.1 6.5 UNI EN 14181	§ 6 UNI EN 14181 Dir 2001/80/ce Dir 2000/76/ce UNI EN 16911:2013
Prova di sorveglianza AST	1 anno	In sostituzione QAL2 nei casi autorizzati	§ 8 UNI EN 14181
IAR sulle misure di gas QAL2 (NO, CO, O ₂ , H ₂ O)	1 anno		D.lgs 152/06 § 4.4 allegato VI alla parte V
Controllo misura pressione e temperatura fumi	1 anno, in occasione della QAL2 o dell'AST		AIA
Calibrazione	Mensile (NO _x , CO, O ₂), 9 mesi (H ₂ O)	In caso di deriva strumento	rif. par 3.2/3.4
QAL3	Settimanale (NO _x , CO, O ₂),		§ 7 UNI EN 14181

Di seguito si elencano le modalità con cui si effettuano le misure di cui sopra:

PROCEDURA QAL2

Con la nuova edizione della norma è stata inserita preventivamente sia per la QAL2 che per la AST, la verifica degli Outliers nella scelta delle misure in parallelo come previsto dall'EPA "monitoring guide 14 RM QG-14". In seguito a degli adeguamenti software effettuati sul sistema SME è stata anche estesa la possibilità di calibrare ed inserire le rette di QAL2 anche per i parametri ausiliari O₂, H₂O e velocità fumi.

a) Prova funzionale preventiva

Prima dell'esecuzione della taratura, della prova di variabilità o della prova di sorveglianza annuale, vengono eseguite prove preliminari, verifiche della corretta tenuta della documentazione o degli strumenti atti a dimostrare la corretta messa in servizio dell'AMS. Particolare rilievo assume la verifica di linearità che viene condotta sulle scale certificate QAL2 annualmente.

Tale insieme di prove si raccoglie nella "prova funzionale", da eseguire secondo quanto indicato nell'appendice A della norma UNI EN 14181.

b) Applicazione della procedura di assicurazione di qualità QAL2

Il procedimento di taratura QAL2 è eseguito sulle misure di inquinanti (NO_x e CO) e dei parametri ausiliari (O₂, H₂O e velocità fumi) per cui è richiesto il monitoraggio in continuo con AMS dalla direttiva 2010/75/CE, ossia dal Dlgs.152/06 Parte V Allegato II o dalla Parte IV, Titolo III-bis del medesimo decreto, oppure comunque dal Decreto AIA vigente.

I parametri ausiliari di temperatura e di pressione non sono soggetti alle procedure QAL2 /AST previste dalla UNI EN 14181; eventuali errori nelle suddette misure rientrano peraltro nel calcolo dell'incertezza verificata sulle misure dei parametri inquinanti.

La velocità fumi è sottoposta ad un procedimento di QAL2 che segue la norma UNI EN 16911:2-2013.

Il procedimento di taratura QAL2 deve prevedere almeno 15 misure in parallelo AMS Vs SRM, distribuite uniformemente in un periodo di misura di almeno 3 giorni (almeno 5 misure per giorno composto da periodi di misura di 8-10 h), anche non consecutivi ma entro 4 settimane. Il set di coppie di dati ottenuto deve essere verificato per la presenza di possibili outliers; il metodo utilizzato per tale valutazione deve essere definito e le eventuali esclusioni di coppie di dati devono essere motivate ed identificate nel report QAL2. Devono essere comunque disponibili almeno 15 coppie di misure valide perché il procedimento QAL2 sia valido.

Per i valori misurati dallo strumento AMS nello specifico intervallo di validità della misura specifico dello strumento, il procedimento determina:

- La funzione di taratura
- La variabilità, in confronto con l'incertezza massima fissata dalle norme

La UNI EN 14181:2015 al par 6.4.3 presenta tre metodi di calcolo per la funzione di taratura:

- a) $(Y_{s,max} - Y_{s,min}) > \text{massima incertezza ammissibile}$: dati SRM distribuiti su ampio intervallo; retta di taratura con intercetta $\neq 0$
- b) $(Y_{s,max} - Y_{s,min}) < \text{massima incertezza ammissibile}$ e $Y_{s,min} \geq 15\% \text{ VLE}$: dati distribuiti in cluster; retta di taratura con intercetta $= 0$

c) $(Y_{s,max}-Y_{s,min}) < \text{massima incertezza ammissibile}$ e $Y_{s,min} < 15\% \text{ VLE}$; dati distribuiti in cluster a bassa concentrazione, previsione di utilizzo di materiali di riferimento (allo 0 e in prossimità dell'ELV) per la costruzione della retta di taratura

Il laboratorio accreditato sulla base delle misure in parallelo effettuate adotterà uno dei 3 metodi sopra descritti.

Frequenza di esecuzione e necessità di replica:

Il procedimento QAL2 viene eseguito, per tutti i misurandi, con la seguente frequenza temporale:

- all'avvio della certificazione UNI EN 14181 dello SME (in base alle tempistiche di attuazione del PMC concordate con ISPRA)
- ogni 5 anni.

Il procedimento QAL2 deve essere ripetuto (pto 6.1 e 6.5 UNI EN 14181), con richiesta di intervento a ASP_COE, con conclusione delle misure, ricezione del rapporto di prova, implementazione della nuova retta di taratura entro 6 mesi, nei seguenti casi e per i misurandi influenzati:

- variazione significativa del funzionamento;
- sostituzione analizzatore
- modifiche o riparazioni dell'AMS, che influenzino in misura significativa i risultati ottenuti ovvero per la strumentazione estrattiva
 - a) interventi (qualsiasi) sulla cella di misura/rivelatore
 - b) interventi (qualsiasi) sulle ottiche del banco ottico
 - c) sostituzione della cella elettrochimica
- esito negativo delle prove AST annuali;
- se oltre il 5% del numero di valori misurati dall'AMS nel periodo di 168 di normale funzionamento (si intendono i valori delle medie orarie valide nel normale funzionamento, basate sui valori tarati normalizzati senza decurtazione $I_{c95\%}$) non rientra nell'intervallo di taratura valido, per più di 5 settimane;
- se oltre il 40% del numero di valori misurati dall'AMS nel periodo di 168 di normale funzionamento (si intendono i valori delle medie orarie valide nel normale funzionamento, basate sui valori tarati normalizzati senza decurtazione $I_{c95\%}$) non rientra nell'intervallo di taratura valido per una o più settimane.

Va comunque attuata la seguente modalità di comportamento riguardo le comunicazioni da produrre verso ISPRA e ARPA a valle del superamento del numero massimo di valori consentiti (40% in 1 sett / 5% più di 5 sett) oltre il range di validità della retta QAL2 per un determinato SME e un determinato inquinante:

1. Comunicazione del periodo in cui è occorso l'evento (con la data dell'ultima settimana di supero da cui partono i 6 mesi per l'inserimento della nuova retta) al momento della programmazione delle nuove prove di QAL2, con indicazione del periodo di prova;

2. Comunicazione immediata dell'avvenuta ricezione del report di prova (da allegare), degli esiti e delle date di inserimento della nuova retta QAL2 entro 6 MESI dalla data dell'evento.

La verifica di quanto sopra viene effettuata dal sistema SME che elabora il test di sorveglianza QAL2 (si veda fac simile punto 4.3) non appena si è concluso il periodo di 168 ore di normale funzionamento. Il ciclo di sorveglianza QAL2 è di norma 1 anno e si resetta ogni qualvolta viene effettuata una verifica di AST o inserimento nuova retta QAL2. Lo Spec. Elereg verifica settimanalmente che il test sia superato ed in caso di esito negativo ne dà comunicazione al Resp. HSEQ. E' stato scelto di applicare il test di sorveglianza a gruppi di 168 ore di normale funzionamento anche non consecutive dato che i gruppi non hanno un funzionamento continuo/regolare.

Il test di sorveglianza QAL2 non viene applicato ai parametri periferici velocità fumi, O₂ e H₂O in quanto non è previsto per essi un confronto con i limiti di legge né avrebbe una influenza un eventuale uscita dal range abituale sulla qualità del dato.

c) Validità della retta di taratura

La UNI-EN 14181, al par 6.3 indica "al fine di garantire che la funzione di taratura sia valida per la gamma di condizioni in cui opera l'impianto, le concentrazioni di taratura (concentrazioni rilevate da AMS durante le prove di taratura) devono essere variate il più possibile entro le normali attività dell'impianto".

Il procedimento è volto a verificare lo SME in tutte le condizioni operative di "normale funzionamento", determinando le curve di taratura per ciascuno strumento in tali condizioni, ossia durante l'esercizio produttivo continuativo al di sopra del carico minimo tecnico, anche in situazioni di gradiente di carico.

Si tratta di prevedere, in accordo con il laboratorio, durante l'esecuzione delle prove QAL2 la variazione delle condizioni di carico o dell'efficienza dei sistemi di abbattimento. Al fine di ottenere punti di taratura rappresentativi e ripetibili è consigliabile eseguire le misure in condizioni di carico stabilizzato.

Riguardo le concentrazioni comprese nell'intervallo di validità della funzione di taratura, la UNI-EN 14181, al par 6.5 indica "la funzione di taratura è valida quando l'impianto è funzionante nell'intervallo di taratura valido ($0 - Y_{tarato,normaliz}, MAX + 10\%$).

Per i parametri H₂O e O₂ il range di validità, dato che non è previsto per questi il controllo del test sorveglianza QAL2, è posto pari al fondo scala dello strumento.

Per la velocità fumi è stato stabilito che la funzione di taratura che verrà impiegata è quella lineare, purché comunque il test R₂ venga superato, in quanto gli analizzatori presenti possono leggere il valore 0 e pertanto il range di validità sarà da 0 a 120%max SRM misurato durante le prove (cfr. cap.9.9.2 UNI EN 16911:2).

d) Prova di variabilità

Il sistema AMS deve superare la prova di variabilità affinché i valori misurati siano ritenuti validi ai fini della verifica del rispetto dei limiti; la variabilità è in tal caso ritenuta costante nell'intervallo di validità della funzione di taratura.

La prova di variabilità si effettua con calcolo dell'incertezza delle misure in parallelo (confronto dei dati AMS – tarato, normalizzato, riferito all'ossigeno di riferimento - Vs SRM – normalizzato, riferito all'ossigeno di riferimento) per i diversi inquinanti.

La variabilità è espressa come deviazione standard (scarto tipo) S_d e confronto con il valore massimo dell'Intervallo di confidenza al 95% indicato nella normativa di settore con riferimento ai valori limite di emissione applicabili.

I suddetti valori massimi, indicati all'All II, Parte II, Sez 8 p.ti 4 e 5 del D.Lgs 152/06, sono pari a:

- 20% VLE NO_x
- 10% VLE CO.
- 10% sul limite fittizio di 21% in vol. per O₂
- 30% sul limite fittizio di 25% in vol. per H₂O
- 4% sulla valore di 120% di max SRM misurato, per velocità fumi

Il rapporto di QAL2 deve riportare i risultati del test di variabilità e deve confermare che:

$S_d \leq \sigma_0 K_v$

dove:

S_d = deviazione standard degli scarti come da normativa

$\sigma_0 = (\text{max intervallo } I_{c95\%} * VLE) / 1,96$

K_v = funzione del numero di misurazioni parallele

I VLE sono 40 mg/Nm³ per NO_x e 30 mg/Nm³ per CO

e) Inserimento rette di taratura

Qualora i test di variabilità siano stati superati, l'inserimento a sistema delle nuove rette di taratura dovrà essere effettuato dalla data di formale recepimento da parte dell'impianto del rapporto di prova QAL2 sottoscritto dal laboratorio accreditato, indipendentemente dalla trasmissione (che comunque è richiesta) della documentazione ad ISPRA. La data che quindi verrà impostata a sistema è quella di effettiva impostazione nello stesso della nuova retta, che sarà comunicata ad Ispra, indipendentemente dai giorni in cui sono state eseguite le prove stesse.

In caso di QAL2 replicata per modifiche o superamento del limite superiore dell'intervallo di validità della funzione di taratura, l'inserimento della nuova retta deve essere effettuato entro i 6 mesi previsti (vedi paragrafo "frequenza di esecuzione e necessità di replica").

Nessuna preventiva autorizzazione è necessaria da parte dell'Ente di Controllo ISPRA.

Nel periodo precedente la determinazione di una nuova funzione di taratura, è utilizzata la funzione di taratura precedente.

Dalla stessa data può essere impostata a sistema la detrazione del valore dell'intervallo di confidenza al 95% ($I_{c95\%}$), per gli inquinanti di cui all'All II, P II, Sez 8 pti 4;5 del D.Lgs 152/06. Tale facoltà viene applicata ai parametri NO_x e CO.

Dalla deviazione standard S_d calcolata in applicazione del test di variabilità, si determina $I_{c95\%} = S_d * 1,96$

Per i parametri O₂ e H₂O non è prevista la detrazione del valore I_c95% in quanto non sono applicati limiti di legge. Per il parametro velocità non viene applicata la detrazione in quanto la norma non lo prevede.

Sul Registro Eventi SME il SU annota la data e l'ora di inizio e conclusione delle misure QAL2, assetto di funzionamento dell'impianto durante le misure.

Sono conservati in Archivio HSEQ:

- Rapporti QAL2 rilasciati dal laboratorio di prova e relativa comunicazione all'AC e EC. I contenuti minimi del rapporto sono previsti al punto 6.8 della norma UNI EN 14181.
- Tabelle Test sorveglianza QAL2 (contatore da azzerare ad ogni AST)

I dati delle rette QAL2 inserite a sistema sono riportati in Allegato 4.

APPLICAZIONE DELLA PROCEDURA AST

a) Frequenza di esecuzione

La prova di Sorveglianza Annuale AST (Rif. UNI EN 14181 p.to 8.5) deve essere eseguita con frequenza annuale.

La prova AST si riesegue anche nel caso e nei tempi indicati al punto b) "frequenza di esecuzione e necessità di replica" nel caso di valori non rientranti nell'intervallo di validità della retta di taratura QAL2, ma minori del 50% dell'ELV, con esplicita autorizzazione dell'E.C.

b) Modalità di esecuzione

Il procedimento AST deve prevedere almeno 5 misure in parallelo con AMS vs SRM, entro l'intervallo di validità della retta di taratura o, in caso di esecuzione dell'AST per superamento del limite superiore dell'intervallo di validità della funzione di taratura (vedi paragrafo "frequenza di esecuzione e necessità di replica"), fino al valore esterno da confermare (< 50% ELV).

Il procedimento deve confermare la validità della funzione di taratura stabilita in QAL2 attraverso l'applicazione della procedura indicata al par 8.4 della UNI EN 14181.

Il procedimento deve confermare il superamento del test di variabilità effettuato sul confronto dei dati AMS (tarato, normalizzato, riferito all'ossigeno previsto) Vs SRM (normalizzato, riferito all'ossigeno previsto) per i diversi inquinanti rispetto ai requisiti previsti e precedentemente riportati in "prova di variabilità".

$Sd \leq 1,5 \sigma 0Kv$ dove:

Sd =deviazione standard degli scarti come da normativa

$\sigma 0 = (\max \text{ intervallo } I_{c95\%} * VLE)/1,96$

Kv = funzione del numero di misurazioni parallele

I VLE sono 40 mg/Nm³ per NO_x e 30 mg/Nm³ per CO

Se una delle due prove fallisse, devono essere identificate e corrette le cause ed effettuata ed implementata una nuova QAL2 come indicato al punto b) "frequenza di esecuzione e necessità di replica". In caso di esito positivo della procedura AST, confermato dalla ricezione del rapporto di

prova a cura del laboratorio accreditato, viene caricata sul sistema SME come data di esecuzione AST quella dell'ultimo giorno delle prove in campo, facendo così decorrere da quel momento il nuovo periodo di "test sorveglianza QAL2".

Va annotato sul Registro cronologico eventi SME la data e l'ora di inizio e conclusione delle misure AST.

Sono conservati in Archivio HSEQ:

- Rapporti AST rilasciati dal laboratorio di prova e della relativa comunicazione all'AC e EC.
- Tabelle Test sorveglianza QAL2 (contatore da azzerare ad ogni AST)

APPLICAZIONE DELLA PROCEDURA DI CONTROLLO QAL3

a) Frequenza di esecuzione

Il procedimento di QAL3 viene eseguito regolarmente, con frequenza settimanale per le seguenti specie gassose: CO, NO e O₂. Ogni ciclo di QAL3 dura un mese e prevede una calibrazione manuale del sistema e 4 verifiche di QAL3 settimanali (di cui una subito successiva alla calibrazione per verifica della lettura punti di 0 e span post calibrazione).

Per i parametri CO ed NO, la procedura QAL3 con la compilazione della carta controllo Cusum, si intende applicata allo strumento "basso" ovvero quello certificata QAL2. Nel caso del CO lo strumento "alto" invece, oltre alla calibrazione mensile, effettua settimanalmente dei check di 0 e span alle concentrazioni delle bombole "alte" e restituisce un allarme allorché vi sia uno scostamento maggiore del 5% rispetto al riferimento.

Il software AMS provvede in automatico ad attivare l'esecuzione della prova QAL3 su ciascuno degli strumenti dedicati all'analisi delle specie di cui sopra, all'elaborazione e alla registrazione degli esiti.

Lo Spec. Elereg può comunque introdurre manualmente un ciclo di verifica strumentale in accordo a quanto previsto al cap. 3.4.

Per il parametro H₂O viene effettuata la sola calibrazione con frequenza di 9 mesi e una QAL3 all'interno di tale intervallo come previsto da par. 7.2 UNI EN 14181:2015.

Per il parametro velocità fumi, che è QAL3 compliance come dichiarato nello statement QAL1 (vedi allegato 6), è previsto un ciclo di controllo interno ogni 24 ore che confronta i riferimenti di 0 e span interni con le letture che fa, eseguendo di fatto un test QAL3 che quindi non è applicabile al caso. Se lo scostamento supera i valori impostati dello strumento questo va in errore e dovrà essere mandato presso il costruttore per la revisione dato che non è prevista la calibrazione. E' possibile estrarre dal sistema il report di questi controlli come previsto per tale tipo di situazione.

	Valore test esecuzione	Soglia attenzione	Scostamento massimo ammissibile
Check 0 point	0 m/s	2%	<7,5%
Check span point	28 m/s	4%	<7,5%

b) Modalità di esecuzione

Il procedimento di assicurazione della qualità QAL3 consiste nella verifica del rispetto e mantenimento nel tempo dei requisiti di incertezza per deriva e precisione determinati in fase di QAL1 utilizzando materiali di riferimento noti.

Il procedimento consiste nella valutazione statistica dei risultati dei cicli di verifica strumentale, sia per la deriva che per la precisione, di 0 e di span (80% del fondo scala strumentale) attraverso il confronto con funzioni dello “scarto tipo” (c.d. SAMS) specifiche dello strumento per il valore di 0 ed il valore di span. Il procedimento di verifica genera specifiche Carte di controllo (CUSUM) che storicizzano l'evoluzione nel tempo delle proprietà strumentali.

I valori delle funzioni di scarto tipo SAMS allo 0 e allo span sono rintracciabili sui documenti del fornitore relativi alla procedura QAL3 e un esempio di questi è riportato in Allegato VI.

Tali documenti, emessi specificatamente riferiti al fondo scala utilizzato e allo strumento installato (n° di matricola), esplicitano un valore di Sams che sia riferito al valore del fondo scala applicato (tipicamente rintracciabile alla riga “actual mSTAFFuring range”). Valori non corretti di fondo scala su QAL3 aumentano (o diminuiscono) il valore di Sams e di conseguenza aumentano (o diminuiscono) i margini di superamento delle prove QAL3.

Prova sulla precisione

Se St (deviazione standard delle letture) $> hs$ ($6,90 * s_{ams}^2$) è necessario:

- Registrare la segnalazione di anomalia
- Attivare l'intervento del tecnico esterno per ripristino della strumentazione

Se tale disequaglianza è vera è superfluo procedere con le prove successive sulla deriva.

Prova sulla deriva

Se la Σ degli scarti (i positivi e i negativi separatamente) per la deriva $> hx$ ($2,85 * s_{ams}$) la causa è nella non corretta regolazione eseguita in automatico, è necessario:

- Registrare la segnalazione di anomalia e il fuori servizio dello strumento;
- Attivare l'intervento interno di manutenzione per calibrazione dello strumento (si veda punto 3.4)

Le carte di CUSUM restituiscono settimanalmente l'esito della prova che è attestata, quando superata, dalla dicitura “in controllo” oppure “ok”.

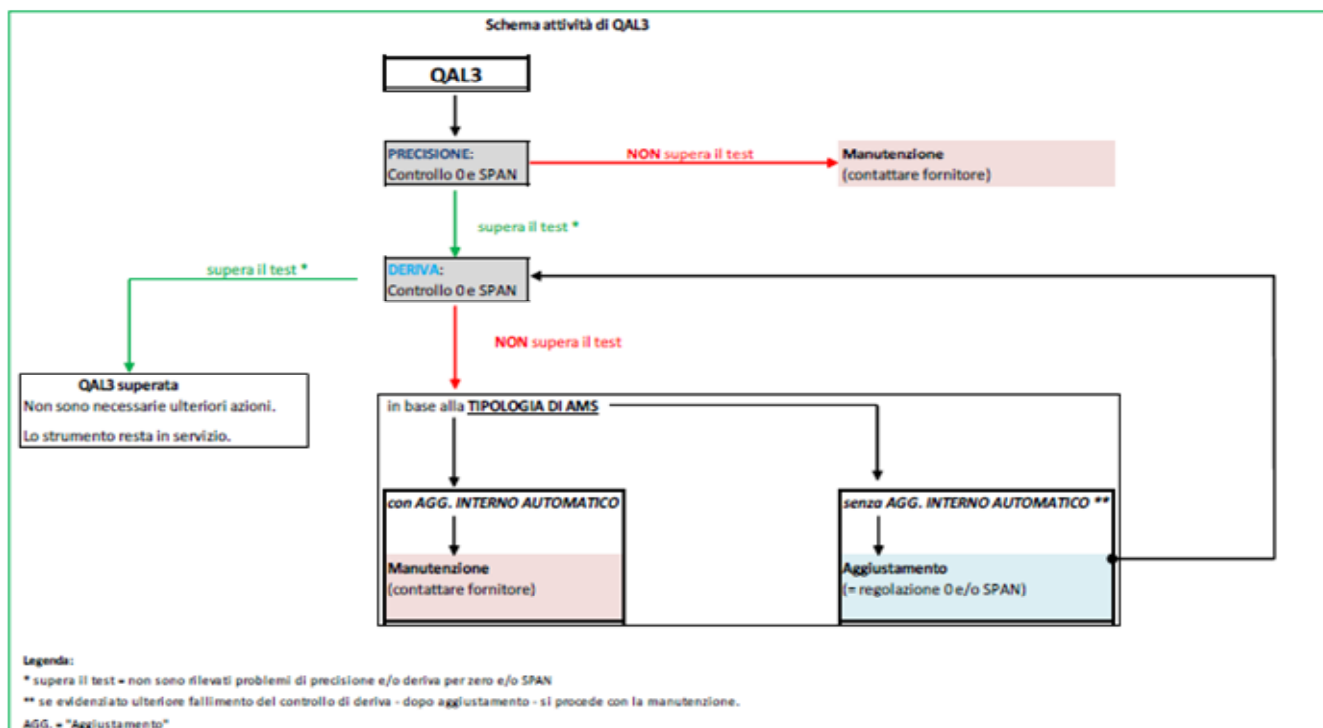
Gli interventi di ripristino della strumentazione, ad esito negativo delle prove, comportano la nuova inizializzazione delle Carte CUSUM (RESET dei contatori CUSUM), Ciò avviene in automatico in caso di calibrazione della misura e ridefinizione dei parametri relativi. Va annotato sul Registro eventi SME, per ogni strumento, eventi di fuori servizio a seguito esito negativo delle prove ed interventi di ripristino a cura del personale di centrale o del fornitore.

Sono conservati in Archivio HSEQ:

- Grafici di controllo CUSUM dello scarto tipo per punto di zero e di span

- Certificazioni delle bombole con gas standard di riferimento.

Nello schema seguente è descritta la procedura di QAL3:



Le Carta di Controllo CUSUM, sono quindi previste per i parametri NOx, CO, O2, H2O, vengono reinizializzate non appena cambia l'analizzatore, se cambiano i valori di sams di 0 e span o vengono variati il fondo scala degli stessi. Un esempio di queste è riportata come fac simile al punto 3.2.

APPLICAZIONE DELLA PROCEDURA DI CONTROLLO DELL'INDICE ACCURATEZZA RELATIVO

a) Frequenza di esecuzione

La prova (allegato VI p.to 4.4 del D.lgs 152/06) deve essere eseguita con frequenza annuale (anche se non richiesto esplicitamente in AIA).

b) Modalità di esecuzione

Si applica per gli inquinanti gassosi misurati in continuo da analizzatori in situ con misura diretta di tipo estrattivo (valori medi orari tarati, convertiti con retta QAL2, non normalizzati) e su O2, H2O, sulla base del confronto tra dati AMS e SRM.

Si tratta di valutare le differenze tra le misure fornite da SME ed uno SRM, effettuando tipicamente 6/8 ore continue di acquisizione; i valori medi per ciascuna delle ore scelte costituiscono i valori con i quali sarà valutato lo IAR.

Si sottolinea che per concentrazioni piuttosto basse, tipicamente inferiori a 10 mg/Nm³ lo IAR può non fornire risultati significativi. In tali casi è considerato valido, il superamento di una verifica di linearità ed in particolare effettuando una verifica basata su almeno 10 punti posizionati uniformemente sulla scala di misura, ciascuno ripetuto almeno 5 volte come previsto dalla LG ISPRA 87/2013 par 14.6.6.3 Indice di Accuratezza Relativa.

VERIFICHE SULLA STRUMENTAZIONE PER MISURA DI TEMPERATURA E PRESSIONE

Per i parametri temperatura e pressione, in occasione delle AST/QAL2 sul sistema SME, è necessario eseguire il confronto con SRM per almeno 5 misure, con valutazione del massimo scarto: massima differenza tra le letture pari al 2% del sistema di riferimento; se l'esito della prova è negativo gli strumenti devono essere tarati in laboratorio.

Il PMC AIA, oltre a definire le caratteristiche della strumentazione di misura di temperatura e pressione (sensibilità alle interferenze, shift di zero e di span per 1 °C, tempo di risposta, limite di rilevabilità, da verificare con laboratorio incaricato al momento dell'acquisizione e messa in servizio), richiede altresì la verifica dell'indice di disponibilità dei dati.

Sono conservati in Archivio HSEQ:

- esiti delle verifiche periodiche su misuratori di temperatura e pressione
- Rapporti IAR (eventualmente all'interno nei rapporti di QAL2 e prove AST).

5.3 VERIFICHE IN CAMPO CONDOTTE DIRETTAMENTE DALLE AUTORITÀ PREPOSTE AL CONTROLLO O EFFETTUATE DALL'ESERCENTE SOTTO LA LORO SUPERVISIONE

5.3.1 OGGETTO

Le verifiche in campo oggetto del presente documento rappresentano il complesso delle attività destinate all'accertamento della corretta esecuzione delle misure da parte di tutta la catena di misura nelle effettive condizioni operative.

Per gli analizzatori di gas (di tipo estrattivo), è prevista la verifica in campo dell'accuratezza delle misure tramite confronto con le misure rilevate da un secondo sistema appositamente predisposto assunto come riferimento.

Si trattano:

- i criteri gestionali da adottare per lo svolgimento delle attività di verifica in campo per tutti gli analizzatori.
- le modalità operative per l'esecuzione delle misura, i criteri di elaborazione dei dati e di valutazione dei risultati per le verifiche di accuratezza sugli analizzatori di gas.

5.3.2 APPLICABILITA'

Si applica agli analizzatori di NO_x, CO, O₂ di tipo estrattivo.

5.3.3 FINALITÀ

- Garantire l'effettuazione delle verifiche con le periodicità richieste dalla normativa di riferimento e dal Decreto AIA tramite una programmazione delle prove che consenta la tempestiva realizzazione delle predisposizioni impiantistiche e la disponibilità delle risorse e delle attrezzature necessarie all'esecuzione delle prove stesse.
- Assicurare una fattiva ed efficace collaborazione alle Autorità preposte in fase di effettuazione delle misure e di successiva elaborazione dei dati.
- Documentare le modalità di effettuazione delle prove caso per caso.
- Valutare tempestivamente i risultati delle prove al fine di evitare successive ripetizioni delle campagne di misura.
- Assicurare una corretta esecuzione delle operazioni di misura e di elaborazione dei dati per quanto concerne le verifiche di accuratezza sugli analizzatori dei gas.

5.3.4 RIFERIMENTI

- D.M. 21.12.95.
- allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06.

- D.L. n.167 del 20/11/2017
- Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)
- UNI EN 14181:2015

5.3.5 RESPONSABILITA'

La funzione HSEQ è responsabile dell'esecuzione delle verifiche in campo condotte direttamente dalle autorità preposte al controllo o effettuate dall'esercente sotto la loro supervisione. All'interno si individuano le singole responsabilità operative:

ASPETTI GESTIONALI

Attività	Responsabilità
<p>Le attività di controllo e misura sono svolte direttamente dall'Autorità preposte o sotto la loro diretta supervisione a cura dell'ENEL.</p> <p>Le attività da svolgere a cura ENEL o che richiedono risorse a carico ENEL devono essere preventivamente programmate.</p> <p>Il calendario delle attività viene stabilito, di concerto con le autorità Competenti per il controllo, entro le scadenze previste dalla programmazione annuale delle prove (si veda esempio in coda).</p> <p>Le operazioni da effettuarsi a cura ENEL, saranno svolte da un Soggetto (Società o Ente) che risulta accreditato dall'Autorità di Controllo oppure da personale ENEL sotto la diretta supervisione dell'autorità di controllo. In questa circostanza e comunque in ogni caso in cui vengano eseguite le prove al camino, vengono realizzate delle capannine di copertura in corrispondenza dei bocchelli di campionamento per la protezione contro gli agenti atmosferici e viene dotato il personale di mezzo per le comunicazioni con la sala controllo.</p> <p>La supervisione si esplica attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> – l'approvazione delle istruzioni operative per l'esecuzione delle misure; – l'eventuale assistenza durante le prove; – l'approvazione della documentazione di prova e delle curve rilevate. 	<p>Resp. HSEQ</p> <p>Resp. Ese</p>

ASPETTI OPERATIVI INERENTI ALLE VERIFICHE SUGLI ANALIZZATORI DI GAS

Attività	Responsabilità
<p>Occorre ricordare che la verifica in campo degli analizzatori di gas è finalizzata ad accertare il corretto funzionamento di tutta la catena di misura nelle reali condizioni operative per confronto con un secondo sistema di riferimento. Il corretto funzionamento o meno viene discriminato tramite il calcolo dell'indice di accuratezza relativo (punto 4.4 dell'allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06). La metodologia di prova richiede sostanzialmente che il sistema di riferimento ed il sistema in prova analizzino lo stesso campione.</p> <p>Nel caso di analizzatori di tipo estrattivo è possibile procedere sia campionando contemporaneamente nel condotto fumi sia iniettando in testa alla sonda di prelievo del sistema in prova un'opportuna miscela di gas nella quale la concentrazione dell'inquinante di interesse è stata preventivamente determinata con il sistema di riferimento. Il valore "vero" da utilizzare per il calcolo dell'indice di accuratezza è costituito ovviamente dalla concentrazione misurata con il sistema di riferimento. Con quest'ultimo modo di procedere, detto "test gas", è peraltro evidente che il sistema di riferimento non deve essere necessariamente presente in campo. In concreto, utilizzando una miscela certificata, il sistema di riferimento è costituito dalla strumentazione di laboratorio impiegata per certificare la miscela. Tale strumentazione offre ovviamente un livello di accuratezza notevolmente superiore ad un sistema di riferimento in campo. Devono sempre essere disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazioni paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari.</p> <p>In fase di prima verifica in campo o a seguito di eventi che possono modificare la matrice dei componenti del fluido emesso, le verifiche devono essere condotte con il metodo che prevede il sistema di riferimento in campo, per le altre verifiche annuali può essere utilizzato il metodo "test gas". La metodologia da utilizzare in ogni caso può essere definita in fase di programmazione delle prove con l'Autorità di Controllo.</p> <p>Annualmente il programma delle prove una volta calendarizzate è archiviato su server di centrale dalla funzione HSEQ.</p>	<p>Resp. Elereg coadiuvato da laboratorio incaricato</p>

ATTIVITA' CONTROLLO INTERNE PREVISTE DALLA UNI EN 14181

La programmazione delle verifiche prevista dalla norma UNI EN 14181:2015 è organizzata dal Responsabile HSEQ, che di concerto con il Responsabile Esercizio, elaborano il programma come da fac simile di seguito. L'esecuzione delle verifiche viene affidata a laboratorio Enel o Terzo in possesso di accreditamento ai sensi della norma UNI 17025 per tali attività. L'esecuzione in campo avviene sotto il controllo del Reparto Elettroregolazione che è l'interfaccia operativa per le attività in campo. Al fine di favorire la presenza dell'EC o Arpae durante le verifiche interne di QAL2/AST viene inviata una comunicazione per informare delle date di esecuzione così come previsto a pag. 25 del PMC AIA.

FAC- SIMILE PROGRAMMA VERIFICHE

GRUPPO	TIPO VERIFICA	Settimana dal	AI	NOTE
3 (E)	<p>Verifica periodica del Sistema Monitoraggio emissioni (ai sensi del D. Lgs 152/06 e s.m.i., del Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009-AIA, della norma EN UNI 14181:2015):</p> <ul style="list-style-type: none"> - QAL2/AST: NO_x, CO, O₂, H₂O, velocità - Verifica IAR: NO_x, CO, O₂, H₂O - Verifiche T,P - Verifiche biennali microinquinanti (aldeide e SOV) 			
4 (G)	<p>Verifica periodica del Sistema Monitoraggio emissioni (ai sensi del D. Lgs 152/06 e s.m.i., del Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009-AIA, della norma EN UNI 14181:2015):</p> <ul style="list-style-type: none"> - QAL2/AST: NO_x, CO, O₂, H₂O, velocità - Verifica IAR: NO_x, CO, O₂, H₂O - Verifiche T,P - Verifiche biennali microinquinanti (aldeide e SOV) 			

(*) Il periodo è indicativo e può subire variazioni per cause non direttamente imputabili alla centrale

ALLEGATO 1 SME

CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO PER LE MISURE DELLE EMISSIONI

1. GENERALITÀ

Il sistema di misura delle emissioni, da un punto di vista funzionale, si divide in:

- sistema di misura;
- sistema di calibrazione per gli analizzatori ad estrazione;
- sistema di acquisizione;
- sistema di trasmissione dei dati;
- sistema di elaborazione, memorizzazione e presentazione dei dati.

Le ultime 3 voci costituiscono il sistema SAD.

Ogni sezione termoelettrica è dotata di un sistema per l'analisi in continuo di gas di tipo automatico per le analisi di: NO_x, O₂, CO.

Inoltre su ciascun camino sono installati:

- Nr. 1 misuratori di velocità fumi;
- Nr. 1 misuratore di umidità;
- Nr. 2 misuratori di pressione;
- Nr. 3 misuratori di temperatura fumi;
- Nr 2 linea riscaldate (una in servizio e l'altra di riserva) per trasporto estrattivo fumi sino al sistema di acquisizione dati centralizzato (posto a quota zero) che acquisisce ed elabora le analisi del singolo gruppo e un sistema centralizzato di raccolta dati per i 4 gruppi in Sala Manovra.

In particolare le misure di CO, NO_x ed O₂ prevedono una sonda di prelievo del gas, un sistema di trattamento/condizionamento del campione e strumenti analizzatori. La portata viene calcolata noti i valori di velocità e pressione, temperatura; il sistema installato per la misurazione di queste due grandezze prevede due teste ottiche che lavorano come Master e Slave, un'unità di controllo e un cavo di collegamento per la trasmissione del segnale.

Su ciascuna sezione gli analizzatori ad estrazione presenti sono dotati di un sistema di calibrazione costituito da bombole di gas campione certificate, sistemi di riduzione della pressione e sistemi di selezione del campione.

Il sistema di trasmissione dati è comune a tutta la Centrale ed è costituito da una rete di tipo ethernet che collega i PLC di cabina agli elaboratori centrali e alle stazioni di interfaccia uomo – macchina (HMI) e di configurazione.

Il sistema di elaborazione, memorizzazione e presentazione è costituito da due elaboratori centrali impostati per funzionare in parallelo, in configurazione ridondata, secondo logiche automatiche di gestione della ridondanza. I due elaboratori centrali sono comuni per tutte le sezioni e colloquiano ciascuno con la propria stazione HMI disposta nella sala manovra dell'impianto e con il Sistema di Controllo Principale (SCP).

Oltre ai segnali relativi alle concentrazioni misurate dagli analizzatori a camino dal PLC del sistema di analisi vengono gestite le informazioni di processo “Segnale di Fiamma”, “Portata Combustibile” e “Potenza Generata TG”, “Potenza Generata TV”, tali segnali vengono utilizzati per associare ai valori delle emissioni lo stato di funzionamento contingente del sistema monitorato.

Si riporta la tabella con i dati salienti dei gruppi produttivi:

Unità	camino	Tipologia	Modalità esercizio	Alimentazione	Potenza		
					Nominale continua	Minimo tecnico	Termica
					[MW _e]	[MW _e]	[MW _t]
E (PC3)	1 (F1)	CCGT	Normale esercizio	Gas naturale	380	100	645
G (PC4)	2 (F2)	CCGT	Normale esercizio	Gas naturale	380	100	645

Si riporta la tabella con i dati salienti dei camini, mentre per le prese a camino e disegni di installazione si fa riferimento all'allegato 5:

Caratteristiche punto di Emissione		E	G
Coordinate geografiche	Latid. N	44° 28' 58,89"	44° 28' 58,11"
	Long. E	12° 15' 55,28"	12° 15' 56,78"
N. del Camino (Autorizzazione AIA)		1 – F1	2 – F2
Tipologia camino		Verticale a sezione costante	
Altezza camino [m]		90	90
Diametro interno camino [m]*		6,38	6,38
Diametro nominale [m]		6,4	6,4
Altezza punto di campionamento [m]		71,5	71,5

Lunghezza prima del punto di prelievo [m]		43,7	43,7
Lunghezza dopo del punto di prelievo [m]		18,5	18,5
Impianti di abbattimento		Nessuno	Nessuno
Sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo		SI	SI
Valori limite	NO _x (giornaliera)	40	40
	CO (giornaliera)	30	30
	O ₂ rif.	15%	15%

*Il diametro interno è quello effettivo nelle condizioni di camino in esercizio ed è quello utilizzato per il calcolo dei parametri di interesse (ad esempio sezione utile per la portata fumi). Tale valore è riscontrato nell'ambito delle attività di installazione SME e rilevato in sede di verifica ai sensi della norma UNI EN 15259:2008.

Nel seguito saranno descritte con maggior dettaglio le caratteristiche di ciascun sistema. Nella documentazione conservata in archivio HSEQ sono riportati i manuali descrittivi del sistema di misura e dei sistemi di acquisizione e di elaborazione, memorizzazione e presentazione dei dati.

2. SISTEMA DI MISURA

Per il prelievo del campione per l'analisi di NO_x, CO e O₂ sono presenti due sonde di prelievo a gruppo (una in servizio e l'altra in back-up in caso anomalie) composte da un filtro in acciaio sinterizzato riscaldato a 160°C e due uscite per il prelievo del gas campione.

Il trasporto del campione dalla sonda al sistema di analisi è effettuato mediante apposite linee riscaldate. Sono montate due pompe, una in servizio ed una di riserva per l'aspirazione del gas con azionamento e scambio automatico e manuale per ciascuna linea di misura.

Prima dell'invio agli analizzatori il campione viene portato nelle condizioni normali (0°C e pressione atmosferica) e deumidificato mediante sistema di refrigerazione/deumidificazione a compressore a 4 stadi denominato "gas cooler" in modo da rendere minima e costante l'influenza del vapor d'acqua sulle misure. In questo modo il dato rilevato dall'analizzatore (o strumentale) di NO, CO, O₂ è già riferito alle condizioni normali (0° e 1013 mbar) e gas secco.

I dettagli tecnici di quanto sotto descritto sono riportati nel Manuale d'Uso e Manutenzione SME fornito dal costruttore e presente in archivio HSEQ.

2.1 MISURA DI NO_x

Il sistema di misura è di tipo ad estrazione. Sul condotto in arrivo alla ciminiera è predisposta la sonda di prelievo riscaldata che trasporta il gas dal condotto alla cabina di analisi. Il gas viene condizionato (filtrato, essiccato, ecc...) per la successiva misura.

Prima dell'analisi il gas campione viene fatto transitare in un fornello convertitore, di marca BuNox denominato "Bhuler", che riduce gli NO₂ in NO. Il fornello è dotato di un sistema automatico, gestito dal sistema di supervisione, e manuale, per il comando di elettrovalvole per l'inserimento del convertitore catalitico e per la totale esclusione dello stesso quando il gruppo è in fermata in modo da evitare passaggio di fumi attraverso la cartuccia del convertitore.

L'analizzatore di NO, ULTRAMAT 6E di modello 7MB2121 della Siemens, a doppia cella di misura, lavora secondo il principio a doppio raggio NDIR e misura con alta selettività gas le cui bande di assorbimento si trovano nel campo delle lunghezze d'onda tra 2 e 9 µm, quali CO, CO₂, NO, SO₂, NH₃, H₂O, CH₄ ed altri idrocarburi. Opera secondo il principio della luce alternata a doppio raggio infrarosso con detettore a doppio strato ed optoaccoppiatore.

L'analizzatore misura gli NO_x. L'uscita è 0/4 ÷ 20 mA per ogni componente misurato che corrisponde, a seconda della scala automaticamente selezionata dal sistema, a:

Cella 1) "bassa" 0 ÷ 100 mg/m³ / 0 ÷ 500 mg/m³;

La seconda scala è utilizzata tipicamente solo per la misura delle massiche nelle fasi di avviamento/fermata

2.2 MISURA DI CO

Il sistema di misura è di tipo ad estrazione. Sul condotto in arrivo alla ciminiera è predisposta una sonda di prelievo riscaldata che trasporta il gas dal condotto alla cabina di analisi.

L'analizzatore utilizzato è sempre l' ULTRAMAT 6E 2P di modello 7MB2123 della Siemens, con doppia cella di misura.

L'analizzatore misura CO. L'uscita è 0/4 ÷ 20 mA per ogni componente misurato che corrisponde, a seconda della scala automaticamente selezionata dal sistema, a:

Cella 1) "bassa" 0 ÷ 70 mg/m³ / 0 ÷ 1.000 mg/m³;

Cella 2) "alta" 0 ÷ 1.000 mg/ m³ / 0 ÷ 10.000 mg/m³.

La seconda cella (detta anche "strumento") è utilizzata tipicamente solo per la misura delle massiche nelle fasi di avviamento/fermata

2.3 MISURA DI O₂

Il sistema di misura è di tipo ad estrazione. Sul condotto in arrivo alla ciminiera è predisposta una sonda di prelievo riscaldata che trasporta il gas condotto alla cabina di analisi.

L'analizzatore di O₂, OXYMAT 6E di modello 7MB2021 della Siemens, lavora sul principio delle pressioni alternate paramagnetiche. A causa del loro paramagnetismo infatti le molecole di ossigeno in un campo magnetico non omogeneo si muovono in direzione dei punti con intensità maggiore del campo. Se in un campo magnetico vengono introdotti due gas con diversa concentrazione di ossigeno, tra di loro si viene a generare una differenza di pressione. Per questo servono un gas di riferimento ed il gas campione. Il gas di riferimento arriva alla camera di misura attraverso due canali. Uno di questi flussi di gas di riferimento si incontra con il gas campione nel campo magnetico. Dato che i due canali sono tra loro collegati, si viene a generare una pressione proporzionale al contenuto di ossigeno, la quale provoca un flusso che viene convertito in un segnale elettrico da un sensore di microflusso.

L'uscita è 0/4 ÷ 20 mA con separazione galvanica che corrisponde a 0 ÷ 25% di O₂.

2.4 MISURA DI TEMPERATURA

Per la misura della temperatura dei gas nel condotto si utilizzano termoresistenze del tipo PT 100 Ohm Classe A (tolleranza ± 2) di marca Siemens. Sono installate 3 termoresistenze opportunamente distanziate. L'uscita è 4 ÷ 20 mA che corrisponde a 0 ÷ 200 °C.

2.5 MISURA DI PRESSIONE

Per la misura di pressione all'interno del condotto si utilizzano due trasmettitori di pressione assoluta modello Sitrans P della ditta Siemens. L'uscita è 4 ÷ 20 mA che corrisponde a 800 ÷ 1100 mBar di pressione assoluta.

2.6 MISURA DI VELOCITÀ E PORTATA

Per la misura di velocità all'interno del condotto si utilizza uno strumento costituito da due trasduttori di ultrasuoni uguali a differenza di propagazione acustica della ditta SICK (modello Flowsic 100). L'uscita è 4 ÷ 20 mA che corrisponde a 0 ÷ 40 m/s. Nota la velocità e la superficie di passaggio dei fumi si riesce a ricavare la portata in m³/h.

Il misuratore di portata completo è composto da:

- n. 2 trasmettitori ultrasuoni con funzione ricevitore / trasmettitore, modello FLSE 100-H;
- n. 2 flange di montaggio;
- n. 2 cavi di collegamento tra trasmettitori ed unità di controllo lunghezza 15 m (totali);
- n. 1 unità di controllo (MCU), visualizzazione e calcolo della portata.

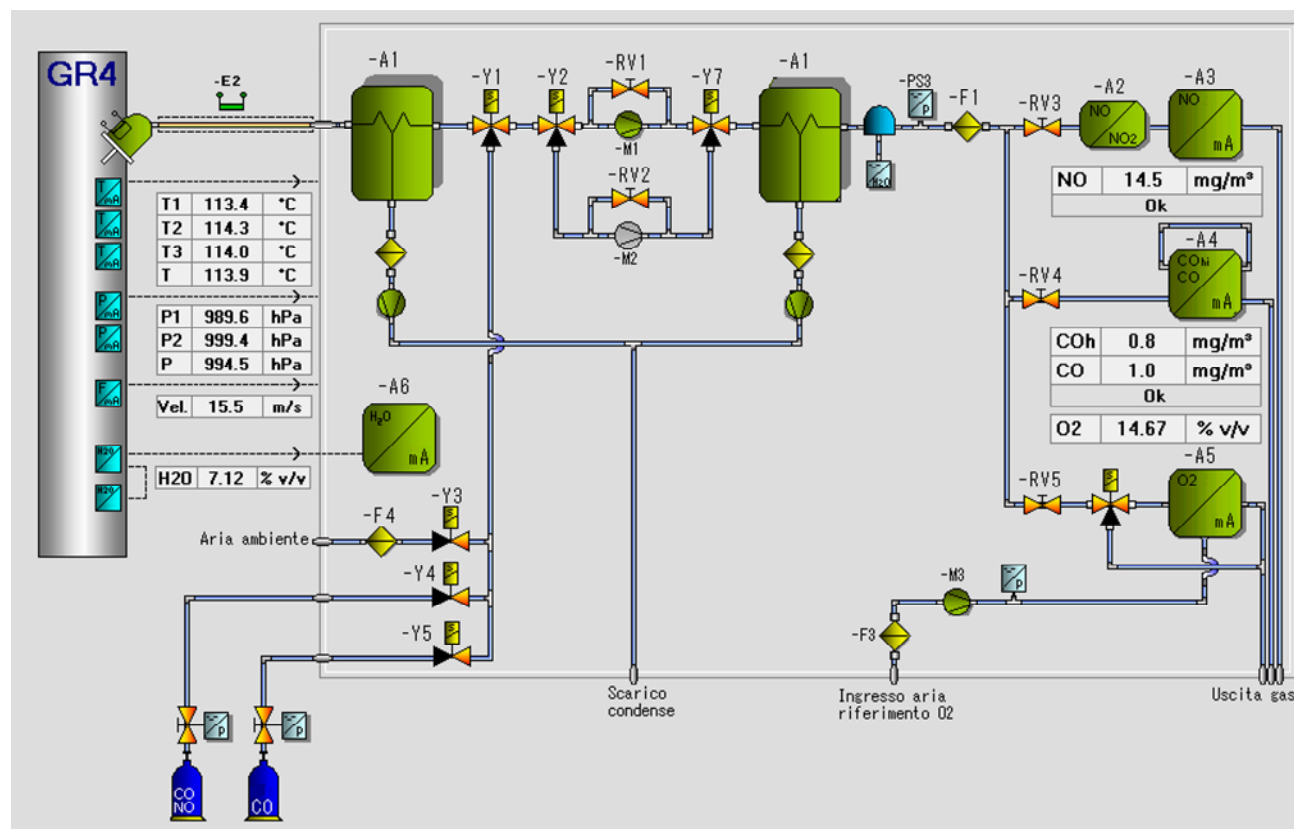
2.7 MISURA DI UMIDITÀ FUMI

L'umidità presente nei fumi viene misurata da un analizzatore laser tipo LDS6 modello 7MB6121 della Siemens che opera all'interno di un range di misura: 0 ÷ 30 % H₂O.

L'analizzatore è composto da:

- n. 1 unità centrale, detta UC
- n. 2 coppie di sensori denominati ricevitore e trasmettitore;
- n. 1 set cavi di collegamento;
- n. 1 kit allineamento.
- n.1 motosoffiante ottiche.

Nell'immagine seguente riportiamo lo schema dei sistemi di estrazione fumi dal camino, cabina analisi e sistema di calibrazione:



Nella tabella seguente si riepilogano i campi di misura della strumentazione installati sulle unità di produzione:

PARAMETRO	Unità di misura	Campo misura
		(vale per tutte le unità)
NO-basso (1° campo)	mg/Nm ³	0÷100
NO-basso (2° campo)	mg/Nm ³	0÷500
CO - basso (1° campo)	mg/Nm ³	0÷70
CO - basso (2° campo)	mg/Nm ³	0÷1000
CO – alto (1° campo)	mg/Nm ³	0÷1000
CO - alto (2° campo)	mg/Nm ³	0÷10000
O ₂ - (1° campo)	% v/v	0÷5
O ₂ - (2° campo)	% v/v	0÷25
H ₂ O	% v/v	0÷30
Pressione fumi 1	hPa	800÷1100
Pressione fumi 2	hPa	800÷1100
Temperatura fumi 1	°C	0÷200
Temperatura fumi 2	°C	0÷200
Temperatura fumi 3	°C	0÷200
Umidità nei fumi	% v/v	0÷30
Velocità fumi	m/sec.	0÷40
Potenza elettrica TG	MW	0÷300
Potenza elettrica TV	MW	0÷150
Portata gas	Sm ³ /h	0÷85251

Relativamente ai misuratori principali, nella tabella seguente si riportano i dati sintetici di quelli installati:

	Modello	Costruttore	Gas misurato	Principio di misura	N° matricola
E	Oxymat 6E	Siemens	O ₂	Paramagnetismo	N1-L6-488
	Ultramat 6E	Siemens	NO	NDIR	N1-L6-376
	Ultramat 6E	Siemens	CO	NDIR	N1-L6-377
	LDS6	Siemens	H ₂ O	Laser	UC N1-L6-104687 Ric N1-L6-205984 Trasm N1-L6-205984
	FLAWSIC100	Sick	Velocità fumi	Ultrasuoni	MCU 19398498 Trasm 19158249 Ric 19158250
	Sitrans TW	Siemens	Temperatura	PT100	157710-01/01 157710-01/02 157710-01/03
	Sitrans P	Siemens	Pressione	differenziale	N1-A720-9159287 N1-A720-9159291
G	Oxymat 6E	Siemens	O ₂	Paramagnetismo	N1-L6-490
	Ultramat 6E	Siemens	NO	NDIR	N1-L6-375
	Ultramat 6E	Siemens	CO	NDIR	N1-L6-379
	LDS6	Siemens	H ₂ O	Laser	UC N1-L6-104686 Trasm N1-L6-205982 Ric N1-L6-205982
	FLAWSIC100	Sick	Velocità fumi	Ultrasuoni	MCU 19458838 Trasm 19158247 Ric 19158248
	Sitrans TW	Siemens	Temperatura	PT100	157710-01/07 157710-01/08 157710-01/09
	Sitrans P	Siemens	Pressione	differenziale	N1-A720-9159290 N1-A720-9159286

3. SISTEMA DI CALIBRAZIONE PER GLI ANALIZZATORI AD ESTRAZIONE

Gli analizzatori di CO, NO, O₂ sono dotati di un sistema di calibrazione automatico costituito da:

- due bombole di calibrazione a miscela di gas CO ed NO: una in alta e una in bassa concentrazione;
- sistema di riduzione di pressione;
- sistema di selezione del gas.

La bombola di calibrazione in bassa concentrazione serve per la calibrazione e controllo QAL3 dei campi scala certificati QAL2 (“basso”) mentre quella ad alta concentrazione servono per la calibrazione dei campi scala superiori.

Le bombole dovranno avere concentrazione compresa nei seguenti range, centrato nell'intorno del 80% come prescritto dalla normativa, al fine di avere una taratura ottimale. Normalmente la concentrazione nei certificati è espressa in ppm e per convertirla in mg/m³ bisogna moltiplicare per 1,34 su NO 1,25 su CO.

Strumento calibrato	Conc. CO	Conc. NO
Strumento “alto”	7800-8200 mg/m ³	
Strumento “basso” cella QAL2 (1° campo)	50-60 mg/m ³	74-85 mg/m ³

Lo zero degli strumenti viene fatto con aria ambiente quindi con concentrazione impostata pari a 0,0 mg/m³ mentre per i parametri H₂O e O₂ la calibrazione/QAL3 viene fatta secondo i seguenti parametri:

Strumento calibrato	zero	span
O ₂	0,0 %vol	20,95 %vol
H ₂ O	0,0 %vol	24,71 %vol

Per l'H₂O la calibrazione viene fatta con apposito kit di calibrazione certificato composto da 5 celle a diverse concentrazioni a partire dallo zero (0,0%) fino allo span corrispondente a circa l'80% del fondo scala dello strumento (24,71 %vol) che vengono usati per le verifiche.

Ciascuna bombola è corredata dal proprio certificato di analisi che attesta l'esatta concentrazione del gas in essa contenuto. Quando la pressione della bombola scende sotto 25 bar occorre prevedere la sostituzione con una nuova.

Il sistema di riduzione di pressione riduce la pressione delle bombole a quella di taratura del sistema. Tramite il concentratore remoto e le elettrovalvole a 2 e a 3 vie si effettua la scelta del campione da analizzare per la taratura degli strumenti. I dati di concentrazione effettiva delle bombole di calibrazione sono inseriti dalla stazione di configurazione locale in cabina a cura dello Spec. Elereg.

Nella tabella seguente si riportano i valori di sams di zero e span che sono utilizzati per la verifica di deriva e precisione e impostate nelle carte di controllo Cusum a sistema. Tali valori sono riportati nel

certificato QAL3 di calcolo incertezza di misura e sono uguali per tutti i gruppi perché dipendono dalla tipologia di strumento e fondo scala impostato.

Analizzatore	Matricola	Campo di misura	S _{AMS} di zero	S _{AMS} di span
Gr E – O₂	N1-L6-488	0÷25%	0,23%	0,31%
Gr E – NO	N1-L6-376	0÷100 mg/m ³	4,21 mg/m ³	4,24 mg/m ³
Gr E – CO	N1-L6-377	0÷70 mg/m ³	2,91 mg/m ³	2,93 mg/m ³
Gr E – H₂O	N1-L6-104687	0÷30%	1,21%	5,06%
Gr G – O₂	N1-L6-490	0÷25%	0,23%	0,31%
Gr G – NO	N1-L6-375	0÷100 mg/m ³	4,21 mg/m ³	4,24 mg/m ³
Gr G – CO	N1-L6-379	0÷70 mg/m ³	2,91 mg/m ³	2,93 mg/m ³
Gr G – H₂O	N1-L6-104686	0÷30%	1,21%	5,06%

4. SISTEMA DI ACQUISIZIONE

I dettagli tecnici di quanto sotto descritto nel seguito sono riportati nel Manuale Software SME fornito dal costruttore e da intendersi come parte integrante del presente documento.

Ogni gruppo è dotato di un box in cui sono installati i rack degli analizzatori ed al quale arriva il campione del gas mediante linea prelievo riscaldata. Ogni armadio analisi è così composto:

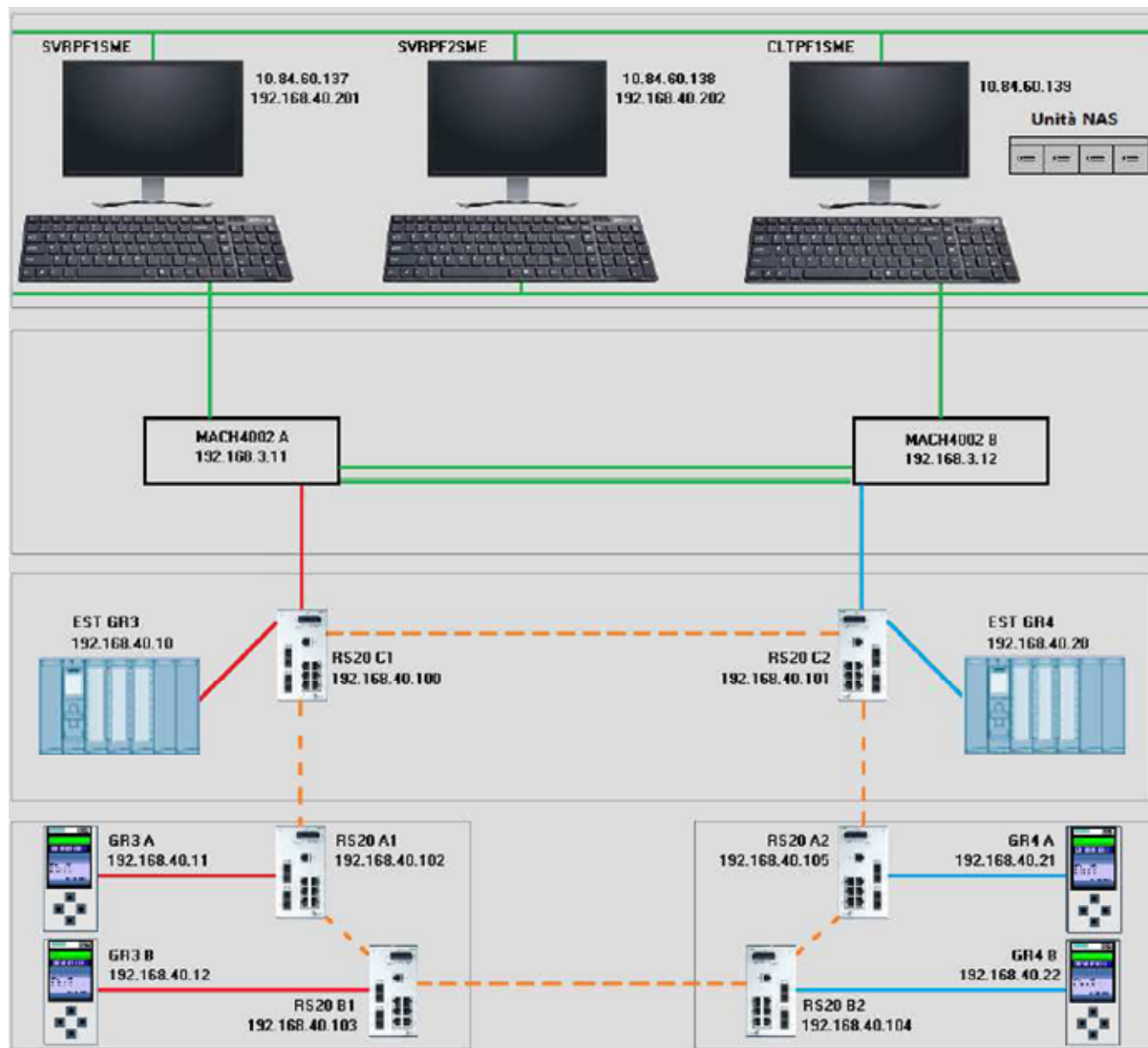
- Nr. 1 relè statico trifase da 30A per linea riscaldata
- Nr.1 selettore luminoso per inserimento pompa prelievo
- Nr. 1 pulsante reset blocco pompe
- Nr. 1 selettore per manutenzione in corso
- Nr. 1 lampada spia per segnalazione allarmi
- Nr.1 sensore condensa
- Nr. 1 filtro frontale M&C
- Nr. 1 serie interruttori automatici Siemens 5SY”
- Nr. 1 alimentatore 24Vdc-10A
- Nr. 1 modulo distribuzione 24Vdc 2

- Nr. 1 convertitore PT100/mA per sensore linea riscaldata
- Nr. 32 relè interfaccia per DO plc
- Nr.1 Armadio analisi con rack girevole, porta trasparente, con dimensioni 1800+100x1000x800mm (HxLxP) verniciatura RAL7035 per struttura, porte e laterali, RAL7011 per tetto, fondo e zoccolo
- Nr. 3 morsettiere di interfaccia a 25 poli per Ultramat 6, LDS6 e relativi flatcable
- Nr. 3 morsettiere di interfaccia a 15 poli per Ultramat 6, LDS6 e relativi flatcable
- Nr. 1 elettrovalvola a 3 vie in PVDF per scambio mis/cal
- Nr. 3 elettrovalvole a 2 vie N.C. per gas di calibrazione
- Nr. 3 valvola in PVDF di regolazione flussi e by-pass pompe
- Nr. 1 filtro monouso per aria ambiente da 2 micron
- Nr. 2 ventilatore-filtro con griglia di uscita per raffreddamento armadio
- cablaggi pneumatici in PTFE, raccordi in PVDF
- cablaggi elettrici secondo standard normativi
- Gas cooler (gruppo frigo)
- Convertitore NO₂/NO BuNox
- Pannello HMI di interfaccia: SIMATIC HMI KTP400 Comfort, Comfort Panel, Key/touch operation, 4" widescreen TFT display, 16 million colors, PROFINET interface, MPI/PROFIBUS DP interface, 4 MB configuration memory, Windows CE 6.0, configurable from WinCC Comfort V11

Per ogni gruppo, i segnali analogici delle misure di cui sopra e i segnali digitali di stato delle apparecchiature di misura sono inviati ad un elaboratore remoto costituito da PLC ridondato a caldo realizzato a cura Siemens, modello SIMATIC S7 300, utilizzando apparecchiature con doppia CPU ridondata di tipo 1515R in configurazione master/slave. Ai PLC, uno per ognuna delle cabine di analisi, ovvero uno per ognuno dei punti di emissione, sono demandate tutte le funzioni di gestione della strumentazione (Calibrazioni automatiche, verifiche di calibrazione, interblocchi di sicurezza etc.) e la gestione della comunicazione con i PC di supervisione. Il prelievo in tempo reale avverrà su una dorsale di rete Ethernet, pertanto i PLC saranno dotati di processori di comunicazione.

Ciascun gruppo ha un proprio elaboratore remoto (PLC). In caso di mancata acquisizione in tempo reale per guasto delle apparecchiature di rete o del computer il sistema di acquisizione può calcolare e memorizzare nella propria memoria interna i dati medi orari validati delle grandezze analogiche in ingresso (per 15 giorni) e successivamente inviarli all'elaboratore centrale una volta ripristinato il collegamento.

In ognuno degli armadi di analisi è installato un Controller con Logica Programmabile (PLC) in configurazione ridondata incaricato di governare le automazioni necessarie ai sistemi di misura oltre



che affacciarsi sulla rete di comunicazione ad alta velocità. Il PLC riceve in ingresso i segnali relativi alle analisi effettuate, i segnali di stato del sistema di prelievo e trattamento del gas a camino e degli analizzatori in modo da gestire le logiche di allarme e interblocco del sistema di misura. Nell'immagine seguente è riportata la configurazione del sistema:

dove:

- Stazioni Server di elaborazione dati basate su personal computer in configurazione duplicata che si occupano di effettuare i calcoli per la determinazione dei livelli emissivi (SVRPF1SME 10.84.60.137 e SVRPF2SME 10.84.60.139).
- Stazione Client di visualizzazione dati per operatori di sala controllo (CLTPF1SME indirizzo: 10.84.60.139).
- Sistema di archiviazione dati basato su unità NAS (10.84.60.136) a 4 dischi per archiviazione dei valori medi orari, dati istantanei ed eventi di allarme per un periodo pari alla durata dell'AIA
- Controllore logico programmabile (PLC) in configurazione ridondata per acquisizione segnali analogici e digitali e per gestione armadio analisi GR3 (GR3 A e GR3 B) dotati di switch scalance tipo RS20
- Controllore logico programmabile (PLC) in configurazione ridondata per acquisizione segnali analogici e digitali e per gestione armadio analisi GR4 (GR4 A e GR4 B) dotati di switch scalance tipo RS20
- Stazione di acquisizione periferica dati ausiliari per segnali di assetto GR3 (EXT GR3) da sistema SCP dotati di switch scalance tipo RS20
- Stazione di acquisizione periferica dati ausiliari per segnali di assetto GR4 (EXT GR4) da sistema SCP dotati di switch scalance tipo RS20
- Switch di rete interfaccia per acquisizione di tutti segnali I/O (MACH4002) in configurazione doppia per comunicazione con i 4 Host della rete virtuale.
- Infrastruttura di rete per interconnessione delle unità che compongono il sistema SME I computer del sistema SME (Server 1 e 2 ed il Client) sono stati creati nella struttura di virtualizzazione presente presso la centrale e sono basati sul sistema operativo Windows 10 Pro 64 bit. I computer Server si affacciano su due reti:
 - Rete SME dedicata all'acquisizione dati dai PLC dei sistemi di analisi Gas, in anello ridondata con fibra ottica
 - Rete HMI dedicata allo scambio dati con il sistema di supervisione Tenore

Sono presenti a sistema gli allarmi di fault per ognuno dei componenti sopra descritti.

Acquisizione segnali da campo Il PLC gestisce i segnali da campo nelle seguenti modalità:

- segnali 4÷ 20 mA (misure “analogiche”)
- digitali di allarme (anomalie della stazione di monitoraggio);
- digitali di stato (funzionalità della stazione di monitoraggio).

Gestione E/v Calibrazione:

- Il PLC provvede a muovere le elettrovalvole per far fluire i gas di calibrazione verso gli analizzatori e gestire le verifiche secondo QAL3.

Gestione pannello operatore:

- Comando del terminale posto sul pannello frontale dell'armadio analisi per la segnalazione della presenza di allarmi nel sistema di misura e visualizzazione stato segnali I/U del PLC.

Conversione Analogiche:

- Conversione in formato numerico e verifica campo di funzionamento dei segnali analogici (nel campo compreso tra 3-21 mA), i segnali vengono convertiti direttamente in unità ingegneristiche per la trasmissione in floating point ai PC di supervisione

Scambio dati con SME:

- Trasmissione dati via linea seriale al sistema di supervisione per il monitoraggio emissioni (SME) via rete con protocollo Modbus TCP-IP.

5. SISTEMA DI TRASMISSIONE DEI DATI

Gli elaboratori remoti e l'elaboratore centrale, di cui al punto seguente, sono interconnessi tra di loro tramite una rete ethernet in maniera da velocizzare il flusso di informazioni.

Sempre con rete ethernet all'elaboratore centrale sono collegati sia il terminale di sala manovra, sia il terminale di configurazione. Tutti i flussi informativi coinvolti sono instradati su di una rete locale ad alta velocità. Tale pratica rende totalmente trascurabile il ritardo temporale tra generazione dell'informazione e suo processo. Tutte le pratiche di allineamento delle basi dati avvengono attraverso una dorsale di comunicazione estremamente performante. Per garantire l'affidabilità e la congruenza dei flussi informativi, le tratte di maggiore estensione sono fisicamente realizzate mediante connessione in fibra ottica. La scelta permette anche una marcata immunità da disturbi di tipo elettromagnetico che potrebbero non garantire l'affidabilità delle connessioni.

Aspetto di basilare importanza per una buona percezione delle attività svolte dal sistema informativo per elaborare i valori acquisiti è il concetto di 'misura', che è una terna di informazioni:

- Valore istantaneo
- Validità istantanea (cap. 3.3.5)
- Stato dell'impianto istantaneo (come definiti al cap 3.3.7)

I tre aspetti sono gestiti sempre e comunque contemporaneamente per tutte le grandezze analogiche acquisite dal sistema (non solo su quelle relative alle concentrazioni di inquinanti). Il ricalcolo della

macro grandezza ‘misura’ avviene ogni qual volta si ha una variazione, sia sul valore ingegneristico, sia su una qualsiasi delle logiche di validazione, sia su di una qualsiasi delle logiche di determinazione dello stato d'impianto.

A partire dai dati elementari acquisiti ogni 5 secondi vengono generati gli integratori utilizzati il calcolo dei valori medi a base minuto per il calcolo dei valori medi su base oraria. Le emissioni devono essere espresse come valori medi calcolati con i soli valori ‘validi’ per cui l'integratore su base oraria viene alimentato solo se i valori istantanei superano il controllo di validità. Diversamente le medie a base minuto e 5 secondi registrano fedelmente tutti i valori istantanei acquisiti indipendentemente dalle logiche di validazione impostate.

Il sistema non ha una base tempi per il campionamento dei segnali, ma accetta e gestisce le variazioni in ingresso nel momento in cui avvengono ovvero sono comunicate; delle logiche di protezione garantiscono comunque una verifica della correttezza di tutte le grandezze allo scadere di cinque secondi dal momento dell'ultima variazione registrata. I valori medi ottenuti con questa tecnica sono, per costruzione, il rapporto tra l'integrale costruito con valori validi e la durata della validità stessa.

Gli integratori utilizzati per le grandezze ‘grezze acquisite dal sistema sono tre, il primo con base minuto è responsabile della generazione delle medie di un minuto. Un secondo con base tempi di sessanta minuti, responsabile della generazione dei valori medi su base oraria ed un ultimo con base tempi 5 secondi per la registrazione di dettaglio degli andamenti delle misure. Le emissioni devono essere espresse come valori medi calcolati con i soli valori ‘validi’ per cui l'integratore su base oraria viene alimentato solo se i valori istantanei superano il controllo di validità. Diversamente le medie a base minuto e 5 secondi registrano fedelmente tutti i valori istantanei acquisiti indipendentemente dalle logiche di validazione impostate.

6. SISTEMA DI ELABORAZIONE, MEMORIZZAZIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI

L'architettura del sistema è mirata al massimizzare la disponibilità delle informazioni, ovvero cerca di minimizzare gli effetti di eventuali guasti alle apparecchiature informatiche presenti nel sistema. Le logiche di ridondanza sono state progettate e realizzate con tecniche che tendono a distribuire e duplicare le informazioni su più piattaforme di calcolo normalmente funzionanti, in modo che un malfunzionamento su di una parte non si ripercuota sulle unità rimanenti.

Particolare attenzione è stata riposta nella scelta dei “luoghi” in cui avvengono le elaborazioni. Il sistema che ci apprestiamo a descrivere è duplicato, due calcolatori che effettuano i medesimi calcoli e provvedono alla memorizzazione di quanto osservato e calcolato. Sono implementate procedure che permettono l'allineamento automatico delle stazioni che potrebbero aver “perso” parte delle informazioni, al fine di ristabilire le medesime serie storiche su più di una postazione fisica.

Il sistema di elaborazione, memorizzazione e presentazione dei dati della ditta SIEMENS è costituito da un elaboratore centrale master ed uno slave perfettamente ridondati posizionati in sala manovra. L'insieme di questa architettura è denominata SAD.

La libreria di calcolo del software SAD PF Sistemi "EmfDb32.dll VERSIONE 0.10" è corrispondente a quanto previsto dalla Linea guida Ispra 87/2013 e a quanto previsto dall'allegato VI parte V D.Lgs 152/06 come da certificazione che riportiamo in Allegato 6. In particolare il software è adeguato a quanto previsto al punto 14.6.6.5 della Linea guida Ispra 87/2013.

Gli elaboratori centrali sono connessi tramite la rete ethernet ai concentratori remoti posti nelle cabine analisi che acquisiscono anche segnali dal campo (es. portata metano) tramite rete con Sistema di Controllo Principale (S.C.P.). I dati vengono elaborati, memorizzati e inviati, in toto, al terminale di sala manovra e in parte, solo i dati indispensabili, al S.C.P. per la presentazione all'operatore. Il S.C.P. provvede inoltre alla visualizzazione degli allarmi provenienti da SME.

Le macchine virtuali utilizzare per supportare i due server SME, il client ed in NAS sono le seguenti:

- N° 4 Host Dell PowerEdge tipo R530
- N° 2 SAN Dell tipo PS4210 e PS6210
- N° 2 Switch di rete Dell tipo N4032F (MACH4002)

Su queste sono installate 3 macchine virtuali con licenza Windows 10 pro 64 bit IT e Office Home & Business 32 bit IT. Il calcolatore presenta i dati non tenendo conto dell'ora legale ma per tutto l'anno si fa riferimento all'ora solare.

Funzioni assegnate ai server principali di elaborazione dati SME

Le stazioni di elaborazione dati dello SME si occupano di acquisire i valori correnti dei segnali di campo dai PLC ed elaborarli per determinare le emissioni in atmosfera. Ogni stazione comunica direttamente con tutti i due armadi di misura, un guasto ad una singola stazione di elaborazione non si ripercuote sull'altra postazione. Le funzioni svolte dal sistema di elaborazione dati sono:

- acquisizione segnali di campo
- validazione dei dati
- preelaborazione e normalizzazione dei dati acquisiti per riportarli alle condizioni richieste per il confronto con i limiti di emissione in applicazione QAL2
- calcolo dei valori medi orari delle concentrazioni soggette a controllo e dei parametri chimico/fisici di riferimento.
- generazione degli archivi dei valori medi ed istantanei (medie 5 secondi)

- gestione dell'interfaccia utente per la presentazione dei dati di real time e dei valori medi in fase di calcolo
- Segnalazione allarmi e malfunzionamenti
- gestione report
- Invio valori dei livelli emissivi al sistema di supervisione centralizzato (Tenore) via OPC
- Backup automatico dei dati su NAS per archiviazione

Validazione dei dati

Ai fini della validazione dei dati elementari, oltre ai segnali analogici delle grandezze di cui al paragrafo 2, sono acquisiti dagli Elaboratori principali anche una serie di contatti relativi allo stato di funzionamento della strumentazione di analisi ed alla presenza di allarmi in cabina analisi in modo da potere effettuare le invalidazioni necessarie per il calcolo dei valori medi secondo normativa. I segnali che provvedono alla invalidazione della misura sono i seguenti:

Per ogni analizzatore vengono acquisiti i seguenti segnali:

- Stato analizzatore (Anomalia / Servizio)
- Calibrazione analizzatore in corso
- Segnale analogico analizzatore fuori tolleranza (campo ammesso 3-21 mA)

Per il sistema di prelievo e trasporto gas a camino:

- Allarme temperatura sonda riscaldata
- Allarme linea riscaldata
- Anomalia temperatura linea campione
- Bassa portata campione in ingresso
- Allarme refrigeratore
- Allarme condensa
- Allarme pressostato gas campione
- Stato pompe di prelievo gas
- Manutenzione Cabina

Il sistema di calcolo delle emissioni provvede ad elaborare gli ingressi digitali di stato impianto ed a generare le condizioni di allarme od anomalia necessarie per invalidare tutte o parte delle misure acquisite. Sono gestite le condizioni di taratura degli strumenti, operando le invalidazioni opportune.

I segnali dal campo vengono acquisiti alla velocità massima consentita dal canale di comunicazione, il sistema software garantisce di effettuare un ricalcolo completo delle base dati, la verifica e validazione dei segnali acquisiti dal campo e l'aggiornamento delle grandezze calcolate, ogni cinque secondi pertanto questa è la frequenza teorica di acquisizione dati.

Il dettaglio dei criteri di validazione è riportato al cap 3.3.5

Funzioni assegnate al Client SME

La stazione Client è dedicata alla gestione dell'interfaccia HMI per gli operatori di sala controllo che devono gestire i gruppi GR E e GR G e alla visualizzazione ed elaborazione dati archiviati sull'unità NAS dato che non è presente un PC dedicato a questo.

Funzioni assegnate al sistema di archiviazione dati NAS

Lo scopo del sottosistema di archiviazione dati NAS è quello di conservare i dati elementari acquisiti dallo SME (dati 5 secondi), i valori medi orari elaborati e le informazioni di log sullo stato di funzionamento delle apparecchiature di analisi emissioni (sistema di campionamento, analizzatori) per un periodo di tempo non inferiore alla durata dell'AIA.

Le funzioni svolte dal sistema sono:

- collegamento alla rete SME per rendere disponibile ai due Server SME l'accesso all'unità di archiviazione dati NAS
- mantenimento archivio dati unità dischi NAS in RAID
- post elaborazione dei dati archiviati su NAS tramite stazione Client

Flusso delle informazioni

Tutti i flussi informativi coinvolti sono instradati su di una rete locale ad alta velocità. Tale pratica rende totalmente trascurabile il ritardo temporale tra generazione dell'informazione e suo processo. Tutte le pratiche di allineamento delle basi dati avvengono attraverso una dorsale di comunicazione estremamente performante.

SME <-> PLC Gr E e G

Il collegamento avviene su rete ethernet utilizzando il protocollo Modbus RTU su TCP/IP, i PC dello SME operano come master e i PLC come slave. Lo scambio dati è bidirezionale. Le operazioni di scambio dati sono sempre originate dal sistema SME. Ciascun PC dello SME legge dal PLC tutti i dati 'grezzi' necessari per il calcolo delle emissioni e per determinare l'assetto del forno quali:

- Concentrazioni di gas misurate dagli analizzatori
- Valore dei parametri ausiliari misurati a camino (T, P, H₂O, portata fumi)

- Assetto gruppo (potenza, portate combustibili)
- Digitali di allarme degli analizzatori e delle altre apparecchiature

I dati in scrittura da PC a PLC sono relativi a:

- comandi di avvio verifiche QAL3
- segnali di controllo per la gestione delle ridondanze
- segnali di controllo per la diagnostica delle comunicazioni

Computer Server SME <-> Sistema Archiviazione NAS

Ciascuna delle due stazioni server di elaborazione dati SME è configurata per eseguire le operazioni di backup incrementale automatico dei dati su NAS. Allo scadere di ogni ora i nuovi dati istantanei e le medie orarie calcolate vengono scaricati su NAS mediante il collegamento su rete TCP/IP.

Computer Server SME <-> Rete di Processo

Sulla rete di processo il sistema SME rende disponibili i dati acquisiti e calcolati tramite il protocollo OPC. Su questo collegamento il sistema SME opera come Server OPC.

SME <-> DCS

Lo scambio dati tra SME e DCS è implementato con un collegamento su rete con protocollo OPC in cui SME opera come Server OPC Data Access V.2.0 e DCS (Tenore) è Client. Lo SME rende disponibili al sistema di supervisione di centrale (DCS) tutte le informazioni di dettaglio circa i livelli emissivi misurati, i valori grezzi strumentali acquisiti dal campo, gli stati di funzionamento e allarme delle apparecchiature di misura. Sono inoltre presenti una serie di informazioni di stato utilizzate per scopi diagnostici.

Tra i segnali forniti dagli SME ci sono:

- Valori emissivi normalizzati istantanei
- Valori medi orari e mensili in corso di calcolo
- Valori medi orari e mensili previsti a fine periodo di osservazione
- Segnali di stato dello SME
- Segnali di controllo per la diagnostica delle comunicazioni

Attraverso il canale di comunicazione OPC il Client Tenore fornisce anche i segnali di assetto dei gruppi:

- Portata GN
- Potenza Generata TG

- Potenza generata TV
- Stato fiamma
- Segnale parallelo unità

Tali segnali vengono utilizzati, in caso di mancanza degli equivalenti in arrivo dal PLC, per determinare l'assetto di funzionamento dei gruppi (Minimo Tecnico).

Gestione delle ridondanze

Come precedentemente descritto, il sistema informativo per le emissioni è basato su due elaboratori principali (server), ognuna delle postazioni esegue le medesime acquisizioni e validazioni, e genera quindi i medesimi risultati storici medi. Le due stazioni sono collegate via rete ai PLC dei sistemi di analisi in Modbus utilizzando porte TCP differenti, i due collegamenti sono quindi indipendenti.

I due sistemi sono tra loro identici e impostati per funzionare in configurazione ridondata: i due PC sono equivalenti come funzionalità (elaborazione/validazione) ed operano in parallelo acquisendo i dati per il calcolo delle emissioni direttamente dai PLC del sistema di analisi. Ciascuna stazione esegue il calcolo dei livelli emissivi, le logiche automatiche di gestione della ridondanza provvedono a mantenere allineati gli archivi delle due stazioni. In caso di guasto di una delle due stazioni quella rimanente continua a funzionare normalmente ed a registrare i dati delle emissioni, al ripristino della stazione guasta il software provvederà ad allineare gli archivi delle due stazioni trasferendo le registrazioni mancanti dall'una all'altra. Questa operazione avviene in automatico quando viene riavviata la stazione guasta.

Per una corretta gestione della ridondanza alle due stazioni viene assegnata una priorità diversa. La stazione attiva con priorità maggiore prende il controllo delle comunicazioni con i PLC e gestisce l'invio dati di real time e la diagnostica delle comunicazioni. Per stabilire quale stazione è attiva nel momento contingente sono implementate delle logiche di time-out e presa di "possesso" delle comunicazioni verso PLC. Tali logiche sono duplicate per le gestioni dei quattro PLC delle due cabine di analisi. Ogni postazione (PC) gestisce un proprio Flip/flop che oscilla tra i due stati (Vero/Falso). Il PC attivo con priorità maggiore "Scriva" in continuo lo stato del Flip/Flop sul PLC. Le due stazioni leggono dal PLC l'attività di questo marker di comunicazione, qualora l'oscillazione cessi (a causa di problemi di comunicazione ovvero per lo spegnimento della stazione attiva in quel momento) la stazione rimanente (backup) prende atto della mancanza di attività e, allo scadere di un time-out congruo, prende il controllo delle comunicazioni.

Riassumendo: una sola stazione comanda nel singolo momento, le due stazioni conoscono chi sta' comandando ed entrambe sono in grado di prendere il controllo qualora verificchino una priorità inferiore a se stesse.

Archiviazione, registrazione e conservazione dei dati

È stato implementato un sistema di archiviazione dei dati, conforme a quanto previsto al punto 3 dell'allegato VI alla parte V del DLgs. 152/06.

Il sistema, denominato **Sottosistema di Archiviazione e Post-elaborazione (SoAP)**, consiste in una unità di back-up su cui vengono duplicati tutti i dati elementari, i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati nonché le medie orarie dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari calcolati.

Il sistema si configura, in termini funzionali, come un nuovo archivio dati indipendente dall'attuale archivio esistente sullo SME, equipaggiato di funzioni di ripresa dati, post elaborazione e reporting. Tale sistema si interfaccia con i due elaboratori SME (principale e back-up) in senso unico ovvero che i dati che vengono elaborati sono in esso archiviati e registrati ma non è più possibile effettuare modifiche o validare/invalidare dati elementari o valori normalizzati (non è possibile l'inserimento di dati manuali). Ciò è la garanzia di confronto che il sistema fornisce a tutela del sistema SME per la sua attendibilità.

Dal punto di vista HW si compone quindi:

- di una apparecchiatura di storage dedicata (Network Attached Storage –NAS) collegata nella stessa rete di comunicazione dello SME esistente.
- da una piattaforma server dedicata per le post-elaborazione, ripresa e visualizzazione dell'Archivio, collegata in una rete indipendente.
- da un PC per l'accesso e l'interrogazione dei dati che è il CLTPF1SME

Il NAS installato è del tipo NAS QNAP TS-453BU-RP così configurata:

- 4 x HDD Seagate Exos 3,5" Interno - 2 TB - SATA (SATA/600) - 7200giri/min - 256 MB Buffer.
I 4 HD sono collegati con il metodo HOTSWAP (cambio a caldo) che formano un unico volume in configurazione protezione dati RAID 6 (Doppia parità, massimo numero di dischi in fault = 2)
- CPU Intel Apollo Lake J3455 4-core 1.5GHz
- Memoria di sistema 4 GB DDR3L (2 x 2 GB)
- Slot di memoria SODIMM x 2 (MAX. 8GB)
- Memoria Flash 4GB eMMC

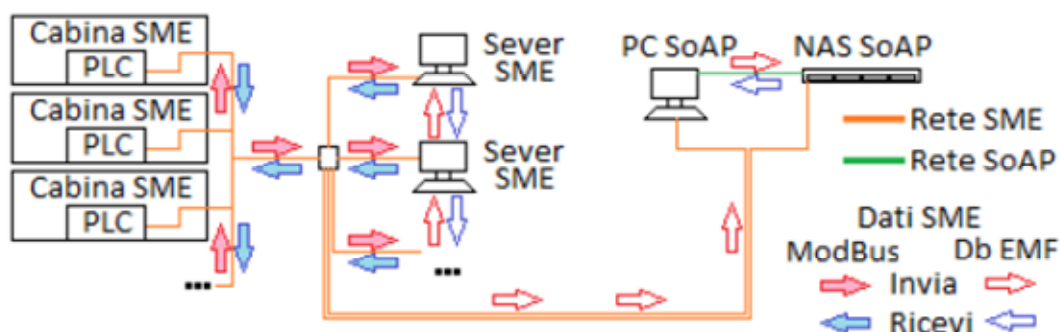
Il sistema SoAP funziona in modo totalmente autonomo e non dipende dalla rete SME. Tuttavia la rete SME deve sempre raggiungere il sistema SoAP per poter continuare ad archiviare i dati acquisiti dai Server SME. Un problema di connessione dalla rete SME al sistema SoAP non pregiudica l'acquisizione dei dati ma è di vitale importanza ripristinare un'eventuale assenza di collegamento per evitare "buchi" nelle serie storiche del sistema SoAP. In ogni caso i sistemi SME conservano tutti i dati che devono essere archiviati su NAS per almeno 60 giorni e possono essere in ogni momento riallineati sul sistema.

Vi sono inoltre, a livello di Server SME, una serie di allarmi che riportano lo stato di bontà e raggiungibilità dell'unità NAS SoAP.

L'archiviazione su l'unità NAS avviene tramite procedura schedulata su tutti i server SME, ogni operazione viene schedulata in un determinato orario, diverso tra tutti i server SME, in modo da garantire la non sovrapposizione di accessi in lettura/scrittura. Tutte le operazioni di archiviazione dati da parte dei Server SME avvengono solo ed esclusivamente sotto l'autenticazione di una sessione utente con diritti amministrativi, in questo modo viene garantita la totale protezione di accessi indesiderati e/o azioni da parte dell'utente che potrebbero compromettere/modificare la bontà e lo stato dei dati archiviati. La programmazione delle operazioni pianificate permette di stabilire la priorità di invio dei dati dei server SME con il seguente metodo:

- ogni ora tutti i server SME sono programmati per inviare i dati all'unità NAS SoAP con un margine di tempo che può variare nel periodo (es. Le operazioni pianificate vengono eseguite ogni ora; il Server SME1 parte all'ora X:10, SME2 parte al X:20, e così via);
- Se il primo Server SME (o con priorità massima rispetto a tutti i Server SME presenti sulla rete) invia i dati correttamente allora tutti i successivi Server SME troveranno i dati già allineati; questo forzerà lo "skip" (salto) della procedura di invio dati nei Server SME successivi (con priorità minore rispetto a quella del Server che ha terminato con successo la procedura di invio dati);
- tutti i Server SME quindi cercano sempre di inviare i dati all'unità NAS SoAP e potranno farlo solo ed esclusivamente se il Server SME con priorità maggiore si trova in uno stato di guasto, mancata comunicazione o altri eventuali problematiche che hanno reso impossibile la corretta esecuzione del processo di invio dati all'unità NAS SoAP.

Di seguito si riporta uno schema delle comunicazioni Soap/SME:



Sono presenti le seguenti diagnostiche ed allarmi:

- Stato volume RAID
- Stato Hardware per ognuno dei 4 HD

- Stato rete
- Stato alimentatori
- Allineamento dati sorgente
- Allineamento dati destinazione
- Allineamento dati complessivo

Fino a ottobre 2019 i dati sono archiviati nel NAS precedente di tipo Techus che rimane sempre installato ed accessibile.

I dati registrati verranno conservati per l'intera vita operativa dell'impianto e costituiscono un archivio perenne (almeno tempo durata dell'AIA).

Credenziali e ruoli accesso al sistema

Per l'accesso al sistema sono stati imposti dal costruttore del software dei livelli di accesso, ognuno con proprio account e password specifica, così definiti:

- Operatore di esercizio (SUCC/OP-PF)
- Addetto HSEQ
- Addetto/Resp Elereg
- Fabbricante (PF sistemi) a cui è associato il ruolo di amministratore

Le modifiche strutturali al sistema di gestione dati SME come impostazione degli algoritmi di calcolo, aggiunta di misure, implementazione di logiche di allarme sono possibili solo a livello di sistemista e attuabili solo da PF Sistemi (fabbricante).

Nella tabella seguente sono riportate le abilitazioni associate ai singoli profili:

Attività	Operat. Ese	Add. HSEQ	Spec. Elereg	Fabbr
Visualizzazione dati in tempo reale e consultazione tabelle (controllo e presentazione)	X	X	X	X
Scaricare tutti i tipi di tabelle (servizio, controllo, presentazione)		X	X	X
Inserimento parametri caratteristici a sistema (punto 4.2.5 – gruppo A)			X	X

Inserimento parametri caratteristici a sistema (punto 4.2.5 – gruppo B)				X
Inserimento dati manuali a sistema (punto 4.1.5)			X	X
Visualizzazione carte controllo Cusum e calibrazioni			X	X
Esecuzione Calibrazioni automatiche/manuali e popolamento Carte Cusum			X	X
Definizione tabelle medie				X
Navigazione pagine su Mimico	X	X	X	X
Visualizzazione formule calcolo			X	X
Abilitazione/disabilitazione tag misura			X	X

La navigazione nelle pagine del sistema è semplice e nel dettaglio è descritta nel Manuale Operativo Software. In ogni caso di seguito vengono date le informazioni minime agli operatori di esercizio per visualizzare i dati di interesse all'esercizio dei gruppi:

Valori istantanei a 5 sec, tarati con la retta e norm. O2 (sono i dati elementari che andranno a comporre la media)

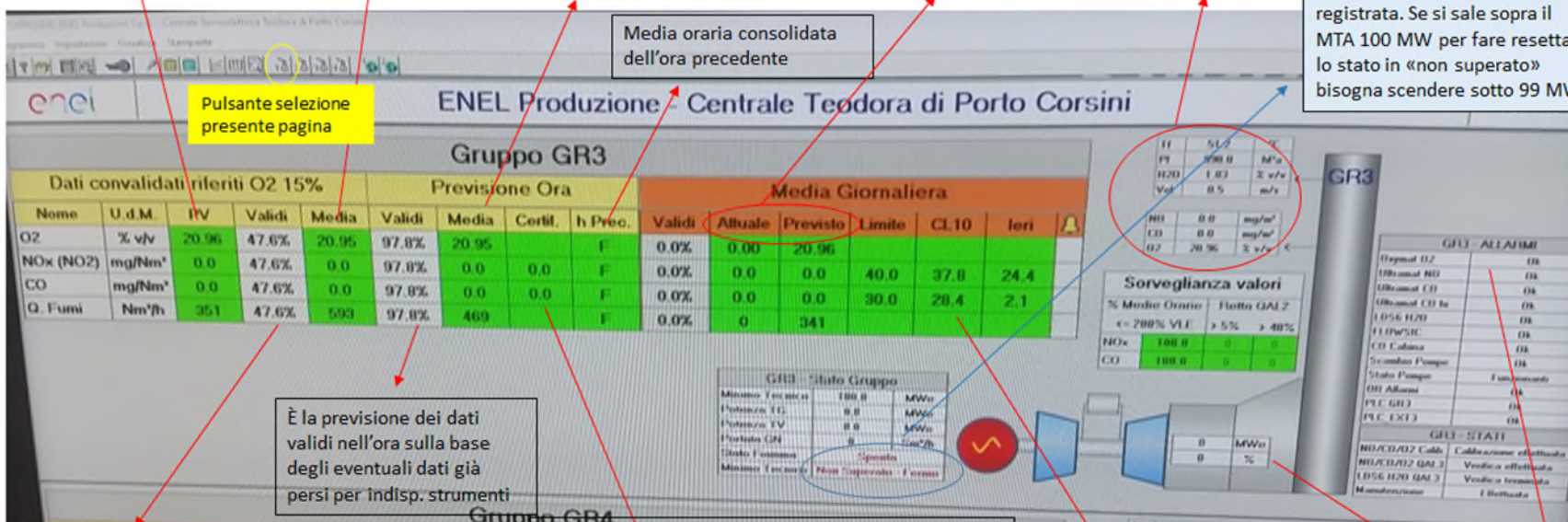
È la media dell'ora in corso in costruzione ovvero sulla base dei dati PV fino al momento presente.

È la previsione della media oraria in corso partendo da quanto registrato al momento presente e proiettando il valore PV del momento da quel momento fino a fine ora.

Valore attuale della media giornaliera in base alle media orarie già consolidate, e previsione considerando il valore della media oraria in corso

Valori al camino tal quali senza normalizzazioni

Quando compare minimo tecnico superato esercizio significa che quei minuti entrano nel computo della validità dell'ora, ovvero se per più di 42 minuti nell'ora il MTA è superato l'ora è valida e verrà registrata. Se si sale sopra il MTA 100 MW per fare resettare lo stato in «non superato» bisogna scendere sotto 99 MW.



Rappresenta la percentuale dei valori validi (ovvero acquisiti dal sistema), rispetto a quelli acquisibili in un ora, fino al momento. Se il dato è indisponibile questa percentuale alla fine dell'ora non sarà 100%. Valido non significa sopra il minimo tecnico ma riguarda la disponibilità della misura.

È la previsione della media oraria in corso partendo da quanto registrato al momento presente e proiettando il valore PV del momento da quel momento fino a fine ora. A differenza di quella di prima essa è calcolata considerando il valore di FS nel caso in cui nell'ora ci fossero stati valori oltre il fondo scala. Questo è il valore che andrà a finire nella tabella nel caso di ora valida

È il valore massimo che si può tenere, dal momento presente alla fine giornata, per rispettare il limite con un margine del 5% sulla base di quanto già fatto nel giorno in corso

Valore potenza totale TG+TV e % rispetto alla massima potenza autorizzata di 375 MW

Stato allarmi strumentazioni

In questa pagina trovate il test di sorveglianza QAL2 ovvero la tabella che segna il numero dei superamenti del range di validità della retta per periodi di 168 ore. Se ci sono più di 5 settimane nelle quali è stato superato il range per più del 5% delle medie orarie valide o anche una sola settimana nella quale è stato superato il range per più del 40% delle medie orarie valide, apparirà test non superato e si dovrà rifare la QAL2

In questo punto si ha la tabella del conteggio dei superamenti del limite orario. E' ammesso che al massimo il 5% delle medie orarie nell'anno siano superiori ai limiti di 80 mg/Nm3 di NOx e 60 mg/Nm3 di CO

In questo punto si vede la storia dei transitori di avviamento/fermata che sono avvenuti nell'anno. Tale misura è solo conoscitiva

In questo punto cliccando trovate la tabella ufficiale giornaliera con le singole medie orarie del giorno. Entrando potete cambiare giorno con i pulsanti avanti/indietro

In questo punto cliccando trovate la tabella ufficiale mensile con le singole medie giornaliere. Entrando potete cambiare mese con i pulsanti avanti/indietro

In questo punto cliccando trovate la tabella ufficiale annuale con il dettaglio dei singoli mesi

ENEL Produzione - Centrale Teodora di Porto Corsini

Analisi emissioni GR3

GR3 Test Sorveglianza QAL2 GR3 Dati Retta QAL2 Controllo 200% Limite - Annuale Analisi Transitori

ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Termoelettrica Teodora di Porto Corsini

Emissioni GR3

Tabella	Data	Rispetto dei limiti	Qualità dei dati
Tabella Giornaliera	27.11.2019	●	●
	28.11.2019	●	●
	29.11.2019	●	●
	30.11.2019	●	●
Tabella Mensile	11/2019	●	●
Tabella Annuale	2019	●	●

Legenda

- Impianto non a Regime
- Non sono stati rilevati superamenti del limite
- Superamento del limite orario
- Superamento del limite giornaliero
- Indice di disponibilità dei dati >90%
- Indice di disponibilità dei dati >70%
- Presenza di dati con indice di disponibilità <70%

7. MODALITÀ DI CALCOLO DEI DATI NORMALIZZATI

I dati elementari di concentrazione degli inquinanti devono essere normalizzati, ovvero riferiti ai fumi secchi, alla temperatura di 0°C, alla pressione di 1013 mbar ed alla percentuale di ossigeno di riferimento (15%). Tenuto conto della tipologia della strumentazione impiegata dalla centrale, che prevede una unità frigo e un deumidificatore, per la misura degli inquinanti gassosi i dati provenienti da tali strumenti risultano già corretti per temperatura, pressione e riferiti al secco, pertanto necessitano della sola correzione rispetto all'ossigeno di riferimento. La normalizzazione corrisponde alla correzione del valore di concentrazione misurato riportandolo dal valore misurato ad una data condizione di pressione, temperatura, umidità e tenore di ossigeno alle condizioni standard di cui sopra. Il dettaglio della costruzione delle Tag di misura è riportato al punto 3.3.7.

Le operazioni di normalizzazione che vengono eseguite dal sistema di acquisizione a posteriori sono effettuate per i seguenti parametri:

- portata fumi secchi, mediante applicazione delle formule a, b, c
- portata fumi secchi al 15%O₂, mediante applicazione dell'inverso della formula d
- concentrazione di NO_x e CO al 15%O₂, mediante applicazione delle formule d

di seguito si riportano le formule di normalizzazione:

a) Normalizzazione per pressione

La concentrazione normalizzata per pressione si ottiene a partire dalla concentrazione e dalla pressione misurata dei fumi mediante il seguente calcolo:

$$C_n = C \cdot 1013 / P$$

Dove:

- C_n: concentrazione normalizzata per pressione
 C: concentrazione non normalizzata per pressione
 P: pressione assoluta fumi (in mbar) calcolata come media delle due misure di pressione

b) Normalizzazione per temperatura

La concentrazione normalizzata per temperatura si ottiene a partire dalla concentrazione e dalla temperatura misurata dei fumi mediante il seguente calcolo:

$$C_n = C \cdot (273,16) / (273,16 + T_f)$$

- C_n: concentrazione normalizzata
 C: concentrazione non normalizzata
 T_f: T dei fumi (in °C), calcolata come media delle tre misure di temperatura

c) *Normalizzazione per umidità*

La concentrazione normalizzata per pressione si ottiene a partire dalla concentrazione e dalla pressione misurata dei fumi mediante il seguente calcolo:

$$C_n = C * (100 - H_2O)/100$$

- C_n: concentrazione normalizzata
 C: concentrazione non normalizzata
 H₂O: % di umidità nei fumi misurata dallo strumento

d) *Normalizzazione per ossigeno*

La concentrazione normalizzata per ossigeno si ottiene a partire dalla concentrazione, dall'ossigeno misurato nei fumi e dal valore di ossigeno di riferimento mediante il seguente calcolo:

$$C_n = C * (21 - O_{2r}) / (21 - O_{2m})$$

Dove:

- C_n: concentrazione normalizzata per ossigeno
 C: concentrazione non normalizzata per ossigeno
 O_{2r}: valore di ossigeno di riferimento (pari al 15%)
 O_{2m}: valore di concentrazione di ossigeno misurato nei fumi

8. DEFINIZIONE STATI DI IMPIANTO

Al fine di consentire l'analisi di dettaglio dello stato di funzionamento delle unità di seguito vengono classificati e definiti gli stati dell'impianto e dei relativi i transitori di avviamento ed arresto dei gruppi e relative durate.

La classificazione degli stati di impianto e delle relative ore di funzionamento avviene in modo automatico da parte del software SME, in base ai segnali di presenza fiamma e potenza generata, fatti salvi i criteri di validazione dei dati più avanti descritti. Nelle tabelle SME generate dal sistema gli stati di impianto sono così codificati:

- N.D. = non disponibile, dato non acquisito a causa di blocco software o hardware del sistema di elaborazione

- F.S. = fuori scansione, dato escluso manualmente o per guasto dal sistema di acquisizione
- Tar = in calibrazione o in QAL3
- * = media 24 ore/oraria non valida (o in generale dato non valido) per la presenza di anomalie dell'analizzatore o dei parametri connessi o dell'armadio analisi
- ** = riferimento parametro calcolato
- F = minimo tecnico non raggiunto (appare nelle ore di fermo impianto, avviamento, fermata)
- N.A. = non applicabile. Valore non presente perché non è applicabile il confronto col limite di legge (media giornaliera con meno di 6 ore di NF, media mensile con meno di 144 ore di NF)
- > = superamento soglia normativa
- (3h) = media giornaliera non valida per presenza di più di 3 ore non valide
- N.F. = normale funzionamento
- r = dato ricalcolato, a seguito di inserimento di un dato Manuale
- S = dato stimato, valore non misurato dal sistema ma stimato in base agli algoritmi di calcolo esposti al punto 4.1.5 (integrazione dati mancanti)
- m = dato Manuale, valore inserito manualmente da operatore secondo quanto esposto al punto 4.1.5 (inserimento dai manuali)
- stato = regime, fermo, avv, transitorio (si veda il seguito per la spiegazione)

La descrizione degli stati di classificazione delle ore, esplicitati al punto 3.3.7, è di seguito riportata:

- **Normale funzionamento (o detto “regime”) – stato 30**

Le singole unità vengono definite in assetto di funzionamento a regime se funzionano con potenza erogata maggiore del minimo tecnico, come individuato nel paragrafo precedente.

Un **ora solare** è **classificata come di normale funzionamento** se per almeno il 70% del tempo il gruppo ha funzionato con potenza erogata maggiore del minimo tecnico (MTA).

- **Gruppo Fermo (detto “fermo”) – stato 34**

Un'ora solare è classificata come di **fermo impianto** se per almeno il 70% del tempo il segnale di fiamma è assente.

Le ore solari in cui vi è la presenza fiamma ma è non superiore al minimo tecnico, per almeno il 30%, del tempo sono **classificate come ore di transitorio**, tra queste distinguiamo:

- **Avviamento (detto “avv.”) – stato 31**

L' avviamento Inizia dal primo istante in cui vi è presenza fiamma fino al raggiungimento del MTA.

Gli avviamenti possono essere di queste tipologie:

- Avviamento da Freddo: dopo uno stato di fermo impianto superiore alle 96 ore.
- Avviamento Tiepido: dopo uno stato di fermo impianto superiore alle 24 ore fino a 96 ore.
- Avviamento a Caldo: dopo uno stato di fermo impianto inferiore alle 24 ore.

- **Arresto (o detto “transitorio”) – stato 32**

Inizia dalla discesa del carico al di sotto del minimo tecnico e si conclude con il segnale di assenza fiamma o l'interruzione dell'alimentazione del combustibile. Tale assetto è denominato “transitorio” perché potrebbe anche consistere in una discesa di carico con successiva ripresa (transitorio generico) ed in generale è di breve durata se paragonato all'avviamento.

Nel caso in cui, dopo un'ora di regime, il gruppo ha registrato degli stati in arresto ed in avviamento verrà assegnato per l'ora lo stato prevalente tra i due.

Ai fini della gestione del file dei transitori, la prima ora in cui inizia un avviamento è calcolata come media oraria di concentrazione (mg/Nm^3) solo se lo stato di combustione è mantenuto per almeno il 30% dell'ora solare, viceversa è un'ora di Fermo Impianto. Analogamente l'ultima ora di una fermata è calcolata come media oraria di concentrazione se lo stato di combustione è mantenuto per almeno il 30% del tempo.

Solo ai fini del file di gestione dei transitori, un transitorio di avviamento o di arresto può, in base al fatto che viene arrestato ad un certo punto essere distinto nei seguenti casi:

- **Mancato avviamento**

Ha luogo quando, all'accensione della fiamma, e termina con l'interruzione dell'alimentazione del combustibile (passaggio ad assenza fiamma) senza avere superato il minimo tecnico.

- **Transitorio generico**

Inizia dalla discesa di carico sotto il minimo tecnico e termina con il ritorno del carico al di sopra del minimo tecnico. I dati di concentrazione e flusso di massa vengono calcolati nel caso in cui tale evento abbia una durata da rendere l'ora non di regime, considerando dentro anche gli eventuali contributi di regime. Viceversa il contributo di questo tipo di transitorio è calcolato nelle masse dell'ora nella tabella giornaliera.

Il sistema SME, a partire da dicembre 2019, identifica i transitori in modo automatico analizzando i dati registrati dal sistema che, come precedentemente descritto, determina lo stato di funzionamento dei

gruppi in base ai segnali di presenza fiamma e potenza generata. E' predisposta una tabella riassuntiva, come da fac simile presente al paragrafo 4.3.5, di tutti i transitori che il sistema SME elabora automaticamente, in grado di restituire anche il dettaglio ora per ora di tutti ogni singolo transitorio, fornendo i seguenti dati:

- Tonnellate emesse di CO ed NOx. Le masse di ogni evento di transitorio sono date dalla somma dei totali di ogni ora dell'evento che è calcolata dal prodotto della concentrazione media dell'ora per il volume dei fumi emessi.
- Durata del transitorio
- Tipologia del transitorio (avviamento, arresto, mancato avviamento, transitorio generico)
- Tipologia tipo di avviamento (freddo, tiepido, caldo)
- Volume fumi emessi (kNm³)
- Gas naturale consumato (kSm³)
- Concentrazione media di NOx e CO

Ai fini del calcolo delle emissioni massiche nei transitori, per la comunicazione del Report Annuale AIA ed altri adempimenti di legge, si considera la modalità comunicata con nota Enel-PRO-24/05/2011-0023246 che prevede una valutazione sulla base dei parametri caratteristici misurati in transitori tipo e rapportati al tempo di durata del transitorio effettivo. In particolare dall'esito della misura dei transitori caratteristici (rdp ASP10EMIRP035-00) si hanno i seguenti dati:

AVVIAMENTI CARATTERIZZATI									
gruppo E	durata reale								
	h	m	tot in minuti	NOx [kg/ev]	CO [kg/ev]	Volume stechiometrico [Nm ³]	Volume stechiometrico [Nm ³ /min]	Combustibile utilizzato gas naturale [sm ³]	Combustibile utilizzato gas naturale [sm ³ /min]
AF	6	37	397	332	20.441	4.965.670	12.508	174.234	439
AT	3	20	200	138	6.034	2.750.481	13.752	96.508	483
AC	2	01	121	93	2.579	1.817.331	15.019	63.766	527
FR	0	28	28	22	1.075	404.960	14.463	14.209	507

AVVIAMENTI CARATTERIZZATI									
gruppo G	durata reale								
	h	m	tot in minuti	NOx [kg/ev]	CO [kg/ev]	Volume stechiometrico [Nm ³]	Volume stechiometrico [Nm ³ /min]	Combustibile utilizzato gas naturale [sm ³]	Combustibile utilizzato gas naturale [sm ³ /min]
AF	6	36	396	316	23350	5.248.840	13.255	184.176	465
AT	3	35	215	138	5888	3.097.257	14.406	108.675	505
AC	2	16	136	85	2069	2.038.844	14.992	71.538	526
FR	0	29	29	17	688	440.980	15.206	15.473	534

I transitori di definiscono come segue:

- Avviamento freddo (AF): se temperatura metallo camera ruota < 150 °C
- Avviamento tiepido (AT): se temperatura metallo camera ruota > 150 °C e < 370 °C
- Avviamento caldo (AC): se temperatura metallo camera ruota > 370 °C
- Arresto o fermata (FR): dalla discesa sotto il MTA alla fiamma spenta

Il calcolo delle emissioni massiche avviene, per ognuna delle tipologie di cui sopra, come segue:

- Massa CO = CO kg/ev * (durata evento/durata evento caratteristico)
- Massa NOx = NOx kg/ev * (durata evento/durata evento caratteristico)
- Volume fumi = volume stechiometrico caratteristico [Nm³/min] * durata evento
- Consumo gas = comb. utilizzato gas caratteristico [Sm³/min] * durata evento

ALLEGATO 2 SME

RICOGNIZIONE DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE ATTINENTE LE MISURE IN CONTINUO DELLE EMISSIONI

1. GENERALITÀ

I riferimenti normativi per l'esercizio del sistema di monitoraggio in continuo e per la valutazione e la comunicazione dei risultati di misura sono da ricercarsi nei seguenti provvedimenti :

- **Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)** con allegato Parere Istruttorio Conclusivo comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo
- **Decreto legislativo 152 del 3 aprile 2006 parte V** (Norme in materia ambientale) e s.m.i., Legge 20 novembre 2017 n.167 "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017";
- **Norma EN UNI 14181:2015** Emissioni da sorgente fissa - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici
- **Norma EN UNI 15259:2008** Qualità dell'aria, misurazioni da sorgente fissa: requisiti delle sezioni e dei siti di misurazione
- **Norma UNI EN 16911:2013** Determinazione manuale e automatica della velocità e flusso nei condotti
- **DM 31/01/2005** Migliori tecniche disponibili in materia di sistemi di monitoraggio delle emissioni
- **Linea Guida Ispra 87/2013** Guida tecnica per la gestione dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni
- **Definizione modalità di attuazione dei Piani di Monitoraggio e Controllo** Documenti emessi da ISPRA in 5 emissioni differenti ad oggi.

Seppur formalmente abrogati dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i., nelle more dell'emanazione dei decreti applicativi del D.Lgs. 152/06, costituiscono inoltre utile riferimento i seguenti decreti:

- **Decreto del Presidente della Repubblica 203 del 24 maggio 1988** (Attuazione delle direttive CEE n.ri 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).
- **Decreto Ministero dell'Ambiente del 12 luglio 1990** (linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione).
- **Decreto Ministero dell'Ambiente del 21 dicembre 1995** (disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali).

2. DISPOSIZIONI GENERALI

Il D.Lgs 152/06 s.m.i. stabilisce, all'art. 273 – comma 15, punto I, che le norme previste per i *grandi impianti di combustione* (art. 273 e limiti da questo rinviati in allegato II, parte II sezioni da 1 a 5, lett. A) non si applicano alle turbine a gas autorizzate anteriormente alla data di entrata in vigore della parte V del D.Lgs stesso (29.04.06), fatte salve le norme espressamente riferite; per tale tipologia di impianto

continuano pertanto ad applicarsi le disposizioni sui valori limite e loro controllo stabilite dai decreti autorizzativi specifici o nel caso, per quanto non espressamente specificato dalla parte III dell'allegato I.

3. CRITERI DI MISURA ED ELABORAZIONE DATI

Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)

I metodi di campionamento, analisi e valutazione delle emissioni sono quelli indicati nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Definizione modalità di attuazione dei Piani di Monitoraggio e Controllo (I, II, III, IV, V emissione)

Definisce (nella parte G) i metodi di riferimento SRM per l'applicazione degli standard della norma UNI EN 14181:2015

Comma 1 dell' art. 4 del DM 12/7/90 (linee guida).

I metodi di campionamento, analisi e valutazione delle emissioni sono quelli indicati nell'allegato 4. Ai sensi dell'art. 3, comma 2, punto b) del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n.203, conformemente alla proposta dell'Istituto superiore di sanità (ISS), tali metodi saranno integrati entro nove mesi dalla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale del presente Decreto.

Le disposizioni riportate nel comma 1 e negli altri commi di questo articolo riguardano le sole misure discontinue, fatta eccezione per alcune definizioni ed aspetti generali riportati nei manuali UNICHIM cui si fa riferimento (si veda l'allegato 4 del DM 12/7/90).

DM 06/05/92.

Istituisce un sistema nazionale (CENIA) finalizzato al controllo ed alla assicurazione di qualità dei dati di inquinamento atmosferico. Il CENIA promuove la definizione di procedure per la validazione dei dati analitici e per la calibrazione delle apparecchiature di rilevamento mirate alla qualità dei dati e alla loro comparabilità a livello comunitario ed internazionale sia per le misure della qualità dell'aria sia per le misure di emissione.

Linea Guida Ispra 87/2013

Cap. 11 metodi di calcolo dei valori medi ed elaborazioni successive

Allegato VI parte V D.Lgs 152/06.

configurazioni di misura.

Descrive le funzioni che il sistema di misura deve espletare e le apparecchiature richieste.

modalità di campionamento.

Indica la norma UNI di riferimento per la sezione di campionamento con la possibilità di concordare una sezione diversa con l'Autorità di controllo.

misure.

Richiede la certificazione degli analizzatori ed indica le modalità misura della concentrazione totale di NO_x.

sistema di acquisizione, validazione ed elaborazione dei dati.

Nei relativi sottoparagrafi sono indicate le funzioni che comprendono: acquisizione, validazione ed elaborazione delle misure, gestione allarmi, calibrazione automatica, redazione tabelle.

elaborazioni.

Vengono date le definizioni di periodo di osservazione, ore di normale funzionamento, disponibilità dei dati elementari, condizioni per l'utilizzazione dei dati medi orari calcolati, periodi temporali di riferimento.

presentazione dei risultati.

Obbligo dell'esercente di conservare i dati rilevati ed elaborati per almeno 5 anni a disposizione dell'Autorità di controllo.

4. INSTALLAZIONE DEI SISTEMI DI MISURA.

Paragrafo 9.3.1 del Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)

In relazione alle sezioni in esercizio il gestore dovrà effettuare le misurazioni in continuo delle emissioni di NO_x e CO.

Paragrafo "emissioni in aria" del PMC allegato al DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)

L'impresa effettua le misurazioni e le registrazioni in continuo delle concentrazioni delle emissioni di monossido di carbonio (CO), di ossidi di azoto (espressi come NO₂), del tenore volumetrico di ossigeno (O₂), dei valori di temperatura, pressione, portata volumetrica dell'effluente gassoso.

UNI EN 15259:2008 Requisiti delle sezioni e dei siti di misurazione e dell'obiettivo e del piano e del rapporto di misurazione

La sezione di misura di ogni camino è omogenea e rappresentativo il punto di prelievo in accordo a questa norma come verificato dai rapporti di prova riportati in allegato 4.

5. CERTIFICAZIONE DELLE MISURE

La certificazione delle misure riguarda sia la scelta degli analizzatori in fase di realizzazione del sistema, sia le verifiche e le calibrazioni da effettuare periodicamente in fase di esercizio.

Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA)

Norma UNI EN 14181:2015: Assicurazione della qualità dei sistemi di misura automatici

Nei casi in cui le misure delle emissioni vengano effettuate con metodi automatici continui il gestore è tenuto a sottoporre con regolarità il sistema di misurazione a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalle norme. In particolare il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2015 – Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le seguenti fasi:

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- Test di verifica annuale (AST);
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Autorità di controllo (o dalla stessa Autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del gestore.

Norma UNI EN 16911:2013 determinazione manuale e automatica della velocità e flusso nei condotti

Sono svolte annualmente, sulla misura di velocità fumi, le misure in accordo alla presente norma ed in particolare riferite alla parte 1 che prevede il soddisfacimento del criterio del +/- 10%. A partire dal 2020 sono condotte le verifiche rispetto alla parte 2 della norma che attestano la conformità più accurata mediante inserimento retta di calibrazione e verifica annuale della stessa con la prova di funzionalità

della retta. Le evidenze del soddisfacimento dei requisiti di cui alla norma parte 2 sono riportati nei seguenti rapporti:

- Rdp. C0007874 “Gruppo 3 Verifiche dell’analizzatore di portata del Sistema di Misura Emissioni installato sul gruppo turbogas E della centrale di Porto Corsini ai sensi della norma UNI EN 16911-2:2013 – Procedura QAL2”
- Rdp. C0007876 “Gruppo 4 Verifiche dell’analizzatore di portata del Sistema di Misura Emissioni installato sul gruppo turbogas G della centrale di Porto Corsini ai sensi della norma UNI EN 16911-2:2013 – Procedura QAL2”

UNI EN 14956 e 15267

Certificazione e requisiti dei sistemi in continuo delle emissioni (AMS) ai fini dell’ottenimento della certificazione QAL1

DM 12/7/90 punto 3 dell’allegato 4.

Paragrafo 2.5: calibrazioni.

Dà le definizioni di calibrazione e sistema di calibrazione in campo per ogni analizzatore.

Paragrafo 3: tarature e verifiche.

Illustra le verifiche periodiche a carico dell’esercente, le tarature, le verifiche in campo condotte dall’autorità di controllo o dall’esercente sotto la sua supervisione, la verifica di accuratezza.

Norme ulteriori individuano sia le Autorità preposte al controllo, sia le autorità competenti alla definizione dei metodi di riferimento per le tarature: rispettivamente, le Province (Legge 142/90 sulle autonomie locali art. 14) e direttamente o indirettamente il CENIA (il D.M. 6 maggio 92 citato).

6. VALORI LIMITE DI EMISSIONE

I valori limite delle emissioni dell’impianto di Porto Corsini sono stabiliti dal Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA) cap. 9.3.1 del PIC e sono riportati nel documento Base e nell’allegato 8 del manuale dello SME.

ALLEGATO 3 SME

DICHIARAZIONI DEI PARAMETRI TECNICI

1. GENERALITA'

Il D. Lgs. 152/06 art. 268 definisce il minimo tecnico definito come carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime.

Il Parere Istruttorio Conclusivo allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA) definisce il minimo tecnico al carico di 210 MWe prodotti dal turbogas e turbina a vapore (si veda stampa del documento in calce).

Successivamente nel corso degli anni Enel ha avanzato istanza di richiesta agli Enti competenti di riduzione del minimo tecnico, come segue:

- il MTA è stato portato a 190 MWe come somma della potenza TG+TV con nota ENEL-PRO-14/08/2013-0032846 (gruppo G) e ENEL-PRO-18/02/2014-0007011 (gruppo E).
- con nota ENEL-PRO-01/07/2014-0026403 è stato portato a 170 MWe, per entrambi i gruppi E e G, sempre come somma della potenza TG+TV
- Infine alla data presente il minimo tecnico è definito al carico di 100 MWe, per entrambi i gruppi E e G, come potenza del solo TG (rif. Comunicazione ENEL-PRO-29/11/2019-0018885).

Tale parametro è significativo perché utilizzato per caratterizzare i periodi di avviamento e di arresto e di conseguenza le ore di "regime" valide per il confronto con i limiti imposti.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Istruttorio - ENEL PRODUZIONE SPA
Centrale a ciclo combinato di Porto Corsini (RA)

	gli avviamenti dei due gruppi di produzione E e G.
Gasolio	<ul style="list-style-type: none"> Per alimentare i due Gruppi elettrogeni il cui avvio avviene automaticamente in caso di mancanza di tensione sulla rete per mantenere l'alimentazione ai servizi ausiliari e d'emergenza. Motopompa per l'azionamento dell'impianto antincendio.

Il Gestore è inoltre autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate in sede di domanda di AIA e necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto. L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA è possibile previa comunicazione scritta all'AC nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico-fisiche delle nuove materie prime utilizzate.

9.3. Emissioni in aria

9.3.1. Emissioni convogliate

Punti di emissione: Camini 1 e 2

SO₂:

L'utilizzo del gas naturale nella combustione comporta in generale livelli di emissioni di SO₂ < 10 mg/Nm³ senza ricorso a misure tecniche aggiuntive (Bref LCP 7.5.3 pag 479).

Il Gestore dichiara che le emissioni di SO₂ sono nulle in quanto al di sotto della soglia minima di rilevanza (1 mg/Nm³) senza ricorso a tecniche aggiuntive.

Si ritiene pertanto di non dover prescrivere VLE per l'SO₂ in quanto la sua possibile formazione, per questa tipologia di impianti alimentati a gas naturale, è esclusa dalla letteratura internazionale degli stessi BRef.

Polveri:

L'utilizzo del gas naturale nella combustione comporta in generale livelli di emissioni di Polveri < 5 mg/Nm³ senza ricorso a tecniche aggiuntive (Bref LCP 7.5.3 pag 479).

Si ritiene pertanto di non dover prescrivere VLE per le Polveri in quanto la loro possibile formazione, per questa tipologia di impianti alimentati a gas naturale, è esclusa dalla letteratura internazionale degli stessi BRef.

NO_x e CO_x:

I due gruppi turbogas sono dotati di sistema di abbattimento primario di NO_x, quali bruciatori Dry Low NO_x.

In considerazione dei valori di prestazione del Bref e delle indicazioni fornite dal Gestore in merito alle emissioni dell'impianto, si impone di adottare i limiti riportati nella tabella seguente.

Tutti i limiti alle emissioni in aria nelle seguenti tabelle sono da intendersi riferiti alle ore di normale funzionamento (numero delle ore in cui l'impianto è in funzione, con l'esclusione dei periodi di avviamento e arresto e dei periodi di guasto) con carico superiore al minimo tecnico, che il Gestore dichiara essere pari a 210 MW_e per ciascun gruppo a ciclo combinato.



ENEL
L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.
DIVISIONE GENERAZIONE, ENERGY MANAGEMENT E MERCATO ITALIA
AREA DI BUSINESS OPERAZIONE
UNITÀ DI BUSINESS PORTO CORSINI
48123 Porto Corsini (RA), via Riserva 253
T +39 0544223111 F +39 054952851
enelproduzione@pec.enel.it

Porto Corsini (RA)
PRO/AdB-GEN/PCC/UB-PC



Enel-PRO-14/08/2013-0032846



Oggetto: Centrale termoelettrica ENEL Produzione S.p.A di Porto Corsini - Decreto AIA ex DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 - Minimo tecnico ciclo combinato

Con riferimento al punto 9.3.1 *Emissioni convogliate* del parere Istruttorio allegato al Decreto in oggetto, si comunica che il carico minimo tecnico del ciclo combinato gruppo G è portato da 210 MWe a 190 MWe. Resta invece invariato il minimo tecnico del gruppo E, pari a 210 MWe. Gli impianti verranno pertanto eserciti, a partire dal 24/08/2013, secondo le anzidette modalità operative, con conseguente nuova impostazione del sistema di elaborazione dei dati di concentrazione rilevati alle emissioni.

Ai sensi dell'art 268 comma 1 lett. ee del Dlgs. 152/06, si garantisce l'impegno da parte del gestore di comunicare preventivamente all'Autorità Competente la compatibilità dell'esercizio continuativo dell'attività di produzione termoelettrica a carichi minimi di processo diversi dal valore sopra riportato.

Distinti saluti

Alessandro Rossi
IL RESPONSABILE

<*****>

Spett.le
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni
Ambientali
Divisione IV – Rischio Rilevante e AIA
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA
aia@pec.minambiente.it
c.a. Dott. Giuseppe Lo Presti

<*****>

Spett.le
ISPRA
ISTITUTO SUPERIORE PER LA PROTEZIONE E
LA RICERCA AMBIENTALE
Servizio interdipartimentale per indirizzo, il
coordinamento e il controllo delle attività
ispettive
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it
c.a. Ing. Alfredo Pini

<*****>

Spett.le
ARPA EMILIA ROMAGNA – Sezione di
Ravenna
Servizio Territoriale – Unità IPPC-VIA
Via Alberoni, 17/19
48121 RAVENNA
aora@cert.arpa.emr.it
c.a. Dott.ssa Monica Andrini

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Servizi e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'unità emittente.



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE E GENERAZIONE, ENERGY MANAGEMENT E MERCATO ITALIA
AREA DI BUSINESS: GENERAZIONE
UNITÀ DI BUSINESS: PORTO CORSINI
48123 Porto Corsini (RA), via Roma 363
T +39 0544221111 F +39 054452851
enelproduzione@enel.it

Porto Corsini (RA)
PRQ/AdB-GEN/PCC/UB-PC



Enel-PRO-18/02/2014-0007011



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

<#####>

Spett.le
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni
Ambientali
Divisione IV – Rischio Rilevante e AIA
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA
aia@pec.minambiente.it
c.a. Dott. Giuseppe Lo Presti

<#####>

Spett.le
ISPRA
ISTITUTO SUPERIORE PER LA PROTEZIONE E
LA RICERCA AMBIENTALE
Servizio interdipartimentale per indirizzo, il
coordinamento e il controllo delle attività
ispettive
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it
c.a. Ing. Alfredo Pini

<#####>

Spett.le
ARPA EMILIA ROMAGNA – Sezione di
Ravenna
Servizio Territoriale – Unità IPPC-VIA
Via Alberoni, 17/19
48121 RAVENNA
aora@cert.arpa.emr.it
c.a. Dott.ssa Monica Andriani

Oggetto: **Centrale termoelettrica ENEL Produzione S.p.A di Porto Corsini - Decreto
AIA ex DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 - Minimo tecnico ciclo
combinato**

Con riferimento al punto 9.3.1 *Emissioni convogliate* del parere Istruttorio allegato al Decreto
in oggetto, si comunica che il carico minimo tecnico del ciclo combinato gruppo E è portato da
210 MWe a 190 MWe. Resta invece invariato il minimo tecnico del gruppo G, pari a 190 MWe.
Gli impianti verranno pertanto eserciti, a partire dal 24/02/2014, secondo le anzidette
modalità operative, con conseguente nuova impostazione del sistema di elaborazione dei dati
di concentrazione rilevati alle emissioni.

Ai sensi dell'art 268 comma 1 lett. ee del D.lgs. 152/06, si garantisce l'impegno da parte del
gestore di comunicare preventivamente all'Autorità Competente la compatibilità dell'esercizio
continuativo dell'attività di produzione termoelettrica a carichi minimi di processo diversi dal
valore sopra riportato.

Distinti saluti

Alessandro Rossi
IL RESPONSABILE

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi
dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su
supporto analogico è effettuata da Enel Service e costituisce una
copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a
richiesta presso l'unità emittente.



DEVELOPMENT, ENERGY MANAGEMENT & MERCATO ITALIA
ARPA EMILIA ROMAGNA - SERVIZIO
UNITA' DI BUSINESS PORTO-CORSINI
48121 Porto Corsini (RA), via Salaria 253
T +39 0542 225111 F +39 0542 225111
arpro@arpro.emr.it

Porto Corsini (RA)
PRC/AR - CEN/PC/UB-PC



Enel-PRO-01/07/2014-0026403



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA

Spett.le
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni
Ambientali
Divisione IV – Rischio Rilevante e AIA
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA
aia@pec.minambiente.it
c.a. Dott. Giuseppe Lo Presti

Spett.le
ISPRA
ISTITUTO SUPERIORE PER LA PROTEZIONE E
LA RICERCA AMBIENTALE
Servizio Interdipartimentale per indirizzi, il
coordinamento e il controllo delle attività
ispettive
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it
c.a. Ing. Alfredo Pini

Spett.le
ARPA EMILIA ROMAGNA – Sezione di
Ravenna
Servizio Territoriale – Unità IPPC-VIA
Via Alberoni, 17/19
48121 RAVENNA
aora@cert.arpa.emr.it
c.a. Dott.ssa Monica Andrioli

Con riferimento al punto 9.3.1 Emissioni convogliate del Parere Istruttorio allegato al Decreto
in oggetto, comunichiamo che il carico minimo tecnico di ambedue i cicli combinati gruppo E e
gruppo G è portato da 190 MWe a 170 MWe.

Gli impianti verranno pertanto eserciti, a partire dal 08/07/2014, secondo le anzidette
modalità operative, con conseguente nuova impostazione del sistema di elaborazione dei dati
di concentrazione rilevati alle emissioni.

Ai sensi dell'art. 268 comma 1 lett. ee del D.Lgs. 152/06, si garantisce l'impegno da parte del
gestore di comunicare preventivamente all'Autorità Competente la compatibilità dell'esercizio
continuativo dell'attività di produzione termoelettrica a carichi minimi di processo diversi dal
valore sopra riportato.

Distinti saluti.

Alessandro Rossi
IL RESPONSABILE

Il presente documento è generato con firma digitale ai sensi
dell'art. 21 del d.lgs. 02/02/2002. La riproduzione dello stesso in
qualsiasi forma è vietata senza il consenso scritto di Enel.
Quali firma e data dell'originale informatico, disponibili a
richiesta presso l'unità ambiente.

Oggetto: Centrale Termoelettrica ENEL Produzione SpA di Porto Corsini (RA).
Decreto AIA ex DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009
Minimo tecnico ciclo combinato



1/2

16.17.588270



Thermal Generation Italy
Power Plant North
Power Plant Porto Corsini
Viale Regina Margherita 125, 00198 Roma



ENEL-PRO-29/11/2019-0018885

enelproduzione@pec.enel.it

PRO/TG/CCGT-O&G/PP-NORTH/PP-PC

Spett.le
ISPRA
ISTITUTO SUPERIORE PER LA
PROTEZIONE E LA RICERCA
AMBIENTALE
Servizio Interdipartimentale per l'indirizzo, il
coordinamento ed il controllo delle attività
Ispettive
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA RM
PEC: protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Spett.le
ARPAE EMILIA ROMAGNA – Sezione di
Ravenna
Servizio Territoriale – Unità IPPC-VIA
Via Alberoni, 17/19
48121 RAVENNA RA
PEC: aorpa@cert.arpa.emr.it
c.a. Dott.ssa Monica Andrioli

Oggetto: Decreto ex DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 di autorizzazione della centrale Termoelettrica ENEL Produzione SpA di Porto Corsini (RA).
Comunicazione nuova strumentazione SME.

Con riferimento alla comunicazione ENEL-PRO-07/11/2019-0017254 vi informiamo che i lavori di sostituzione della strumentazione SME e gli altri interventi previsti sono stati completati e il sistema così composto è attivo dal 25/11/2019. In particolare la nuova strumentazione ha le seguenti matricole:

- Gruppo E NO: N1-L6-376, CO: N1-L6-377, O2: N1-L6-488, H2O: N1L6104687 (sensori N1L6205984), portata fumi: 19398498 (sensori: 19158249 e 19158250)
- Gruppo G NO: N1-L6-375, CO: N1-L6-379, O2: N1-L6-490, H2O: N1L6104686 (sensori N1L6205982), portata fumi: 19458838 (sensori: 19158247 e 19158248)

Vi segnaliamo che dalla messa in servizio del sistema SME, per entrambi i gruppi, è stato imposto il Minimo Tecnico Ambientale con riferimento al carico del solo Turbogas TG (unità emittente) e non alla somma del carico del TG e della turbina a vapore (TV). Tale carico nuovo di minimo tecnico è stato fissato in 100 MW che del resto rappresenta il carico del solo TG quando il carico del gruppo (inteso come somma di TG e TV era al minimo tecnico precedente che era pari a 170 MW.

Le attività di cui sopra non hanno comportato alcuna perdita di dati in quanto i gruppi sono stati in condizioni di fermata programmata che si è conclusa il 24/11/2019.

1/2



M. 55705/05

Enel Produzione SpA - Società con unico socio - Sede legale: 00198 Roma, Viale Regina Margherita 125 - Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale e Partita IVA 09617541001 - R.E.A. 904803 - Capitale Sociale 1.800.000.000 Euro i.v. - Direzione e coordinamento di Enel SpA

ALLEGATO 4 SME

DESCRIZIONE DEL SOTTOSISTEMA DI CAMPIONAMENTO E DEI PUNTI DI CAMPIONAMENTO PER LE MISURE DI VERIFICA IN CAMPO

PUNTI DI CAMPIONAMENTO PER IL SISTEMA DI MONITORAGGIO.

Quanto riportato nel presente allegato è da intendersi per ognuno dei quattro camini presenti. I dettagli tecnici sono comunque riportati nel Manuale d'Uso e Manutenzione SME che è una raccolta di tutte la documentazione costruttiva dei componenti dello SME.

PRELIEVO GAS:

Sono presenti due sonde di prelievo con relativa linea riscaldata, di cui una in servizio e l'altra in back-up di riserva. Ogni sonda di prelievo composta da un filtro in acciaio sinterizzato riscaldato a 160°C e due uscite per il prelievo del gas campione. Un'uscita è dedicata al sistema di analisi e la seconda allo strumento di misura dell'acqua. Entrambe le uscite sono idonee per l'allacciamento alla sonda di prelievo costituita da due tubi in PTFE.

La sonda ha lunghezza di immersione di 2500 mm, è completa di riscaldamento e sensore di temperatura ed è protetta da un box IP54 per la parte meccanica e IP65 per la parte elettrica.

PORTATA FUMI:

Avviene con strumento ad ultrasuoni della ditta SICK (certificato TÜV) Mod. Flowsic 100 per la misura continua della portata fumi. Ad ogni verifica annuale del Sistema di Misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di velocità per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 10\%$ del riferimento. Ciò è comunque soddisfatto dalla verifica in accordo alla UNI EN 16911:2013-parte 2 (cosiddetta QAL2 velocità fumi) condotta a partire dall'anno 2020, che certifica la precisione dello strumento in maniera più stringente rispetto al criterio del 10%.

MISURA DI TEMPERATURA:

Avviene con 3 pozzetti ad inserto termometrico PT 100 Ohm/0°C per la misura della temperatura dei fumi., disposte a circa 120 ° tra di loro lungo la sezione di misura.

Tutte le misure di temperatura, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità della Tabella pag. 25 del *“Piano di Monitoraggio e Controllo”* allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA). Ad ogni verifica annuale del Sistema di Misura in continuo, condotta da laboratorio esterno accreditato, dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento. Nel caso di mancato superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio. Ogni 4 mesi viene verificata internamente il rispetto di tale requisito.

MISURE DI PRESSIONE:

Avviene con 2 trasmettitori di pressione assoluta, disposte a circa 180 ° tra di loro lungo la sezione di misura, mod. Sitrans IP 65 con tecnica a 2 fili con uscita 4-20 mA collegati con il sistema acquisizione dati in cabina.

Tutte le misure di pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità della Tabella pag.25 del “Piano di Monitoraggio e Controllo” allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA). Ad ogni verifica annuale del Sistema di Misura in continuo, condotta da laboratorio esterno accreditato, dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento. Nel caso di mancato superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio. Ogni 4 mesi viene verificata internamente il rispetto di tale requisito.

PUNTI DI CAMPIONAMENTO PER LE VERIFICHE IN CAMPO

Esistono n.4 punti di verifica sul camino alla stessa quota della sonda di prelievo del sistema di monitoraggio in continuo, denominati prese gravimetriche (vedi allegato 5). Tali punti sono disposti a circa 90° l'uno dall'altro e consentono di effettuare il prelievo fumi per i microinquinanti nonché i vari reticoli per i vari test funzionali della velocità fumi e omogeneità della sezione..

ACCESSIBILITA'

Per i punti di prelievo installati sul camino é assicurata l'accessibilità da scale e piattaforme alle quote utili. Il piano di lavoro, con superficie di almeno 5 m², è provvisto di copertura antiscivolo (grigliato) e di copertura mobile per la protezione dagli agenti atmosferici, di facile predisposizione a richiesta di necessità. Ciascun punto di prelievo a camino è dotato di un montacarichi/paranco per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 500 kg e adatto a sollevare strumenti di lunghezza fino a 3 m. Le prese di misura sono comprese ad un'altezza di 1,3 - 1,5 m.

RAPPRESENTATIVITÀ DEL SISTEMA DI CAMPIONAMENTO PER INQUINANTI GASSOSI

La rappresentatività è il requisito essenziale del sistema di campionamento descrivibile come l'attitudine di un sistema a prelevare e trasferire all'apparecchiatura di analisi un flusso di gas nel quale le concentrazioni degli inquinanti da misurare rispecchiano la concentrazione media degli stessi inquinanti nella sezione di campionamento, ovvero nella emissione. La rappresentatività dipende dal grado di omogeneità della distribuzione degli inquinanti nella sezione di campionamento, dalle condizioni fluidodinamiche nella sezione stessa e dalla capacità della linea di trasferimento (condotto di adduzione dalla sezione agli analizzatori) di mantenere inalterate le caratteristiche

chimico fisiche del gas prelevato. La valutazione della rappresentatività del sottosistema di campionamento è possibile operativamente introducendo un opportuno indice.

Nel caso della Centrale di Porto Corsini la sezione di installazione del punto di prelievo del sistema di monitoraggio è tale da ritenere che il grado di omogeneità dei gas e le condizioni fluidodinamiche siano ottimali, così come previsto dal D. Lgs. 152/2006 (in sostituzione al DM 21.12.95). Tale verifica è quindi da ricondurre alla verifica della sezione di prelievo e del punto della rappresentatività del punto di prelievo in accordo alla norma UNI EN 15259:2008 che prevede una verifica preliminare delle distanze della sezione di prelievo dalle prime discontinuità a monte e a valle, ed in caso di non soddisfacimento di queste prevede delle misure in reticolo. Le condizioni di soddisfacimento della sezione sono riportate al punto 6.2.1 lett. b) della norma, in particolare è previsto che vi siano almeno 5 diametri idraulici di tratto rettilineo a monte e 2 a valle. In base ai dati riportati nella tabella in allegato 1 si vede come entrambe le condizioni sono soddisfatte:

- Lunghezza dritta del condotto prima della sezione di prelievo: 43,7 m (minimo 31,9m)
- Lunghezza dritta del condotto dopo la sezione di prelievo 18,5 m (minimo 12,76 m)
- Sezione di scarico costante e senza ostacoli o ostruzioni: ok

Tuttavia è stata comunque condotta la verifica su tutti i camini come indicato al capitolo 8 della norma ed ha dato esito positivo confermando l'omogeneità della sezione di prelievo come riportato nei rapporti di prova:

- **C0007872** “Centrale di Porto Corsini Gruppo E - Verifica della sezione di prelievo Sistema Misura Emissioni secondo norma UNI EN 15259:2008
- **C0007875** “Centrale di Porto Corsini Gruppo G - Verifica della sezione di prelievo Sistema Misura Emissioni secondo norma UNI EN 15259:2008

Inoltre per il Sistema di Monitoraggio delle Emissioni va garantita la conformità alla Norma UNI EN 14181:2015. Tale Norma individua le procedure di assicurazione della qualità delle misure. Si possono individuare diverse fasi:

- QAL 1 (EN ISO 14956 e 15267-3:2007): prevede la verifica dell'adeguatezza della strumentazione agli scopi che ci si è prefissi a monte dell'installazione dello SME attraverso la determinazione delle caratteristiche di misura degli strumenti ed il calcolo dell'incertezza;
- QAL 2 (UNI EN 14181:2015): comporta il controllo della corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza tramite un controllo di taratura usando uno strumento di riferimento e il calcolo della variabilità;
- QAL 3 (UNI EN 14181:2015): la procedura utilizzata per mantenere la qualità delle misure dello SME durante il suo normale funzionamento, verificando che le derive di zero e di span sono coerenti con quelle determinate durante la procedura QAL 1;

- AST (UNI EN 14181:2015): la procedura è un test di sorveglianza annuale ed ha lo scopo di verificare le prestazioni e il funzionamento dello SME e di valutare la variabilità e la validità della taratura dello SME.

Le relazioni tecniche citate nonché tutti i rapporti di verifica QAL2, AST, report QAL3 e certificati QAL1 sono conservate in archivio HSEQ. Nelle tabelle che seguono sono riportati i dati caratteristici delle rette di calibrazione QAL2 caricate a sistema e i cui rapporti di prova sono conservati in archivio HSEQ.

		Unità di misura	Unità E	Unità G
Analizzatori NO	Data di inserimento retta	data	25/05/2020	25/05/2020
	Pendenza retta di taratura	[--]	1,076	1,05
	Intercetta retta di taratura	[mg/Nm ³]	-1,26	-0,64
	Limite superiore intervallo di taratura valido	[mg/Nm ³]	31,30	35,73
	Intervallo confidenza (Ic _{95%})	[mg/Nm ³]	2,175	0,45

		Unità di misura	Unità E	Unità G
Analizzatori CO	Data di inserimento retta	gg/mm/aaaa	25/05/2020	25/05/2020
	Pendenza retta di taratura	[--]	1,067	1,019
	Intercetta retta di taratura	[mg/Nm ³]	1,00	1,13
	Limite superiore intervallo di taratura valido	[mg/Nm ³]	33,00	31,50
	Intervallo confidenza (Ic _{95%})	[mg/Nm ³]	0,235	0,646

		Unità di misura	Unità E	Unità G
Analizzatori O₂	Data di inserimento retta	gg/mm/aaaa	25/05/2020	25/05/2020
	Pendenza retta di taratura	[--]	1,002	1,003
	Intercetta retta di taratura	[%vol]	0	0
	Limite superiore intervallo di taratura valido	[%vol]	NA	NA
	Intervallo confidenza (Ic _{95%})	[%vol]	NA	NA

		Unità di misura	Unità E	Unità G
Analizzatori H₂O	Data di inserimento retta	gg/mm/aaaa	25/05/2020	25/05/2020
	Pendenza retta di taratura	[-]	0,913	0,868
	Intercetta retta di taratura	[%vol]	0	0
	Limite superiore intervallo di taratura valido	[%vol]	NA	NA
	Intervallo confidenza (lc _{95%})	[%vol]	NA	NA

		Unità di misura	Unità E	Unità G
Analizzatori Velocità fumi	Data di inserimento retta	gg/mm/aaaa	18/08/2020	18/08/2020
	Coefficiente I grado	[-]	1,02	1,09
	Coefficiente II grado	[-]	0,0	0,0
	Intercetta retta di taratura	[m/s]	-0,65	-0,44
	Limite superiore intervallo di taratura valido	[m/s]	30,33	29,08
	Intervallo confidenza (lc _{95%})	[m/s]	NA	NA

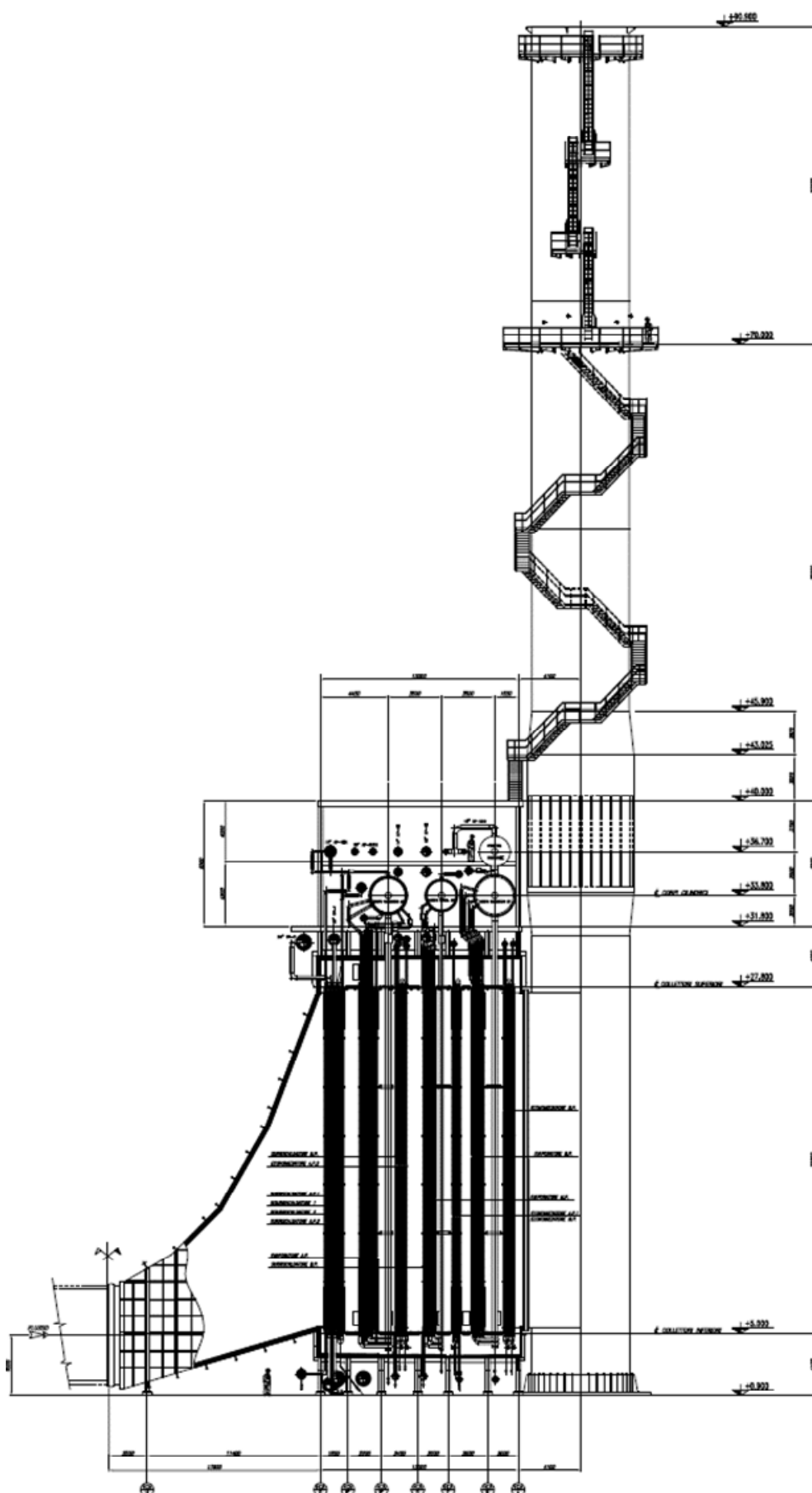
ALLEGATO 5 SME

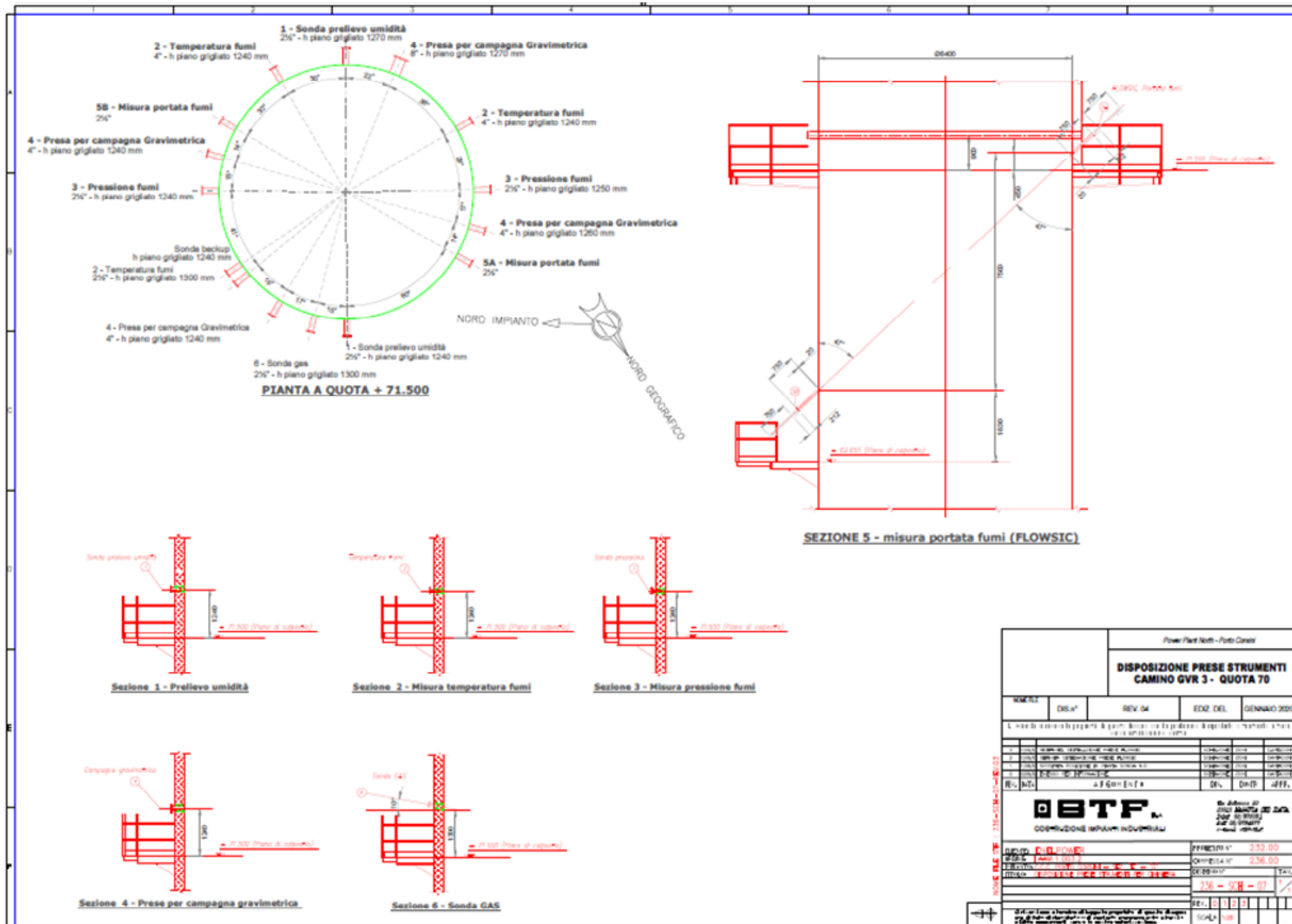
DESCRIZIONE CAMINI E PUNTI DI CAMPIONAMENTO

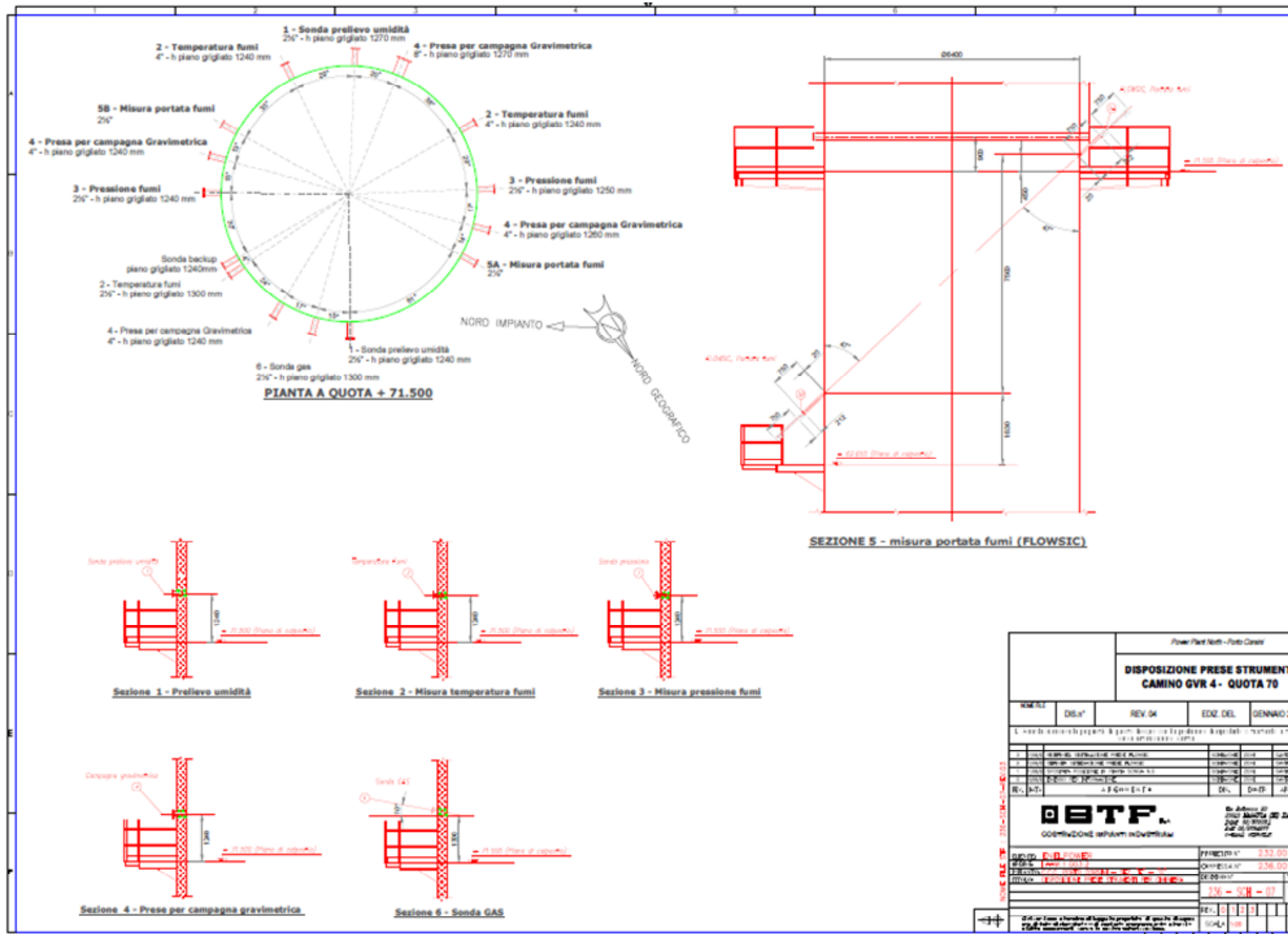
GENERALITA'

La strumentazione è installata in maniera conforme a quanto disposto dalle normative di settore, rispettando i vincoli della norme specifiche del settore ed in particolare della UNI EN 15259:2008 e 16911:2013 per quanto attiene la sezione di misura e i requisiti di omogeneità e rappresentatività.

Tali aspetti sono dettagliati in allegato 1 e 4 dal punto di vista numerico e informativo, e in questa sezione presentiamo i disegni tipici costruttivi del camino e delle prese della strumentazione estratti dal disegno generale 912PC26146.







Power Plant North - Porto Corsini				
DISPOSIZIONE PRESE STRUMENTI CAMINO GVR 4 - QUOTA 70				
NUMERO	DIS. n°	REV. DA	EDIZ. DEL	GENNAIO 2020
L'azienda conserva la proprietà di questo documento e ne è responsabile. I diritti sono riservati. È vietata espressamente la ristampa o l'uso non autorizzato senza permesso scritto dalla ENEL.				
REVISIONE	DIS. n°	REV. DA	EDIZ. DEL	GENNAIO 2020
1	1	0	01	01
2	2	1	01	01
3	3	2	01	01
4	4	3	01	01
5	5	4	01	01
6	6	5	01	01
7	7	6	01	01
8	8	7	01	01
9	9	8	01	01
10	10	9	01	01
11	11	10	01	01
12	12	11	01	01
13	13	12	01	01
14	14	13	01	01
15	15	14	01	01
16	16	15	01	01
17	17	16	01	01
18	18	17	01	01
19	19	18	01	01
20	20	19	01	01
21	21	20	01	01
22	22	21	01	01
23	23	22	01	01
24	24	23	01	01
25	25	24	01	01
26	26	25	01	01
27	27	26	01	01
28	28	27	01	01
29	29	28	01	01
30	30	29	01	01
31	31	30	01	01
32	32	31	01	01
33	33	32	01	01
34	34	33	01	01
35	35	34	01	01
36	36	35	01	01
37	37	36	01	01
38	38	37	01	01
39	39	38	01	01
40	40	39	01	01
41	41	40	01	01
42	42	41	01	01
43	43	42	01	01
44	44	43	01	01
45	45	44	01	01
46	46	45	01	01
47	47	46	01	01
48	48	47	01	01
49	49	48	01	01
50	50	49	01	01
51	51	50	01	01
52	52	51	01	01
53	53	52	01	01
54	54	53	01	01
55	55	54	01	01
56	56	55	01	01
57	57	56	01	01
58	58	57	01	01
59	59	58	01	01
60	60	59	01	01
61	61	60	01	01
62	62	61	01	01
63	63	62	01	01
64	64	63	01	01
65	65	64	01	01
66	66	65	01	01
67	67	66	01	01
68	68	67	01	01
69	69	68	01	01
70	70	69	01	01
71	71	70	01	01
72	72	71	01	01
73	73	72	01	01
74	74	73	01	01
75	75	74	01	01
76	76	75	01	01
77	77	76	01	01
78	78	77	01	01
79	79	78	01	01
80	80	79	01	01
81	81	80	01	01
82	82	81	01	01
83	83	82	01	01
84	84	83	01	01
85	85	84	01	01
86	86	85	01	01
87	87	86	01	01
88	88	87	01	01
89	89	88	01	01
90	90	89	01	01
91	91	90	01	01
92	92	91	01	01
93	93	92	01	01
94	94	93	01	01
95	95	94	01	01
96	96	95	01	01
97	97	96	01	01
98	98	97	01	01
99	99	98	01	01
100	100	99	01	01

ALLEGATO 6 SME

CERTIFICAZIONE DEGLI ANALIZZATORI DI GAS AD ESTRAZIONE

GENERALITA'

Gli analizzatori di gas utilizzati dall'impianto (installati sull'impianto o a disposizione per riserva) devono disporre di idonee certificazioni rilasciate dal fornitore al momento dell'acquisizione o dalla ditta specializzata che ha sottoposto la strumentazione alla conferma metrologica e taratura successivamente all'acquisto.

Un altro requisito fondamentale degli analizzatori è che devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità e taratura secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 14181:2015 (aggiornamento dell'edizione 14181:2005).

La strumentazione è perciò sottoposta a verifiche di taratura annuali secondo le modalità previste ai punti 5.3 e 5.4 (procedura AST) ed a verifiche più frequenti che prevedono il controllo di ripetibilità degli strumenti e la verifica delle derive di zero e di span (procedura QAL 3). Tali grandezze devono risultare coerenti con quelle determinate secondo la procedura QAL 1 a monte dell'installazione del sistema di monitoraggio.

Tali certificazioni (si veda facsimile a seguire) ove sono riportati a titolo di esempio i certificati di QAL1 per degli analizzatori di CO, NO, O₂, H₂O, velocità sono conservate nell'Archivio HSEQ, che è gestito secondo procedure e responsabilità definite dal Sistema di Gestione Ambientale, certificato ISO14001 e registrato EMAS.

Il livello di rispondenza della strumentazione installata/da installare ai requisiti definiti da normativa/Autorità Competente/Atti Autorizzativi è definito sulla base delle seguenti condizioni, il soddisfacimento di ognuna delle quali è condizione necessaria per procedere alla verifica della successiva:

- Certificato di conformità ai requisiti tecnici di tipo e di applicazione (esiti delle verifiche di sistema per la certificazione del prodotto condotte secondo la norma UNI EN ISO 14956:2004);
- Presenza di certificato QAL1 (conformità dell'analizzatore ai procedimenti specificati nella norma UNI EN 15267);

La norma UNI EN 14181 in revisione 2015 è progettata per essere applicata su SME che siano certificati in accordo allo standard UNI EN 15267.

Per la strumentazione SME installata è stata verificata l'idoneità delle sue caratteristiche in accordo alle procedure del livello di qualità QAL1, descritte nelle norme UNI EN ISO 14956 e UNI EN 15267.

L'applicazione di questi standard consente di verificare che l'incertezza composta caratteristica dello SME soddisfi i requisiti di incertezza stabiliti nelle normative applicabili. In particolare:

- La UNI EN ISO 14956 descrive le procedure per determinare l'incertezza dei risultati delle misure, fornendo criteri generali. La norma specifica, nel campo delle procedure di misurazione in ambiente gassoso, la stima dell'incertezza di misura, la valutazione della conformità di valori specifici delle caratteristiche di prestazione di un metodo alla qualità richiesta del valore misurato, la valutazione dell'applicabilità del metodo, la definizione di requisiti per la strumentazione.

- La UNI EN 15267-1 specifica i principi generali, inclusi le procedure comuni e i requisiti, per la certificazione di prodotto dei sistemi di misurazione automatici (AMS) per monitorare la qualità dell'aria ambiente e le emissioni da sorgenti fisse. La norma si applica per la certificazione di tutti i sistemi di misurazione automatici per il monitoraggio della qualità dell'aria ambiente e delle emissioni da sorgenti fisse per le quali i criteri di prestazione e le procedure di prova sono disponibili nelle norme europee.
- La UNI EN 15267- 3 specifica i criteri di prestazione e i procedimenti di prova per i sistemi di misurazione automatici che misurano i gas, il particolato e il flusso alle emissioni da sorgente fissa. La norma costituisce un'applicazione della EN ISO 14956 e rappresenta uno strumento per dimostrare la conformità della strumentazione ai requisiti del primo livello di assicurazione della qualità QAL1 definito nella UNI EN 14181:2015 e definisce i dati in ingresso usati nel terzo livello di assicurazione della qualità QAL3.

Un sistema SME che sia certificato secondo i test ed i requisiti della norma UNI EN 15267-3 e che, conseguentemente, consenta di verificare che i requisiti di incertezza fissati dalla normativa sono soddisfatti, allora soddisfa anche i requisiti per la QAL1.

Valutazione del certificato QAL1

Sono stati valutati i valori dello scarto tipo per ciascuna misura con esito positivo, con riferimento alle indicazioni del fornitore riportate nel certificato QAL1, nelle condizioni effettive di funzionamento dello strumento:

$$\sigma_{sme} = f(u_{inst} \ u_{temp} \ u_{volt} \ u_{pres} \ u_{altro})$$

La configurazione dei parametri desunti dal certificato QAL1 viene eseguita dall'operatore Siemens nelle apposite maschere del software SME:

- Identificativo della misura
- Identificativo dell'analizzatore certificato e data
- Range di misura
- Limiti di rilevabilità
- Intervallo di confidenza
- Tempo di risposta
- Scarto tipo per zero e span $\sigma_{sme_{zero \ o \ span}} = f(u_{inst} \ u_{temp} \ u_{volt} \ u_{pres} \ u_{altro})$

L'incertezza composta dello strumento in uso, desumibile dai certificati QAL1, è calcolabile valutando in maniera opportuna i diversi contributi all'incertezza, tale risultato fornisce il corrispondente valore di incertezza estesa, per un certo intervallo di confidenza, che deve essere confrontato con gli specifici requisiti normativi di incertezza estesa:

Lo standard UNI EN 15267-3, p.to14, raccomanda che l'incertezza estesa dello SME, determinata utilizzando procedure conformi alla UNI EN ISO 14956, non sia >75% dell'incertezza estesa specificata dalla normativa, questo requisito consente generalmente alla strumentazione di superare positivamente le verifiche di QAL2 e QAL3 e, quindi, di essere adatta allo specifico uso. E' quindi necessario che siano presenti per ogni analizzatore:

- Certificato QAL1 costruttore
- Certificato QAL1 incertezza estesa ai sensi UNI EN 15267-3 e/o UNI 14956
- Certificato calcolo incertezza standard QAL3 (per configurazione sams) ad eccezione della velocità fumi che è QAL3 compliance come da certificato in seguito.
- Certificato QAL1 ai sensi della UNI EN 15267-3 e UNI EN 16911-2 (solo per velocità)

Tali documenti sono tutti presenti e conservati in archivio HSEQ e nel seguito si allegano almeno uno di questi per tipologia tra quelli della strumentazione installata sul gruppo E.

Certificazione QAL 1 - Analizzatore NO

SIEMENS	Automation and Drives Process Instrumentation and Analytics
<h2 style="margin: 0;">Herstellererklärung</h2> <p style="margin: 10px 0;">für automatische Messeinrichtungen (AMS)</p> <p style="margin: 10px 0;">zur Erfüllung der Anforderungen nach DIN EN 14956 und QAL 1 entsprechend EN 14185</p> <p style="margin: 20px 0;">SIEMENS AG A&D PI 2 76181 Karlsruhe, Deutschland</p> <p style="margin: 10px 0;">bescheinigt, dass das Produkt</p> <p style="margin: 10px 0;">ULTRAMAT 6 E, F</p> <p style="margin: 10px 0;">7 MB 21</p> <p style="margin: 10px 0;">NO 0-100 mg/m³</p> <p style="margin: 20px 0;">die Anforderungen nach DIN EN 14956 und QAL 1 entsprechend EN 14181 für die im folgenden genannten Bedingungen erfüllt.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 30px;"> <div style="width: 45%; text-align: center;">  <p>Dr. Frank Diedrich Leiter Analytik A&D PI 2 Siemens AG Datum: 15.06.2005</p> </div> <div style="width: 45%; text-align: center;">  <p>Peter Berghäuser Entwicklungsleiter A&D PI 2 RD Siemens AG Datum: 15.06.2005</p> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px; font-size: small;"> <p>SIEMENS AG, Östliche Rheinbrückenstraße 50, 76187 Karlsruhe, Deutschland processanalytics@siemens.com / www.siemens.de/processanalytik Copyright © Siemens AG, Juni 2005</p> </div>	

Certificazione QAL 1 - Analizzatore CO

SIEMENS

Automation and Drives
Process Instrumentation and Analytics

Herstellereklärung

für automatische Messeinrichtungen (AMS)

zur Erfüllung der Anforderungen nach DIN EN 14956
und QAL 1 entsprechend EN 14181

SIEMENS AG A&D PI 2
76181 Karlsruhe, Deutschland

bescheinigt, dass das Produkt

ULTRAMAT 6 E, F

7 MB 21

CO 0-50 mg/m³

die Anforderungen nach DIN EN 14956 und QAL 1 entsprechend
EN 14181 für die im folgenden genannten Bedingungen erfüllt.



Dr. Frank Diedrich
Leiter Analytik
A&D PI 2
Siemens AG
Datum: 15.06.2005



Peter Berghäuser
Entwicklungsleiter
A&D PI 2 RD
Siemens AG
Datum: 15.06.2005

SIEMENS AG, Örtliche Rheindorferstraße 50, 76187 Karlsruhe, Deutschland
processanalytics@siemens.com / www.siemens.de/processanalytics
Copyright © Siemens AG, Juni 2005

Certificazione QAL 1 - Analizzatore NO, CO ai sensi 15267-3



PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

This is to certify that the

ULTRAMAT 6 Multi-component analyser

Manufactured by:

Siemens AG

DE-76181
Karlsruhe,
Germany

has been assessed by Sira Certification Service
And for the conditions stated on this certificate complies with:

**MCERTS Performance Standards for Continuous Emission
Monitoring Systems (CEMS) and T-CEMS, Version 4 dated July 2018
EN15267-3:2007,
& QAL 1 as defined in EN 14181: 2014**

Certification Ranges :

NO	0-100 mg/m ³	to	0-200 mg/m ³
CO	0-50 mg/m ³	to	0-75 mg/m ³
SO ₂	0-75 mg/m ³		

Project No. : 674/0374 & 70211412
Certificate No : Sira MC040034/08
Initial Certification : 25 February 2004
This Certificate Issued : 29 May 2019
Renewal Date : 24 February 2024

Emily Alexander
Environmental Project Engineer

MCERTS is operated on behalf of the Environment Agency by

Sira Certification Service

Unit 6, Hawarden Industrial Park
Hawarden, Deeside, CH5 3US
Tel: +44 (0)1244 670 900



The MCERTS certificate consists of this document in its entirety.
For conditions of use, please consider all the information within.
This certificate may only be reproduced in its entirety and without change.
To authenticate the validity of this certificate please visit www.csagroupuk.org/mcerts

Certificazione QAL 1 - Analizzatore O2



Certificate

TÜV Süd Industrie Service GmbH

Laboratory for Environmental Services
(Laboratorium Umwelt Service)
accredited according DIN EN ISO/IEC 17025 DAP-PL-2885.99

Oxymat 6E,F 7MB20

Gas Analyser for O₂
Report Nr. 24019084 (February 1999)

Manufacturer:
Siemens AG, Karlsruhe, Germany

TÜV Süd Industrie Service GmbH is herewith certifying that the analyser Oxymat 6E,F 7MB20 for O₂ has the following expanded uncertainty (calculated according DIN EN ISO 14956, Jan. 2003 and prEN 15267-3, August 2005):

Component	C _{test} Vol.-%	Range of measurement Vol.-%	Expanded Uncertainty according EN ISO 14956
Oxygen, O ₂	11	0-25	0,49 Vol.-% (2 % of range of measurement)

The analyser can be used in combination with other tested measuring systems which fulfil QAL 1 of EN 14181.

The calculation according DIN EN ISO 14956 was performed on the basis of the results of the investigations of report 24019084 (February 1999) for the German suitability test.
The following performance characteristics were regarded: Response time; lower detection limit; lack of fit; instability/ drift; repeatability; sensitivity to ambient temperature, ambient pressure, voltage supply and gas flow; sample losses, selectivity/ interfering components; uncertainty of calibration gas

Munich, January 2006


Dr. D. Fiederer

Laboratorium Umwelt Service, TÜV Süd Industrie Service GmbH, IS-US3-MUC,
Westendstrasse 199, D-80686 München


Dr. A. Brandl



MCERTS

PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

This is to certify that the

OXYMAT 6 Oxygen analyser

Manufactured by:

Siemens AG

DE-76181
Karlsruhe,
Germany

has been assessed by Sira Certification Service
And for the conditions stated on this certificate complies with:

**MCERTS Performance Standards for Continuous Emission
Monitoring Systems (CEMS) and T-CEMS, Version 4 dated July 2018**
EN15267-3:2007,
& QAL 1 as defined in EN 14181: 2014

Certification Ranges :

O₂ 0 to 5 % vol to 0 to 25 % vol

Project No. : 674/0374 & 70211412
Certificate No : Sira MC040032/06
Initial Certification : 25 February 2004
This Certificate issued : 24 February 2019
Renewal Date : 24 February 2024

Emily Alexander
Environmental Project Engineer

MCERTS is operated on behalf of the Environment Agency by

Sira Certification Service

Unit 6, Hawarden Industrial Park
Hawarden, Deeside, CH5 3US
Tel: +44 (0)1244 670 900



*The MCERTS certificate consists of this document in its entirety.
For conditions of use, please consider all the information within.
This certificate may only be reproduced in its entirety and without change
To authenticate the validity of this certificate please visit www.csagroupuk.org/mcerts*

Certificato QAL1 Analizzatore H2O



PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

This is to certify that the

LDS 6 Ammonia Analyser

Manufactured by:

Siemens AG
DE - 76181
Karlsruhe,
Germany

has been assessed by Sira Certification Service
And for the conditions stated on this certificate complies with:

**MCERTS Performance Standards for Continuous Emission
Monitoring Systems, Version 4 dated July 2018**
EN15267-3:2007,
& QAL 1 as defined in EN 14181: 2014

Certification Ranges :

NH ₃	0 to 20 mg/m ³	(0 to 25 mg/m ³ *m)
	0 to 76 mg/m ³	(0 to 95 mg/m ³ *m)
	0 to 380 mg/m ³	(0 to 475 mg/m ³ *m)
H ₂ O	0 to 30 %vol.	(0 to 37.5 %vol.*m)
	0 to 40 %vol.	(0 to 50 %vol.*m)

*Valid for a path length of 1.25m or higher

Project No. : 16A26521
Certificate No : Sira MC060088/08
Initial Certification : 26 November 2006
This Certificate issued : 16 November 2018
Renewal Date : 28 November 2021

Emily Alexander
Environmental Project Engineer

MCERTS is operated on behalf of the Environment Agency by

Sira Certification Service



Unit 6, Hawarden Industrial Park
Hawarden, Deeside, CH5 3US
Tel: +44 (0)1244 670 900

*The MCERTS certificate consists of this document in its entirety.
For conditions of use, please consider all the information within.
This certificate may only be reproduced in its entirety and without change
To authenticate the validity of this certificate please visit www.csagroupuk.org/mcerts*

Certificato QAL1 Analizzatore velocità fumi sick

<h1 style="margin: 0;">CERTIFICATE</h1> <h2 style="margin: 0;">of Product Conformity (QAL1)</h2>	
<p>Certificate No.: 0000038499_01</p>	
<p>AMS designation:</p>	<p>FLOWSIC 100 for velocity</p>
<p>Manufacturer:</p>	<p>SICK Engineering GmbH Bergener Ring 27 01458 Ottendorf-Okrilla Germany</p>
<p>Test Laboratory:</p>	<p>TÜV Rheinland Energy GmbH</p>
<p>This is to certify that the AMS has been tested and certified according to the standards</p> <p>EN 15267-1: 2009, EN 15267-2: 2009, EN 15267-3: 2007, EN 14181 (2004) and EN ISO 16911-2 (2013)</p>	
<p>Certification is awarded in respect of the conditions stated in this certificate (this certificate contains 10 pages).</p>	
<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="margin-left: 10px;"> <p>Suitability Tested EN 15267 QAL1 Certified Regular Surveillance</p> <p>www.tuv.com ID 0000038499</p> </div> </div>	
<p>Publication in the German Federal Gazette (BAnz) of 05 March 2013</p> <p>German Federal Environment Agency Dessau, 05 March 2018</p>	<p>This certificate will expire on: 04 March 2023</p> <p>TÜV Rheinland Energy GmbH Cologne, 04 March 2018</p>
<p>Dr. Marcel Langner Head of Section II 4.1</p>	<p>ppa. Dr. Peter Wilbring</p>
<p>www.umwelt-tuv.eu tre@umwelt-tuv.eu Phone: + 49 221 806-5200</p>	<p>TÜV Rheinland Energy GmbH Am Grauen Stein 51105 Köln</p>
<p>Test institute accredited to EN ISO/IEC 17025:2005 by DAkkS (German Accreditation Body). This accreditation is limited to the accreditation scope defined in the enclosure to the certificate D-PL-11120-02-00.</p>	



PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

This is to certify that the

FLOWSIC100 Gas Flowmeter

Manufactured by:

SICK Engineering GmbH

Bergener Ring 27
01458 Ottendorf-Okrilla
Germany

has been assessed by Sira Certification Service
And for the conditions stated on this certificate complies with:

**MCERTS Performance Standards for Continuous Emission
Monitoring Systems (CEMS), Version 4 dated July 2018
EN15267-1:2009, EN15267-2:2009, EN15267-3:2007,
EN ISO 16911-2 & QAL 1 as defined in EN 14181: 2014**

Certification Ranges :

Velocity	0 to 20 m/s
	0 to 40 m/s

Project No.	: 674/0373C
Certificate No	: Sira MC040040/05
Initial Certification	: 10 August 2004
This Certificate issued	: 09 August 2019
Renewal Date	: 09 August 2024

Emily Alexander
Environmental Project Engineer

MCERTS is operated on behalf of the Environment Agency by

Sira Certification Service

Unit 6, Hawarden Industrial Park
Hawarden, Deeside, CH5 3US
Tel: +44 (0)1244 670 900



*The MCERTS certificate consists of this document in its entirety.
For conditions of use, please consider all the information within.
This certificate may only be reproduced in its entirety and without change
To authenticate the validity of this certificate please visit www.csagroupuk.org/mcerts*

Certificato incertezza estesa UNI 15267-3 e 14956, per CO

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3		
Analyzer Module:	ULTRAMAT 6E	7MB2123-0XD20-1XH4 Y17+Y18	S/N N1L6377
Measuring component:	Carbon Monoxide	CO Low	

1) Input parameters

Process conditions	
Measuring range	0 - 70 mg/m ³
Maximum possible measurement range (with same hardware)	1000 mg/m ³
Ambient pressure range	990 - 1010 hPa
Ambient temperature range	20 - 35 °C
Voltage deviation	5 %
Uncertainty of test gas	2 %
ELV to be monitored	30 mg/m ³
Sample gas line length	110 m
Sample gas flow rate	180 l/h
Maximum response time	170 seconds
Calculated response time (acc. To sample line length)	170 seconds

Cross Interferences

Component		concentration
Oxygen	O ₂	14,7 Vol%
Water	H ₂ O	7,15 Vol%
Carbon Monoxide	CO	3,4 mg/m ³
Carbon Dioxide	CO ₂	3,3 Vol%
Methane	CH ₄	mg/m ³
Dinitrogen Monoxide	N ₂ O	mg/m ³
Nitrogen Monoxide	NO	mg/m ³
Nitrogen Dioxide	NO ₂	23,00 mg/m ³
Ammonia	NH ₃	mg/m ³
Sulfur Dioxide	SO ₂	0,5 mg/m ³
Hydrogen Chloride	HCl	mg/m ³

^{*)} Due to cross-interferences, max. recommended concentration for N₂O: 28 mg/m³

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:

Centrale di PORTO CORSINI Gr.3

Analyzer Module:

ULTRAMAT 6E

7MB2123-0XD20-1XH4 Y17+Y18

S/N

N1L6377

Measuring component:

Carbon Monoxide

CO Low

2) Calculations for given process conditions

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Unit
		X_{meas}	negative contribution	positive contribution	X_{meas}	negative contribution	positive contribution	X_{meas}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,034	0,000	0,034	mgim ³
Water	7 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Carbon Monoxide	2,4 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Methane	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Dinitrogen Monoxide	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Nitrogen Monoxide	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Nitrogen Dioxide	22,9 mgim ³	-0,029	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,029	-0,029	0,000	mgim ³
Ammonia	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Sulfur Dioxide	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Hydrogen Chloride	0 mgim ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mgim ³
Sum of positive influences				0,000							mgim ³
Sum of negative influences				0,000							mgim ³

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions in % of measurement range

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		X_{meas}	negative contribution	positive contribution	X_{meas}	negative contribution	positive contribution	X_{meas}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%	0,07%	4,00%
Water	7 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Monoxide	2,4 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Methane	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Dinitrogen Monoxide	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Monoxide	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Dioxide	22,9 mgim ³	-0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	-0,06%	0,00%	4,00%
Ammonia	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sulfur Dioxide	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Hydrogen Chloride	0 mgim ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sum of positive influences				0,00%							4,00%
Sum of negative influences				0,00%							4,00%

Calculation of 95% confidence interval of measurement uncertainty at process conditions

Contribution		Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		u_i	$u_{i,rel}$	$u_{i,abs}$	u_i	$u_{i,rel}$	$u_{i,abs}$	u_i	$u_{i,rel}$	$u_{i,abs}$	
Lack of fit	u_L	0,000	0,000	0,000	-0,156	-0,090	0,008	-0,156	-0,090	0,008	1,000
Zero drift	$u_{d,z}$	0,156	0,090	0,008	0,000	0,000	0,000	0,156	0,090	0,008	1,500
Span drift	$u_{d,s}$	0,000	0,000	0,000	0,400	0,231	0,053	0,400	0,231	0,053	1,500
Influence of sample flow	u_f	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Influence of ambient temperature change	u_T	0,000	0,000	0,000	0,664	0,384	0,147	0,664	0,384	0,147	2,500
Influence of ambient pressure change	u_p	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Influence of supply voltage	u_{sv}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Cross sensitivity	u_{cs}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Random deviation from paired measurements under field conditions (*)	u_D	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,650
Repeatability standard deviation at span level (*)	u_R	0,090	0,052	0,003	0,150	0,087	0,008	0,150	0,087	0,008	1,000
Uncertainty of reference material (test gas)	u_{RM}	0,700	0,404	0,163	0,700	0,404	0,163	0,700	0,404	0,163	1,000
Alignment	u_{al}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Conversion rate of AMS for measurement of NOx	u_{CR}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Changes of response factors	u_{cf}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000

* The larger value is used: Standard deviation from paired measurements under field conditions or Repeatability standard deviation at span level

Combined uncertainty	Zero point			Span point			In Total			Unit
	u_{max}	u_{rel}	u_{abs}	u_{max}	u_{rel}	u_{abs}	u_{max}	u_{rel}	u_{abs}	
Total expanded uncertainty (95%)			0,417			0,616			0,622	mgim ³
$U = 1,96 \times u_{max}$										
Relative total expanded uncertainty										
Relative total expanded uncertainty at desired ELV										
Requirement (acc. to ISO 2010/75/EC)										
Requirement (acc. to EN 15267-3)										

Conclusion for process conditions

Relative total expanded uncertainty requirement acc. to IED 2010/75/EC fulfilled	
Relative total expanded uncertainty requirement acc. to EN 15267-3 fulfilled	

Certificato incertezza estesa UNI 15267-3 e 14956, per NO

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3		
Analyzer Module:	ULTRAMAT 6E	7MB2123-0PE20-1PH4 Y17+Y18	S/N N1L6376
Measuring component:	Nitrogen oxides	NOx	

1) Input parameters

Process conditions	
Measuring range	0 - 100 mg/m ³
Maximum possible measurement range (with same hardware)	1000 mg/m ³
Ambient pressure range	990 - 1010 hPa
Ambient temperature range	20 - 35 °C
Voltage deviation	5 %
Uncertainty of test gas	2 %
ELV to be monitored	30 mg/m ³
Sample gas line length	110 m
Sample gas flow rate	180 l/h
Maximum response time	170 seconds
Calculated response time (acc. To sample line length)	170 seconds

Cross Interferences

Component		concentration
Oxygen	O ₂	14,7 Vol%
Water	H ₂ O	7,15 Vol%
Carbon Monoxide	CO	3,4 mg/m ³
Carbon Dioxide	CO ₂	3,3 Vol%
Methane	CH ₄	mg/m ³
Dinitrogen Monoxide	N ₂ O	mg/m ³
Nitrogen Monoxide	NO	mg/m ³
Nitrogen Dioxide	NO ₂	23,00 mg/m ³
Ammonia	NH ₃	mg/m ³
Sulfur Dioxide	SO ₂	0,5 mg/m ³
Hydrogen Chloride	HCl	mg/m ³

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3			
Analyzer Module:	ULTRAMAT 6E	7MB2123-0PE20-1PH4 Y17+Y18	S/N	N1L6376
Measuring component:	Nitrogen oxides		NOx	

2) Calculations for given process conditions

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Unit
		X_{max}	negative contribution	positive contribution	X_{max}	negative contribution	positive contribution	X_{max}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	-0,340	0,000	0,000	-0,272	0,000	0,000	-0,340	-0,340	0,000	mg/m ³
Water	7 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Carbon Monoxide	2,4 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Methane	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Nitrogen Monoxide	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m ³	0,057	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,057	0,000	0,057	mg/m ³
Ammonia	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Sulfur Dioxide	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Hydrogen Chloride	0 mg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	mg/m ³
Sum of positive influences				0,000			0,000			0,000	mg/m ³
Sum of negative influences				0,000			0,000			0,000	mg/m ³

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions in % of measurement range

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		X_{max}	negative contribution	positive contribution	X_{max}	negative contribution	positive contribution	X_{max}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	-0,34%	0,00%	0,00%	-0,27%	0,00%	0,00%	-0,34%	-0,34%	0,00%	4,00%
Water	7 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Monoxide	2,4 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Methane	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Monoxide	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m ³	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,06%	4,00%
Ammonia	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sulfur Dioxide	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Hydrogen Chloride	0 mg/m ³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sum of positive influences				0,00%			0,00%			0,00%	4,00%
Sum of negative influences				0,00%			0,00%			0,00%	4,00%

Calculation of 95% confidence interval of measurement uncertainty at process conditions

Contribution		Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		u_i			u_i			u_i			
Lack of fit		0,000	0,000	0,000	-0,300	-0,173	0,030	-0,300	-0,173	0,030	2,000
Zero drift		0,138	0,080	0,006	0,000	0,000	0,000	0,138	0,080	0,006	3,000
Span drift		0,000	0,000	0,000	0,260	0,150	0,023	0,260	0,150	0,023	3,000
Influence of sample flow		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Influence of ambient temperature change		0,000	0,000	0,000	0,686	0,396	0,157	0,686	0,396	0,157	5,000
Influence of ambient pressure change		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Influence of supply voltage		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Cross sensitivity		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,000
Standard deviation from paired measurements under field conditions *)		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,300
Repeatability standard deviation at span level *)		0,080	0,046	0,002	0,200	0,115	0,013	0,200	0,115	0,013	2,000
Uncertainty of reference material (test gas) (20% of calibration range)		1,400	0,808	0,653	1,400	0,808	0,653	1,400	0,808	0,653	
Misalignment		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Conversion rate of AMS for measurement of NOx		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Changes of response factors		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

*) The larger value is used: Standard deviation from paired measurements under field conditions or Repeatability standard deviation at span level

Combined uncertainty		Zero point			Span point			In Total			Unit
		s_{max}			s_{max}			u_c			
Total expanded uncertainty (95%)			0,813			0,936			0,939		mg/m ³
Relative total expanded uncertainty											
Requirement (acc. to IED 2010/75/EC)											
Requirement (acc. to EN15267-3)											

Conclusion for process conditions

Relative total expanded uncertainty requirement acc. to IED 2010/75/EC fulfilled	
Relative total expanded uncertainty requirement acc. to EN 15267-3 fulfilled	

Certificato incertezza estesa UNI 15267-3 e 14956, per O₂

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3		
Analyzer Module:	OXYMAT 6E	7MB2021-0FA00-1DA4	S/N N1L6488
Measuring component:	Oxygen	O ₂	

1) Input parameters

Process conditions	
Measuring range	0 - 25 Vol%
Maximum possible measurement range (with same hardware)	25 Vol%
Ambient pressure range	990 - 1010 hPa
Ambient temperature range	20 - 35 °C
Voltage deviation	5 %
Uncertainty of test gas	2 %
Certification range to be monitored	21 Vol%
Sample gas line length	110 m
Sample gas flow rate	180 l/h
Maximum response time	170 seconds
Calculated response time (acc. To sample line length)	170 seconds

Cross Interferancies

Component		concentration
Oxygen	O ₂	14,7 Vol%
Water	H ₂ O	7,15 Vol%
Carbon Monoxide	CO	3,4 mg/m ³
Carbon Dioxide	CO ₂	3,3 Vol%
Methane	CH ₄	mg/m ³
Dinitrogen Monoxide	N ₂ O	mg/m ³
Nitrogen Monoxide	NO	mg/m ³
Nitrogen Dioxide	NO ₂	23,00 mg/m ³
Ammonia	NH ₃	mg/m ³
Sulfur Dioxide	SO ₂	0,5 mg/m ³
Hydrogen Chloride	HCl	mg/m ³

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:
Analyzer Module:

Centrale di PORTO CORSINI Gr.3
OXYMAT 8E

7MB2021-0FA00-1DA4

S/N

N1L6488

Measuring component:

Oxygen

O₂

2) Calculations for given process conditions

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Unit
		X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Water	7 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Carbon Monoxide	2,4 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Methane	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Nitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Ammonia	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Sulfur Dioxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Hydrogen Chloride	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Sum of positive influences				0,000			0,000			0,000 Vol%	
Sum of negative influences				0,000			0,000			0,000 Vol%	

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions in % of measurement range

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	X _{max,i}	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Water	7 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Carbon Monoxide	2,4 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Methane	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Nitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Ammonia	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Sulfur Dioxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Hydrogen Chloride	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%
Sum of positive influences				0,00%			0,00%			0,00%	
Sum of negative influences				0,00%			0,00%			0,00%	

Calculation of 95% confidence interval of measurement uncertainty at process conditions

Contribution		Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		U _i	U _{i,2}	U _{i,3}	U _i	U _{i,2}	U _{i,3}	U _i	U _{i,2}	U _{i,3}	
Look of fit	U ₁	0,00	0,00	0,00	-0,05	-0,03	0,00	-0,05	-0,03	0,00	1,25
Zero drift	U _{2,2}	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00	1,25
Span drift	U _{2,3}	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	1,25
Influence of sample flow	U ₃	0,00	0,00	0,00	0,25	0,14	0,02	0,25	0,14	0,02	1,25
Influence of ambient temperature change	U ₄	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	3,13
Influence of ambient pressure change	U ₅	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
Influence of supply voltage	U ₆	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
Cross sensitivity	U ₇	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50
Random deviation from paired measurements (under field conditions *)	U ₈	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
Repeatability standard deviation at span level *)	U ₉	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	1,25
Uncertainty of reference material (test gas)	U ₁₀	0,35	0,20	0,04	0,35	0,20	0,04	0,35	0,20	0,04	1,25
Drift of calibration curve	U ₁₁	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
Conversion rate of AMS for measurement of NOx	U ₁₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
Changes of response factors	U ₁₃	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25

* The larger value is used. Standard deviation from paired measurements under field conditions or Repeatability standard deviation at span level

Combined uncertainty	Zero point		Span point		In Total		Unit
	s_{max}	0,202	s_{max}	0,251	u_c	0,251	Vol%
Total expanded uncertainty (95%)			$U = 1,96 \times u_c$			0,492	Vol%
Relative total expanded uncertainty			Limit value (LV)				
Relative total expanded uncertainty in LV			U in % of LV			2,3	%
Requirement (acc. to National Regulation)			U in % of LV			10,0	%

Conclusion for process conditions

Relative total expanded uncertainty requirement acc. to National Regulation fulfilled

Certificato incertezza estesa UNI 15267-3 e 14956, per H2O

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3		
Analyzer Module:	LDS 6	7MB6121-OMT00-0XX4	S/N N1L6104687
Measuring component:	Water	H2O	

1) Input parameters

Process conditions	
Measuring range	0 - 30 % vol.
Maximum possible measurement range (with same hardware)	83,3 % vol.
Ambient pressure range	950 - 1050 hPa
Ambient temperature range	-10 - 35 °C
Voltage deviation	5 %
Uncertainty of test gas	2 %
CR to be monitored	25 Vol%
For TDLS: optical relevant pathlength (of stack diameter)	2 m

Cross Interferancies

Component		concentration
Oxygen	O ₂	14,7 Vol%
Water	H ₂ O	7,15 Vol%
Carbon Monoxide	CO	3,4 mg/m ³
Carbon Dioxide	CO ₂	3,3 Vol%
Methane	CH ₄	mg/m ³
Dinitrogen Monoxide	N ₂ O	mg/m ³
Nitrogen Monoxide	NO	mg/m ³
Nitrogen Dioxide	NO ₂	23,00 mg/m ³
Ammonia	NH ₃	mg/m ³
Sulfur Dioxide	SO ₂	0,5 mg/m ³
Hydrogen Chloride	HCl	mg/m ³

QAL1 calculation according to EN ISO 14956, EN 14181, and EN 15267-3

Automated Measurement System:	Centrale di PORTO CORSINI Gr.3			
Analyzer Module:	LDS 6	7MB6121-0MT00-0XX4	S/N	N1L6104687
Measuring component:	Water	H2O		

2) Calculations for given process conditions

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Unit
		$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Water	7 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Carbon Monoxide	2,4 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Methane	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Nitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Ammonia	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Sulfur Dioxide	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Hydrogen Chloride	0 mg/m³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Vol%
Sum of positive influences				0,000			0,000			0,000	Vol%
Sum of negative influences				0,000			0,000			0,000	Vol%

Evaluation of Cross Sensitivity (CS) at process conditions in % of measurement range

Component	concentration	Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	$X_{max(i)}$	negative contribution	positive contribution	
Oxygen	14,3 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Water	7 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Monoxide	2,4 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Carbon Dioxide	0 Vol%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Methane	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Dinitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Monoxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Nitrogen Dioxide	22,9 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Ammonia	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sulfur Dioxide	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Hydrogen Chloride	0 mg/m³	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%
Sum of positive influences				0,00%			0,00%			0,00%	4,00%
Sum of negative influences				0,00%			0,00%			0,00%	4,00%

Calculation of 95% confidence interval of measurement uncertainty at process conditions

Contribution		Zero point			Span point			In Total			Max. allowed
		U_i	negative contribution	positive contribution	U_i	negative contribution	positive contribution	U_i	negative contribution	positive contribution	
Lack of fit	U_L	0,000	0,000	0,000	-0,213	-0,123	0,015	-0,213	-0,123	0,015	0,600
Zero drift	$U_{L,0}$	0,360	0,208	0,043	0,000	0,000	0,000	0,360	0,208	0,043	0,900
Span drift	$U_{L,s}$	0,000	0,000	0,000	0,869	0,502	0,252	0,869	0,502	0,252	0,900
Influence of sample flow	U_f	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,600
Influence of ambient temperature change	U_T	0,000	0,000	0,000	0,569	0,329	0,108	0,569	0,329	0,108	1,500
Influence of ambient pressure change	U_p	0,000	0,000	0,000	2,025	1,169	1,367	2,025	1,169	1,367	0,600
Influence of supply voltage	U_{sv}	0,272	0,157	0,025	0,272	0,157	0,025	0,272	0,157	0,025	0,600
Cross sensitivity	U_i	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,200
Random deviation from paired measurements under field conditions *)	U_D	0,334	0,193	0,037	0,334	0,193	0,037	0,334	0,193	0,037	0,990
Repeatability standard deviation at span level *)	U_S	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,600
Uncertainty of reference material (test gas)	U_R	0,420	0,242	0,059	0,420	0,242	0,059	0,420	0,242	0,059	
Alignment	U_{ab}	0,000	0,000	0,000	-0,509	-0,294	0,086	-0,509	-0,294	0,086	0,600
Conversion rate of AMS for measurement of NOx	U_{cr}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Changes of response factors	U_{rf}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

*) The larger value is used: Standard deviation from paired measurements under field conditions or Repeatability standard deviation at span level

Combined uncertainty	Zero point			Span point			In Total			Unit
	S_{max}		0,405	S_{max}		1,396	U_c		1,411	Vol%
Total expanded uncertainty (95%)				$U = 1,96 \times U_c$			2,766			Vol%
Relative total expanded uncertainty				Certification Range (CR)						
Relative total expanded uncertainty at desired Certification Range				U in % of CR (25,0 Vol%)			11,1			%
Requirement (acc. to National Regulation)				U in % of CR (25,0 Vol%)			30,0			%

Conclusion for process conditions

Relative total expanded uncertainty requirement acc. to National Regulation fulfilled

Certificato incertezza estesa UNI 15267-3 e 14956, per velocità

Calcolo dell'incertezza di misura

In accordo a EN ISO 14956, EN 14181 e EN 15267-3

Versione 5.1

Dati del dispositivo

Cliente	SIEMENS		
Identificazione	Centrale ENEL di PORTO CORSINI (RA) GRUPPO E		
Numero di serie	10308408, 10158240, 10158250	Data	2020-06-19
Sistema di misura	FLWSIC 100		

Valori di ingresso

Componente	Campo di certificazione	Valore limite di emissione	Intervallo di confidenza
Velocità dei fumi	40,00 m/s	40,00 m/s	10 % *

* Per questo componente di misura non sono definiti valori limite di emissione o intervalli di confidenza perciò sono stati utilizzati valori esemplari per il fondo scala e l'intervallo di confidenza

Interferente	Concentrazione	Interferente	Concentrazione
Ossigeno (O2)	14,70 Vol%	Ammoniaca (NH3)	0,00 mg/m³
Ossigeno (O2)	21,00 Vol%	Biossido di zolfo (SO2)	0,00 mg/m³
Acqua (H2O)	7,40 Vol%	Biossido di zolfo (SO2)	0,00 mg/m³
Monossido di carbonio (CO)	9,30 mg/m³	Acido cloridrico (HCl)	0,00 mg/m³
Biossido di carbonio (CO2)	15,00 Vol%	Acido cloridrico (HCl)	0,00 mg/m³
Metano (CH4)	0,00 mg/m³		
Ossido di diazoto (N2O)	0,00 mg/m³		
Ossido di diazoto (N2O)	0,00 mg/m³		
Monossido di azoto (NO)	27,70 mg/m³		
Biossido di azoto (NO2)	3,00 mg/m³		

Qualità richiesta della misura

Requisito del tempo di risposta	25 % **	Il requisito di qualità della misura può essere definito, a seconda del caso applicabile, dalla legislazione, dalle autorità o dal gestore dell'impianto
Tempo di media dei valori misurati	3 min	

** Possibili valori sono 25% per processi dinamici (standard) o 10 % per processi estremamente dinamici (EN ISO 14956, 7.2)

Riassunto dei risultati

Componente	Tempo di risposta	Valori s(AMS)		Qualità della misura
		Punto di zero	Punto di span	
Velocità dei fumi	Requisito soddisfatto	0,2324	0,2296	Requisito soddisfatto

Calcolo dell'incertezza di misura

In accordo a EN ISO 14956, EN 14181 e EN 15267-3

Versione 5.1

Dati del dispositivo

Cliente	SIEMENS		
Identificazione	Centrale ENEL di PORTO CORSINI (RA) GRUPPO E		
Numero di serie	19398498, 19158249, 19158250	Data	2020-06-19
Sistema di misura	FLWSIC 100	Componente	Velocità dei fumi

Valori di ingresso

Campo di certificazione	40	m/s	Requisito del tempo di risposta	25	%
Campo di misura	20	m/s	Tempo di media dei valori misurati	3	min
Intervallo di confidenza	10	%			

Attenzione: la 2001/80/EC e 2000/76/EC non impongono alcun requisito per questi componenti

Informazioni generali

Intervallo di manutenzione	6	mesi	Limite di rilevabilità	0,006	m/s
----------------------------	---	------	------------------------	-------	-----

Prestazioni richieste in merito alle condizioni operative dinamiche

Tempo di risposta misurato	0,17	min		
Requisito del tempo di risposta	0,75	min	25% del tempo di media di	3 min

Risultato

Requisito soddisfatto

Calcolo dell'incertezza estesa

Interferente	Punto di zero	Punto di span
14,7 Vol% Ossigeno (O2)	0,00 m/s	0,00 m/s
21 Vol% Ossigeno (O2)	0,00 m/s	0,00 m/s
7,4 Vol% Acqua (H2O)	0,00 m/s	0,00 m/s
9,3 mg/m³ Monossido di carbonio (CO)	0,00 m/s	0,00 m/s
15 Vol% Biossido di carbonio (CO2)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Metano (CH4)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Ossido di diazoto (N2O)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Ossido di diazoto (N2O)	0,00 m/s	0,00 m/s
27,7 mg/m³ Monossido di azoto (NO)	0,00 m/s	0,00 m/s
3 mg/m³ Biossido di azoto (NO2)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Ammoniaca (NH3)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Biossido di zolfo (SO2)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Biossido di zolfo (SO2)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Acido cloridrico (HCl)	0,00 m/s	0,00 m/s
0 mg/m³ Acido cloridrico (HCl)	0,00 m/s	0,00 m/s

Somma dei contributi positivi delle interferenze incrociate
Somma dei contributi negativi delle interferenze incrociate

0,00	m/s
0,00	m/s

0,00	m/s
0,00	m/s

Calcolo dell'incertezza di misura

In accordo a EN ISO 14956, EN 14181 e EN 15267-3

Versione 5.1

Dati del dispositivo

Cliente	SIEMENS		
Identificazione	Centrale ENEL di PORTO CORSINI (RA) GRUPPO E	Data	2020-06-19
Numero di serie	10308408, 10150249, 10150250		
Sistema di misura	FLWSIC 100	Componente	Velocità dei fumi

Influenza delle caratteristiche del processo

Caratteristiche di processo	i più ampia differenza in accordo alla certificazione di tij	
	Punto di zero	Punto di span
Linearità	0,30 m/s	0,30 m/s
Deriva di zero determinata durante il test in campo	-0,16 m/s	0,00 m/s
Deriva di span determinata durante il test in campo	0,00 m/s	-0,16 m/s
Influenza della temperatura ambiente sul punto di span	0,02 m/s	0,00 m/s
Influenza della pressione del gas	0,00 m/s	0,00 m/s
Influenza della portata del gas	0,00 m/s	0,00 m/s
Influenza della tensione di alimentazione	-0,06 m/s	0,00 m/s
Interferenza incrociata	0,00 m/s	0,00 m/s
Ripetibilità al punto di span	0,10 m/s	0,10 m/s
Deviazione standard	0,21 m/s	0,21 m/s
Incertezza del materiale di riferimento utilizzato	0,00 m/s	0,00 m/s
Disallineamento	0,00 m/s	0,00 m/s
Tasso di conversione del sistema per la misura di NOx	0,00 m/s	0,00 m/s
Cambiamenti del fattore di risposta	0,00 m/s	0,00 m/s

Caratteristiche di processo		Incertezza standard	
		Punto di zero	Punto di span
Linearità	$U_{0r} =$	0,1732 m/s	0,1732 m/s
Deriva di zero determinata durante il test in campo	$U_{d,z} =$	-0,0924 m/s	0,0000 m/s
Deriva di span determinata durante il test in campo	$U_{d,s} =$	0,0000 m/s	-0,0924 m/s
Influenza della temperatura ambiente sul punto di span	$U_t =$	0,0115 m/s	0,0000 m/s
Influenza della pressione del gas	$U_p =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Influenza della portata del gas	$U_r =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Influenza della tensione di alimentazione	$U_v =$	-0,0346 m/s	0,0000 m/s
Interferenza incrociata	$U_i =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Ripetibilità al punto di span	$U_r =$	0,0577 m/s	0,0577 m/s
Deviazione standard	$U_o =$	0,1190 m/s	0,1190 m/s
Incertezza del materiale di riferimento utilizzato	$U_m =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Disallineamento	$U_{mb} =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Tasso di conversione del sistema per la misura di NOx	$U_{ce} =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s
Cambiamenti del fattore di risposta	$U_{rf} =$	0,0000 m/s	0,0000 m/s

Calcolo delle incertezze standard combinate

Incertezza standard combinata	Valori s(AMS)	Punto di zero	Punto di span
		0,2324 m/s	0,2296 m/s

Verifica del rispetto dei requisiti

Incertezza standard combinata	0,25 m/s	in accordo a EN 15267-3
Incertezza estesa	0,49 m/s	in accordo a EN 15267-3
Incertezza relativa espansa	2,45 %	del campo di misura di 20 m/s
Valore consentito di incertezza estesa	10,00 %	del campo di misura di 20 m/s
Valore consentito di incertezza estesa	2,00 m/s	

Risultato

Requisito soddisfatto

Attenzione: la 2001/80/EC e 2000/76/EC non impongono alcun requisito per questi componenti

Certificato calcolo incertezza standard QAL3 per NO

SIEMENS

Automation and Drives
Process Instrumentation and Analytics

Serial nr.N1-L6-376

Calculation of the Standard Uncertainty according to EN 14181, QAL3
- Calculation based on catalogue data sheets -

Specification of the Automated Measuring System

Gas analyzer	ULTRAMAT 6E,F
Order information	7 MB 21
Measured component	NO
Smallest TÜV certified measuring range	0-100 mg/m ³
Smallest measuring range acc. to rating plate	0-100 mg/m ³
Actual measuring range	100mg/m ³
Maintenance interval	28 days

Range of Applications

Ambient pressure range	990...1010	hPa
Ambient temperature range	20...35	°C
Voltage variation	± 5	%
Frequency variation	± 5	%

Standard Deviation at Zero Value

<i>Uncertainty due to</i>			
Instability (Noise)	uinst	1,00	mg/m ³
Instability (Drift)	uinst	4,00	mg/m ³
Ambient temperature variations	uvolt	0,87	mg/m ³
Auxiliary power variations	upres	0,05	mg/m ³
Frequency variations	upres	0,00	mg/m ³
sAMS		4,21	mg/m³

Standard Deviation at Reference Value

<i>Uncertainty due to</i>			
Instability (Noise)	uinst	1,00	mg/m ³
Instability (Drift)	uinst	4,00	mg/m ³
Ambient pressure variations	upres	0,00	mg/m ³
Ambient temperature variations	uitem	0,87	mg/m ³
Auxiliary power variations	uvolt	0,05	mg/m ³
Frequency variations	uvolt	0,00	mg/m ³
Linearity error	uothe	0,50	mg/m ³
sAMS		4,24	mg/m³

SIEMENS AG, Oestliche Rheinbrueckenstraße 50, 76187 Karlsruhe, Germany
processanalytics@siemens.com / www.siemens.com/processanalytics

SIEMENS DOES NOT WARRANT AND SHALL NOT BE LIABLE FOR WHATSOEVER LEGAL REASONS
FOR THE CORRECTNESS OF THE CALCULATION RESULTS
Copyright © Siemens AG, 2006

Certificato calcolo incertezza standard QAL3 per CO

SIEMENS

Automation and Drive
Process Instrumentation and Analytics

Serial nr. N1-L6-377

Calculation of the Standard Uncertainty according to EN 14181, QAL3
- Calculation based on catalogue data sheets -

Specification of the Automated Measuring System

Gas analyzer	ULTRAMAT 6E,F
Order information	7 MB 21
Measured component	CO
Smallest TÜV certified measuring range	0-50 mg/m ³
Smallest measuring range acc. to rating plate	0-50 mg/m ³
Actual measuring range	70mg/m ³
Maintenance interval	28 days

Range of Applications

Ambient pressure range	990...1010	hPa
Ambient temperature range	20...35	°C
Voltage variation	± 5	%
Frequency variation	± 5	%

Standard Deviation at Zero Value

Uncertainty due to

Instability (Noise)	uinst	0,50	mg/m ³
Instability (Drift)	uinst	2,80	mg/m ³
Ambient temperature variations	uvolt	0,61	mg/m ³
Auxiliary power variations	upres	0,04	mg/m ³
Frequency variations	upres	0,00	mg/m ³
sAMS		2,91	mg/m³

Standard Deviation at Reference Value

Uncertainty due to

Instability (Noise)	uinst	0,50	mg/m ³
Instability (Drift)	uinst	2,80	mg/m ³
Ambient pressure variations	upres	0,00	mg/m ³
Ambient temperature variations	utemp	0,61	mg/m ³
Auxiliary power variations	uvolt	0,04	mg/m ³
Frequency variations	uvolt	0,00	mg/m ³
Linearity error	uotho	0,35	mg/m ³
sAMS		2,93	mg/m³

SIEMENS AG, Oestliche Rheinbrueckenstraße 50, 76187 Karlsruhe, Germany

processanalytics@siemens.com / www.siemens.com/processanalytics

SIEMENS DOES NOT WARRANT AND SHALL NOT BE LIABLE FOR WHATSOEVER LEGAL REASONS

FOR THE CORRECTNESS OF THE CALCULATION RESULTS

Copyright © Siemens AG, 2008

Certificato calcolo incertezza standard QAL3 per O2

SIEMENS

Automation and Drives
Process Instrumentation and Analytics

Serial nr.N1-L6-488

Calculation of the Standard Uncertainty according to EN 14181, QAL3
- Calculation based on catalogue data sheets -

Specification of the Automated Measuring System

Gas analyzer	OXYMAT 6E,F
Order information	7 MB 2011, 7MB 2021
Measured component	O2
Smallest TÜV certified measuring range	N/A
Smallest measuring range acc. to rating plate	0-25 %
Actual measuring range	25%
Maintenance interval	28 days

Range of Applications

Ambient pressure range	990...1010 hPa
Ambient temperature range	20...35 °C
Voltage variation	± 5 %
Frequency variation	± 5 %

Standard Deviation at Zero Value

<i>Uncertainty due to</i>			
Instability (Noise)	uinst	0,19	%
Instability (Drift)	uinst	0,13	%
Ambient temperature variations	uvolt	0,00	%
Auxiliary power variations	upres	0,01	%
Frequency variations	upres	0,00	%
sAMS		0,23	%

Standard Deviation at Reference Value

<i>Uncertainty due to</i>			
Instability (Noise)	uinst	0,19	%
Instability (Drift)	uinst	0,13	%
Ambient pressure variations	upres	0,00	%
Ambient temperature variations	utemp	0,22	%
Auxiliary power variations	uvolt	0,01	%
Frequency variations	uvolt	0,00	%
Linearity error	uoth	0,00	%
sAMS		0,31	%

SIEMENS AG, Oestliche Rheinbrueckenstraße 50, 76187 Karlsruhe, Germany
processanalytics@siemens.com / www.siemens.com/processanalytics

SIEMENS DOES NOT WARRANT AND SHALL NOT BE LIABLE FOR WHATSOEVER LEGAL REASONS
FOR THE CORRECTNESS OF THE CALCULATION RESULTS
Copyright © Siemens AG, 2006

Certificato calcolo incertezza standard QAL3 per H2O



Serial nr.N1L6104687

26/11/2019

s_{AMS} -calculation for QAL3 evaluation

Data of measurement

Analyzer system	LDS6 (NH3)
Order name	7MB6121-.DT, 7MB6121-.MT
Measuring component	H2O
certified measuring range	0 - 30 Vol-%
Maintenance interval	9 months
Certification according to	EN 15267/QAL1, mCerts

Conditions at the installation site

Measuring range	0 - 30	Vol-%
Range - waste gas pressure	1000 .. 1013	hPa
Range - ambient temperature	5 .. 40	°C
Voltage fluctuation	± 5	%
Measuring path length (in-situ)	6,40	m

Standard uncertainty at zero point

Influence of noise	u(noise)	0,31 Vol-%
Influence of drift	u(drift)	1,06 Vol-%
Influence of temperature	u(temp)	0,48 Vol-%
Influence of voltage	u(volt)	-0,03 Vol-%
s_{AMS}		1,21 Vol-%

Standard uncertainty at reference point

Influence of noise	u(noise)	0,51 Vol-%
Influence of drift	u(drift)	2,57 Vol-%
Influence of waste gas pressure	u(pres)	3,61 Vol-%
Influence of temperature	u(temp)	1,12 Vol-%
Influence of voltage	u(volt)	0,20 Vol-%
Influence of linearity	u(lin)	-2,10 Vol-%
s_{AMS}		5,06 Vol-%

SIEMENS AG, Östliche Rheinbrückenstr. 50, 76187 Karlsruhe, Germany
www.siemens.de/prozessanalytics

The data used for the calculation was taken from the performance test reports if available; otherwise from catalog data sheets.
SIEMENS and TÜV Rheinland does assume any warranty or liability for whatever legal reasons for the correctness of the calculation results.

Certificato QAL3 compliance misuratore velocità fumi Sick



SICK Engineering GmbH • Bargener Ring 27 • 01458 Ottendorf-Okrilla • Germany

To whom it may concern

Name: Sven Holzbäcker
Phone: +49 35205 524-15
Fax: +49 35205 524-50
E-mail: sven.holzbaecker@sick.de

Your reference:

Our reference:

April 20, 2016

FLOWSIC100 Control cycle

We herewith confirm the following:

1. According to supplementary examination of measuring system FLOW SIC100 (TÜV report 936/21220596/A from 28.09.2012) the signals of internal control cycle can be used for periodic review of zero and reference point as part of ongoing quality assurance during operation acc. to QAL3 of DIN EN 14181.
2. The control cycle consists of a zero point control and a span test to test whether all device components including the transducers are functioning correctly. The control cycle can be triggered automatically or manually.
3. In case of any deviation from normal behavior (e.g. zero point control results in a inadmissible zero offset) the device is output a warning or error message.
Not acceptable results of zero and span test are not automatically corrected. SICK recommends in these cases a careful check of the measuring system (transducers, electronic components, quality of ultrasonic signals etc.).

For further details about control cycle and recommended measures in case of warning or error signalizations see Operating Instructions and Service Manual FLOW SIC100.

Best regards

SICK Engineering GmbH



i.A. Sven Holzbäcker
Product Management

Certificato conformità SAD SME




Rapporto di Prove n° 18-CN00738

DICHIARAZIONE DI CORRISPONDENZA

pH srl – divisione Product Service di TUV SUD Italia

sulla base delle verifiche tecniche eseguite in data 17/04/2018

ATTESTA CHE

IL SOFTWARE PER IL CONTROLLO DELLE EMISSIONI INDUSTRIALI DI PROPRIETA' PF SISTEMI S.r.l.

LIBRERIA DI CALCOLO EmfDb32.dll VERSIONE 0.10

E' CORRISPONDENTE ALLE SPECIFICHE RIPORTATE NELLE SEGUENTI NORME E LINEE GUIDA

DIRETTIVA EUROPEA 2010/75/EU
DGS 4343/2010 – REGIONE LOMBARDIA
LINEA GUIDA ISPRA – MANUALE 87/2013

Tavarnelle Val di Pesa, 14/05/2018

IL RESPONSABILE SETTORE
ATTIVITÀ IN ESTERNO

P.L. FULVIO MATTALIANO





PER IL RESPONSABILE DI
LABORATORIO

DOTT. FABRIZIO FERRARO



Il presente attestato è riferibile al solo prodotto sottoposto a prova.

pH srl - Società a partecipazione
 controllata e subordinata: via Salaria, 201 - 00186 Roma Tel. 06/49811111
 fax 06/49811111 - e-mail: info@ph.it
 Officina di sviluppo: via Salaria, 201 - 00186 Roma Tel. 06/49811111
 fax 06/49811111 - e-mail: info@ph.it
 e-mail: info@ph.it - Web: www.ph.it

TUV®

ALLEGATO 7 SME

LISTA DI DISTRIBUZIONE

GENERALITA'

La diffusione interna del Manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio delle Emissioni, segue le regole stabilite dalle procedure adottate dall'impianto per il proprio Sistema di Gestione Integrato (certificato ISO 14001, ISO 45001, ISO 9001) e registrazione EMAS di cui fa parte integrante. In particolare il manuale SGI sezione 7.3 Comunicazioni e la sezione 8.1 Controllo Operativo unitamente alle Istruzioni Operative IO 560 Comunicazioni e IO 561 Informazioni documentate e IO 562 Controllo operativo, dettano i criteri per pubblicare sul Sistema Informativo, in rete locale, la documentazione di gestione ambientale e le relative revisioni, a cura di un incaricato appositamente nominato (Responsabile della documentazione).

Il presente manuale dello SME è disponibile per consultazione sia in forma cartacea, presso gli uffici del HSEQ, che in forma digitale su share point condiviso di centrale.

Inoltre il Manuale stesso è stato trasmesso alle autorità competenti (ISPRA, ARPA) e risulta tuttora a loro disposizione.

Il Manuale ha una validità coincidente con la durata dell'autorizzazione e comunque non superiore a 5 anni dalla sua emissione. Annualmente viene riesaminato dal Gestore ed eventualmente revisionato, in accordo con le pertinenti Autorità. Il Manuale deve essere considerato non più valido, e quindi da revisionare nella sua interezza, qualora avvengano uno o più dei seguenti avvenimenti:

- Modifica dell'impianto, sostanziale o non sostanziale, tale da comportare una significativa modificazione dei parametri chimico-fisici dell'effluente;
- modifica sostanziale del sistema SME, tale da alterarne le specifiche elencate nel manuale stesso;
- modifiche sostanziali al quadro normativo applicabile, solo se rendono non più adeguato il manuale di gestione.

Per ottemperare a tali obblighi il manuale viene inviato in occasione dell'invio del Rapporto Annuale AIA (31 maggio) così come previsto al punto B della seconda emanazione delle "Modalità di attuazione dei Piani di Monitoraggio e Controllo delle AIA statali".

ALLEGATO 8 SME

LIMITI PER LE EMISSIONI PER LA CENTRALE DI PORTO CORSINI

1. GENERALITA'

I limiti alle emissioni gassose per l'impianto di Porto Corsini sono stabiliti dal Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA).

2. LIMITI PER LE SEZIONI 1, 2, 3 E 4

L' AIA stabilisce per i turbogas delle sezioni E e G i seguenti limiti alle emissioni:

- VLE NO_x (espressi come NO₂): 40 mg/Nm³;
- VLE CO (monossidi di carbonio): 30 mg/Nm³;

I valori sono riferiti a gas secco e ad un tenore volumetrico di O₂ libero nei fumi del 15%.

Per la conformità dei valori limite di emissione, si considerino rispettati, se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore operative, durante un anno civile:

- nessun valore medio giornaliero convalidato supera i pertinenti valori limite;

Ogni sezione turbogas deve rispettare i suddetti limiti in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto (potenza inferiore al Minimo Tecnico).

Deve essere effettuata una misurazione in continua delle emissioni di NO_x e CO, nonché del tenore volumetrico di ossigeno, della temperatura, della pressione e della portata volumetrica dell'effluente gassoso. Le apparecchiature di misura devono essere esercite, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dal D. Lgs. 152/2006 s.m.i. e dalla norma UNI EN 14181:2015.

Un ulteriore controllo richiesto dal Decreto consiste nella misurazione/stima delle concentrazioni di NO_x e CO anche durante le fasi di avviamento/spegnimento. Le emissioni durante tali fasi devono essere registrate sia come quantità emesse per evento (esprese in kg/evento), sia come quantità totali emesse annualmente (t/anno); per essi non è previsto nessun limite di legge.

ALLEGATO 9 SME

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO PORTO CORSINI

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

La centrale di Porto Corsini è in grado di erogare una potenza elettrica lorda complessiva di 760 MWe utilizzando due unità a ciclo combinato (gruppo E e gruppo G).

In particolare si ha:

- Fase 1: generazione energia elettrica gruppo E;
- Fase 1: generazione energia elettrica gruppo G.

E inoltre sono presenti le seguenti attività connesse:

- AC1 Stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas naturale
- AC2 Caldaie ausiliarie per l'avviamento
- AC3 Impianti di emergenza gruppi elettrogeni
- AC4 Impianto antincendio
- AC5 Raccolta, trattamento e scarico acque reflue
- AC6 Impianto di acqua demineralizzata DEMI
- AC7 Impianto per la produzione di ipoclorito di sodio
- AC8 Attività di manutenzione
- AC9 Laboratorio chimico.

Descrizione delle unità principali (Fase 1 e Fase 2)

L'impianto è dedicato alla produzione di energia elettrica mediante due unità a ciclo combinato, ognuno costituito da una turbina a gas, da una caldaia a recupero (GVR) che produce vapore a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e da una turbina a vapore la quale scarica il vapore esausto nel rispettivo condensatore. La turbina a gas è alimentata con gas naturale ed è dotata di combustori a secco a bassa produzione di NOx (DLN). I gas di scarico dopo aver ceduto il calore tecnicamente recuperabile nel GVR sono convogliati al rispettivo camino.

Il sistema di raffreddamento dei condensatori è realizzato in ciclo aperto, utilizzando acqua di mare prelevata dal canale Candiano e scaricata nel canale Magni.

L'approvvigionamento del combustibile avviene attraverso un gasdotto di SNAM RETE GAS, che fornisce il gas naturale necessario a garantire il funzionamento dei turbogas.

Le due sezioni a ciclo combinato della centrale Teodora, denominate gruppo E e Gruppo G (Fase 1 e Fase 2), sono state realizzate accoppiando turbine a gas alle turbine a vapore di due unità termoelettriche preesistenti nel sito.

Ciascuna delle due unità a ciclo combinato ha così una potenza nominale lorda di circa 380 MWe. Sottraendo i consumi per i servizi ausiliari elettrici d'impianto, ciascuna unità è in grado di immettere in rete una potenza di circa 375 MWe. Il processo di produzione di una centrale a ciclo combinato è

costituito da due cicli termodinamici in cascata dove l'energia termica non sfruttata in uscita dal primo costituisce l'energia in ingresso del secondo.

Il primo è un ciclo termodinamico a gas naturale in cui i gas prodotti dalla combustione vengono fatti espandere in una turbina, trasformando così energia termica in energia meccanica (*Ciclo di Brayton*).

Il secondo è un ciclo a vapore, in cui l'acqua viene riscaldata con il calore residuo contenuto nei gas di scarico del ciclo precedente sino a produrre vapore; questo vapore viene fatto espandere in apposite turbine in modo da trasformare ancora una volta energia termica in energia meccanica (*Ciclo di Rankine*). Dopo essere stato utilizzato in turbina, il vapore è inviato nel condensatore, dove, raffreddato tramite un flusso continuo di acqua di mare, si trasforma nuovamente in acqua per effettuare un nuovo ciclo. L'energia meccanica prodotta dalle turbine a gas e da quelle a vapore viene trasformata, per mezzo di alternatori (uno per ogni turbina), in energia elettrica. Un trasformatore per ogni alternatore eleva poi la tensione dell'elettricità al livello di quella della rete nazionale di trasporto in Alta Tensione pari a 380 kV.

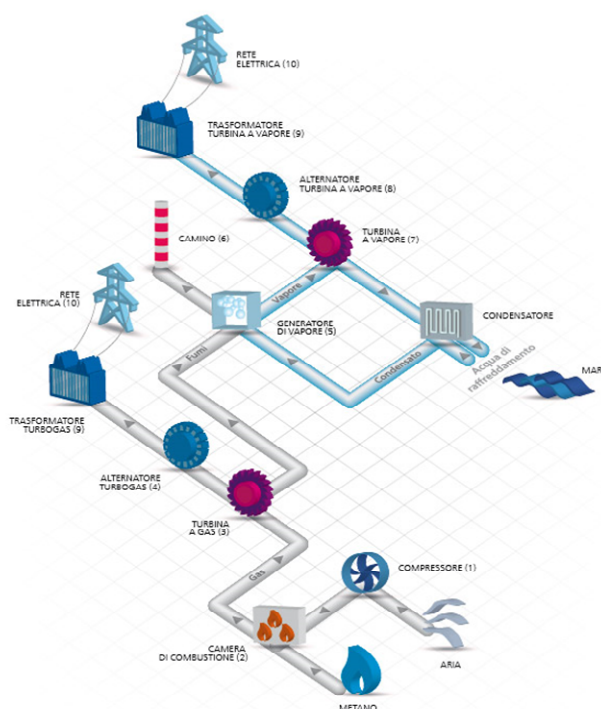


Figura - Schema del percorso

L'energia elettrica è a questo punto pronta per essere immessa nella rete nazionale di trasporto; ciò avviene per mezzo della stazione elettrica della centrale Teodora da cui parte un elettrodotto dedicato.

Il rapporto tra l'energia trasformata in energia elettrica ed immessa in rete e l'energia termica totale utilizzata, prodotta dalla combustione del gas naturale rappresenta il rendimento netto della centrale. Nel caso della centrale Teodora il rendimento di collaudo è nell'ordine del 55%.

Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il migliore funzionamento.

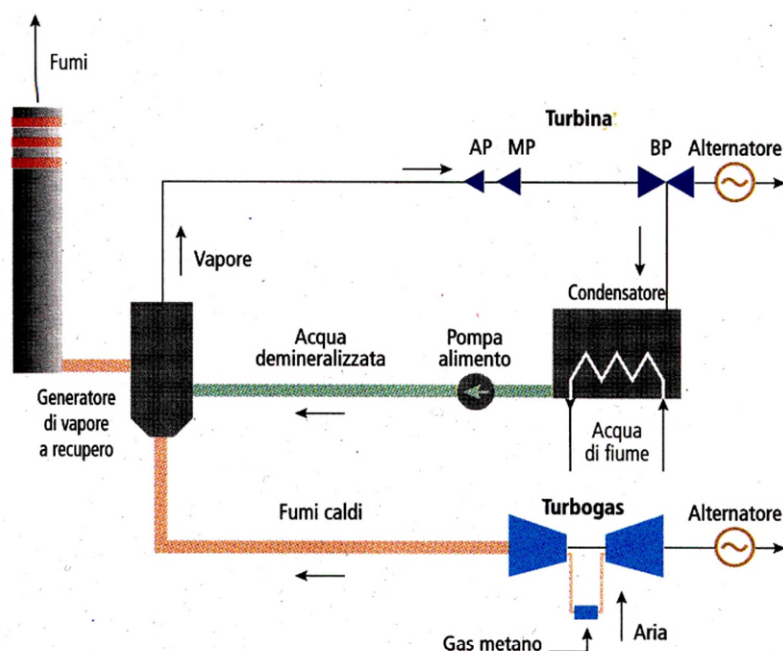


Figura - Schema semplificato dell'impianto

Il carico minimo tecnico (MTA: carico minimo ambientale oltre il quale le emissioni si considerano valide per la verifica di conformità ai limiti di legge) per ogni singola unità è di 100 MWe (inteso come potenza del solo turbogas TG).

Le principali apparecchiature che compongono ciascuna unità (fase) si possono quindi così riassumere:

Un gruppo turbogas (TG): l'aria comburente prelevata dall'esterno, opportunamente filtrata, viene preventivamente compressa ed, unitamente al gas naturale, introdotta nel combustore dove i due elementi bruciano formando gas ad alta pressione e temperatura. I gas vengono inviati nel turbogas provocandone la rotazione ed il generatore elettrico, ad esso rigidamente collegato, produce quindi energia elettrica.

Un generatore di vapore a recupero (GVR) che sfrutta l'elevata temperatura dei fumi di scarico del rispettivo turbogas (circa 570 °C) per la trasformazione dell'acqua nel vapore necessario ad

alimentare la turbina a vapore (TV); i fumi, dopo aver attraversato il GVR, vengono scaricati all'atmosfera attraverso un camino alto 90 m.

Una turbina a vapore (TV) alimentata dal generatore di vapore a recupero (GVR). Il vapore introdotto nelle turbina ne provoca la rotazione e il generatore elettrico, ad esso rigidamente collegato, produce quindi energia elettrica. Il vapore in uscita dalla turbina viene riportato allo stato liquido nel condensatore e reinviato al generatore di vapore per compiere un nuovo ciclo.

La sorgente fredda del condensatore è assicurata dall'acqua di raffreddamento appositamente prelevata dal canale Candiano e successivamente restituita al canale Magni.

Due trasformatori che provvedono ad elevare la tensione dell'energia elettrica prodotta dai due generatori elettrici, collegati rispettivamente al turbogas ed alla turbina a vapore, a livello idoneo per essere immessa nella rete nazionale di trasporto.

La supervisione e la gestione dell'intero impianto sono affidate ad una sala controllo, costantemente presidiata dal personale di esercizio, alla quale fanno capo tutte le informazioni relative all'impianto.

Turbogas e relativo alternatore

L'impianto nel suo complesso è costituito da un compressore, un combustore, una turbina a gas ed un alternatore. L'aria proveniente dal compressore e il gas naturale in arrivo dalla stazione di decompressione sono inviati al combustore, costituito da 24 bruciatori, dove avviene la reazione chimica con relativa generazione dei gas compressi di combustione. L'energia termica in essi contenuta si trasforma in energia meccanica in turbina e successivamente in energia elettrica nell'alternatore.

L'energia prodotta dall'alternatore viene convogliata mediante condotto sbarre e trasformatore elevatore alla stazione 380 kV di proprietà della centrale Teodora, collegata alla linea TERNA.

GVR

E' uno scambiatore di calore a circolazione naturale che ha la funzione di trasferire il calore residuo dei fumi in uscita dal turbogas ad un ciclo termico, al fine di ottenere vapore saturo e vapore surriscaldato atti ad alimentare un gruppo turboalternatore a vapore.

Lo scambio termico avviene tra fluido primario e fluido secondario. Il primo è costituito dal circuito fumi che costituito dal percorso dei gas, prodotti nel combustore del turbogas, fino allo scarico in atmosfera. Il secondo è costituito dal circuito acqua-vapore che comprende i corpi cilindrici e i banchi di scambio termico relativi ai circuiti di bassa, media e alta pressione.

Strutturalmente il GVR si presenta come una grande cassa metallica, disposto a 90° rispetto all'asse del TG.

Circuito aria fumi e relativo alternatore

I fumi provenienti dalla voluta di scarico del TG, attraversano il GVR percorrendo lo scambiatore con un circuito realizzato in modo tale da lambire le pareti esterne dei banchi di scambio termico di Bassa Pressione (BP), Media Pressione (MP) e Alta Pressione (AP), in modo da ottenere il massimo rendimento, cedendo il calore al fluido che percorre gli stessi all'interno. I corpi cilindrici sono alimentati rispettivamente per il circuito BP dalle pompe estrazione e per i circuiti MP – AP dalle pompe alimento.

All'uscita del camino i fumi sono analizzati da un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) che trasmette i dati in continuo in sala controllo.

Circuito acqua-vapore

L'acqua condensata e raccolta nel pozzo caldo, tramite le pompe estrazione, viene mandata nei banchi di ECO-BP. Successivamente da tale banco confluisce attraversando la torretta degasante al corpo cilindrico di BP. Arrivata in tale luogo, la portata di acqua segue due vie: una parte consistente viene aspirata dalle pompe alimento e mandata nei banchi di ECO-MP e ECO-AP, una parte più piccola è convogliata verso i tubi vaporizzatori di BP.

La parte di acqua che attraversa i tubi vaporizzatori di BP, subisce un parziale cambiamento di stato vaporizzando. Successivamente la miscela acqua vapore rientra nel corpo cilindrico di BP, nella parte alta, e subisce la separazione dell'acqua dal vapore. In seguito l'acqua ripercorre i tubi vaporizzatori ed il vapore dopo essersi surriscaldato nei banchi di SH-BP viene convogliato verso lo scarico della turbina di media.

Le parti di acqua che aspirata dalla pompa alimento attraversano rispettivamente l'ECO-MP e l'ECO-AP subiscono lo stesso processo descritto per l'acqua nell'ECO-BP, con la differenza che il vapore AP viene convogliato all'ingresso della turbina e il vapore MP viene immesso allo scarico dello stadio di alta della stessa.

Una volta espanso in turbina il vapore viene condensato mediante un apposito condensatore a superficie.

Per la realizzazione e il mantenimento del vuoto dei condensatori sono dedicati, in una prima fase di eiettori a vapore, mentre per il normale esercizio da pompe del vuoto.

Turbine a vapore e relativi alternatori

Le due turbine sono del tipo tandem-compound a condensazione ed a risurriscaldamento di vapore. Una singola turbina è costituita da due distinte sezioni, una di alta e media pressione e l'altra di bassa pressione. Essa è dotata di un condensatore a superficie capace di condensare tutto il vapore scaricato nel funzionamento a carico nominale.

Gli alternatori, di costruzione Marelli, accoppiati alle turbine a vapore hanno un complesso di eccitazione di tipo statico e refrigerazione ad idrogeno. L'energia prodotta dall'alternatore viene convogliata mediante condotto sbarre e trasformatore elevatore alla stazione 380 kV di proprietà della centrale Teodora, collegata alla linea TERNA.

Sono di seguito sintetizzate le caratteristiche dell'impianto e dei componenti principali (riferimento alle condizioni ISO):

Caratteristiche del modulo

■	Potenza al carico nominale continuo (CNC) (misurata ai morsetti dell'alternatore)	380 MW
■	Potenza netta al carico nominale continuo (CNC)	375 MW
■	Rendimento netto previsto ai morsetti di Alta Tensione dei trasformatori principali, al carico nominale continuo (CNC)	55,3 %
■	Pressione nominale allo scarico in ciclo chiuso	0,050 bar

Parametri termodinamici ciclo vapore al carico vapore nominale (CNC)

■	Portata vapore uscita surriscaldatori AP	239 t/h
■	Pressione vapore uscita surriscaldatori AP	110 bar
■	Temperatura vapore uscita surriscaldatori AP	545 °C
■	Portata vapore uscita surriscaldatori MP	58 t/h
■	Pressione vapore uscita surriscaldatori MP	23 bar

Sistema di controllo e riduzione degli inquinanti atmosferici

La formazione degli ossidi di azoto (NOx) è ridotta utilizzando combustori del tipo DLN (Dry Low NOx). Questi realizzano una particolare configurazione della fiamma (fiamme premiscelate) che abbassa i picchi di temperatura, principali responsabili della produzione di NOx. I bruciatori a premiscelazione sono realizzati specificatamente per combustibile gassoso. L'utilizzo esclusivo di gas naturale elimina problematiche legate all'emissione di ossidi di Zolfo (SO2) e di polveri prodotte dalla combustione.

Nella tabella seguente sono riportati i dati caratteristici delle emissioni dei gruppi nelle condizioni nominali di carico:

Parametro	valori/range caratteristici
Monossido di carbonio (mg/Nm ³)	0 – 30
Ossidi di Azoto (mg/Nm ³)	5 - 35
Ossigeno (%vol)	14,2 - 15
Portata fumi (Nm ³ /h)	2.450.000
Temperatura (°C)	95 - 130
Pressione (hPa)	990 - 1050
Umidità (%vol)	6,5 – 8,5

ALLEGATO 10 SME

CURVE SOSTITUTIVE ANALIZZATORI

GENERALITA'

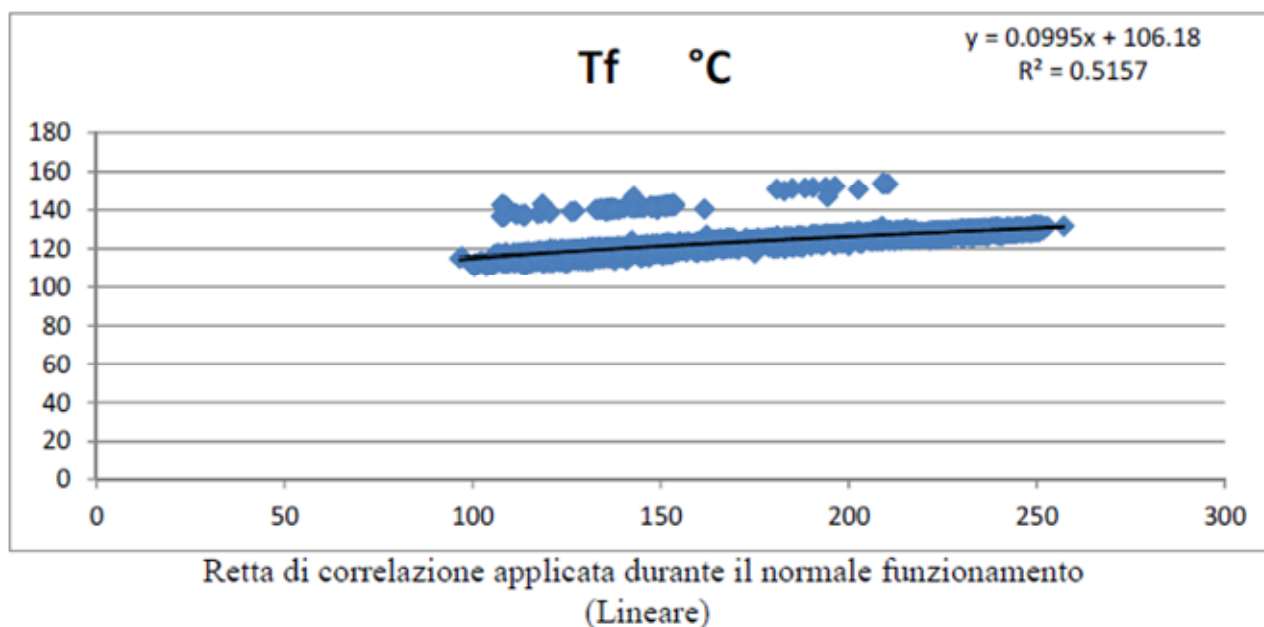
Il sistema SME è predisposto per effettuare il calcolo dei dati stimati utilizzati, come previsto al paragrafo 4.1.5, per l'espressione dei vari parametri ai punti di emissioni nel caso di mancanza del dato sorgente per invalidità. Per gli inquinanti NOx e CO il dato risultante dalla curva è usato solo per il calcolo delle massiche dell'ora, senza che questo venga espresso nella tabella oraria. Per i restanti parametri il valore sostitutivo apparirà nella tabella giornaliera con la S accanto. Le curve sono applicate anche alle fasi di transitorio per determinare le masse emesse nel caso in cui vi fosse indisponibilità del dato dell'analizzatore relativo.

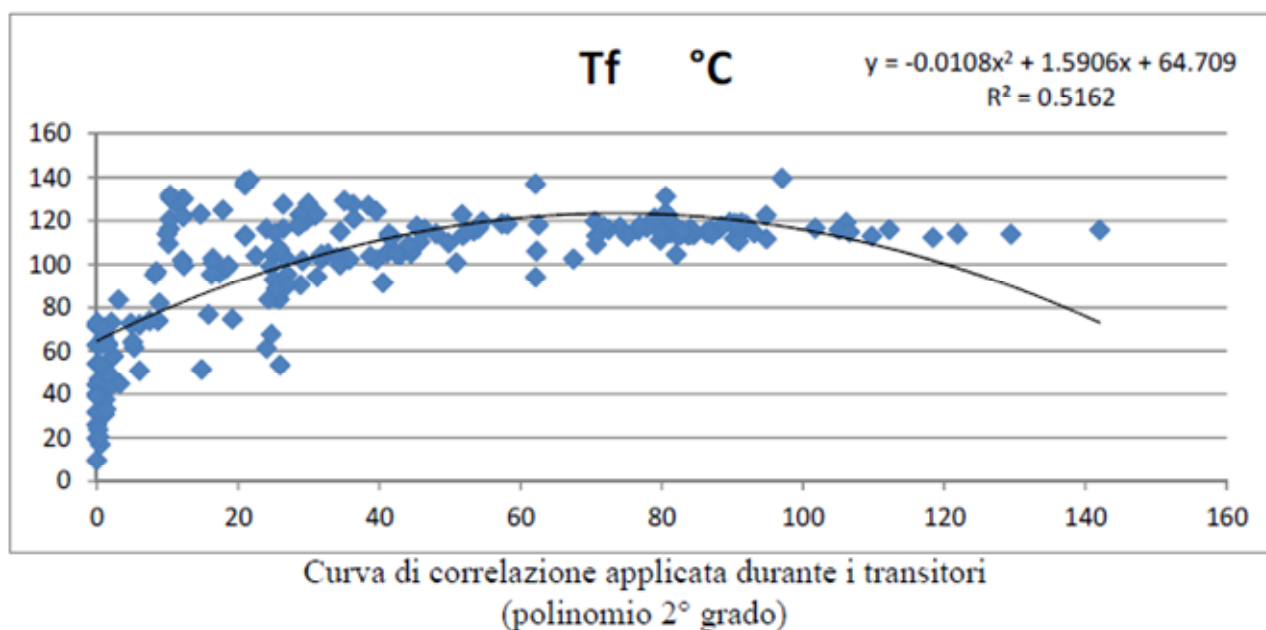
I valori vengono calcolati applicando funzioni di correlazione con la potenza erogata TG e sono stati ricavati in base ai dati di funzionamento registrati nel 2020 mediante applicazione del metodo di regressione ai minimi quadrati.

Gruppo E - Curve di correlazione per calcolo dati stimati

Calcolo Temperatura Fumi stimata

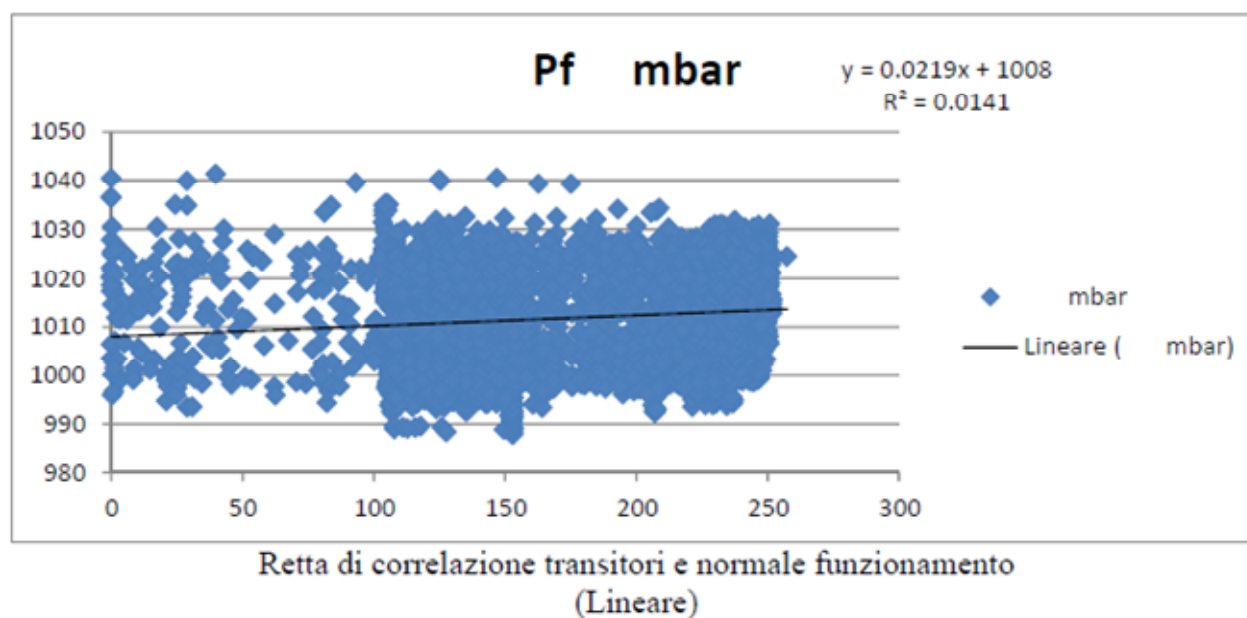
La Temperatura Fumi ha una curva di correlazione diversa applicata alla fase di transitorio e alla fase di normale funzionamento.





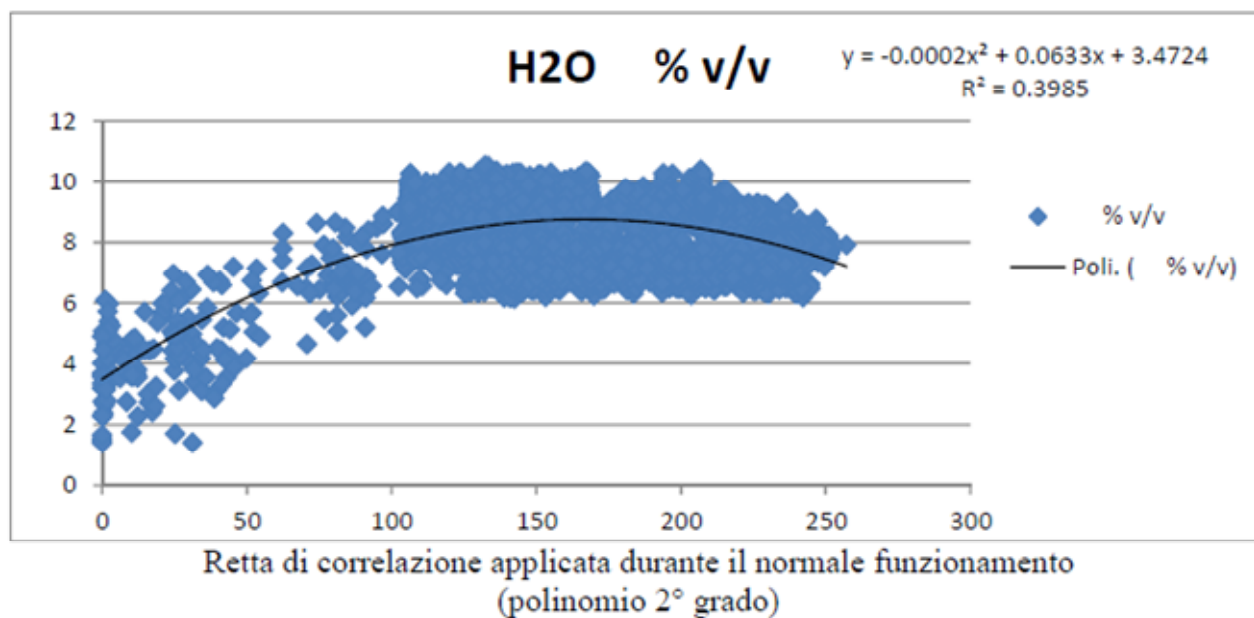
Calcolo Pressione Fumi

La Pressione Fumi ha una curva di correlazione unica applicata alla fase di transitorio e alla fase di normale funzionamento.



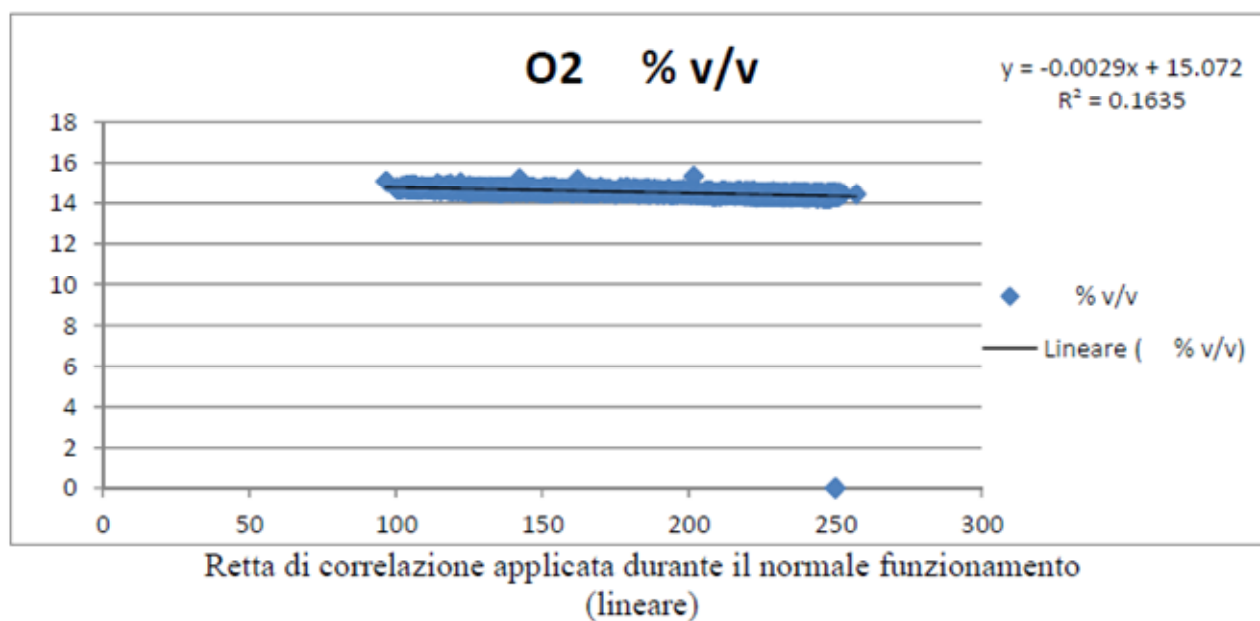
Calcolo H2O stimato

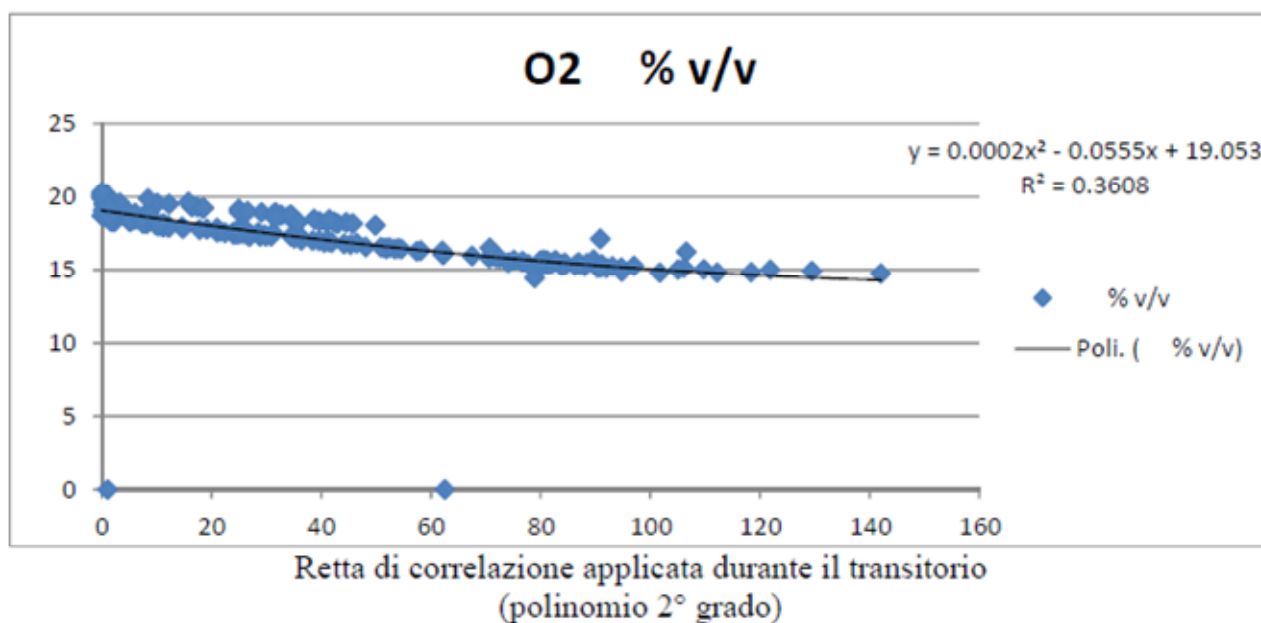
L' Umidità Fumi ha una curva di correlazione unica applicata alla fase di transitorio e alla fase di normale funzionamento.



Calcolo O2 stimato

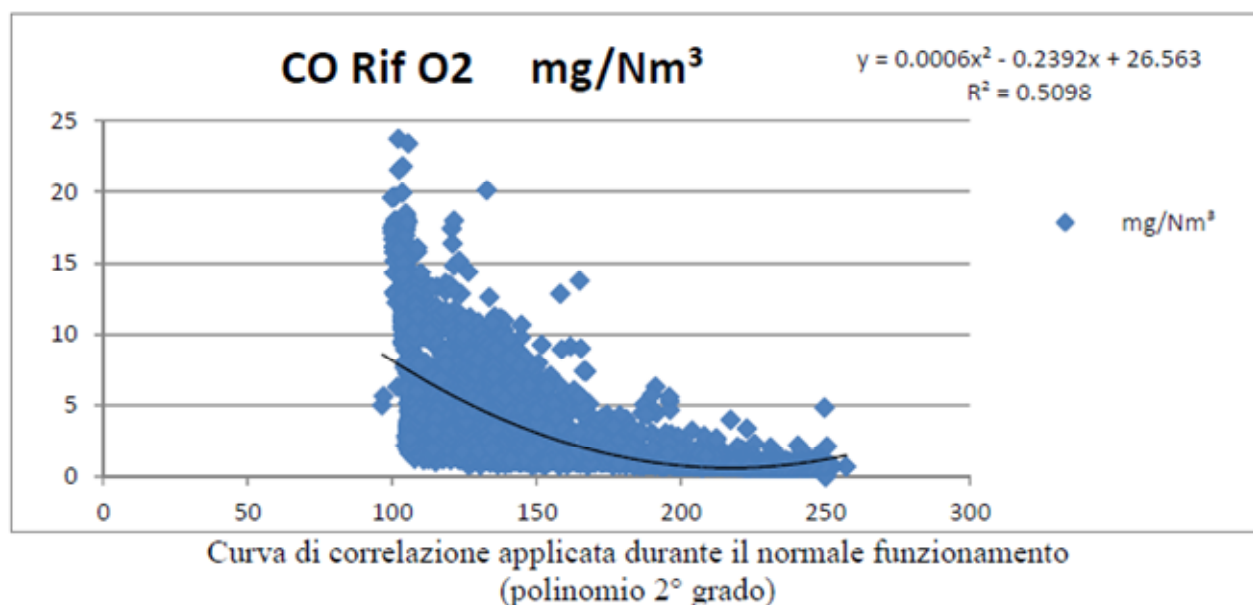
L' Ossigeno ha una curva di correlazione diversa per la fase di transitorio e per la fase di normale funzionamento.

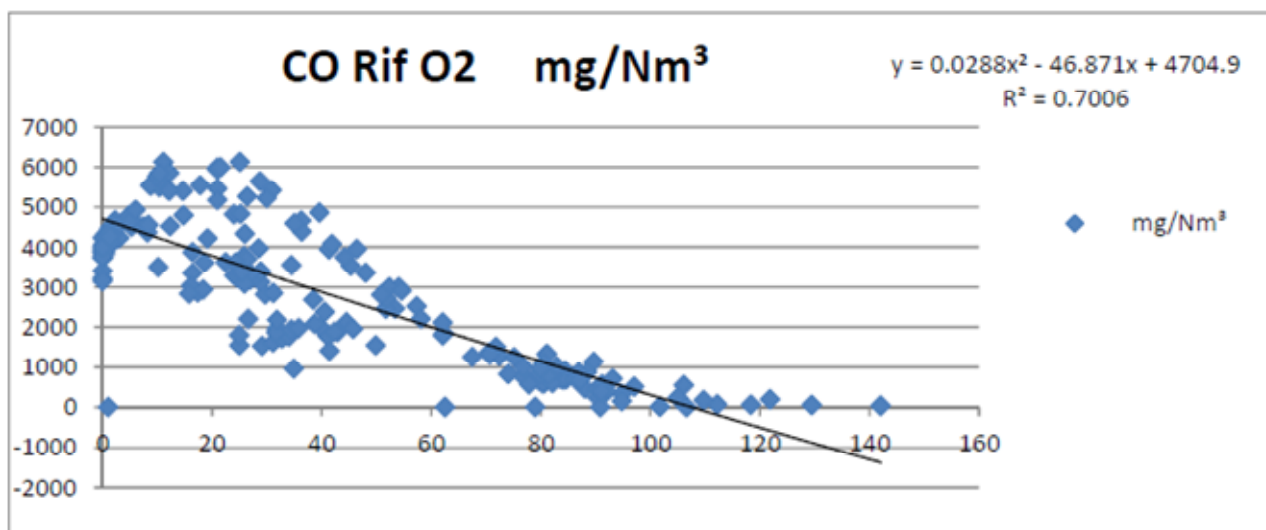




Calcolo CO stimato

Considerato che la misura CO ha andamenti differenti nelle fasi di transitorio e di normale funzionamento, sono state determinate due curve di correlazione separate.

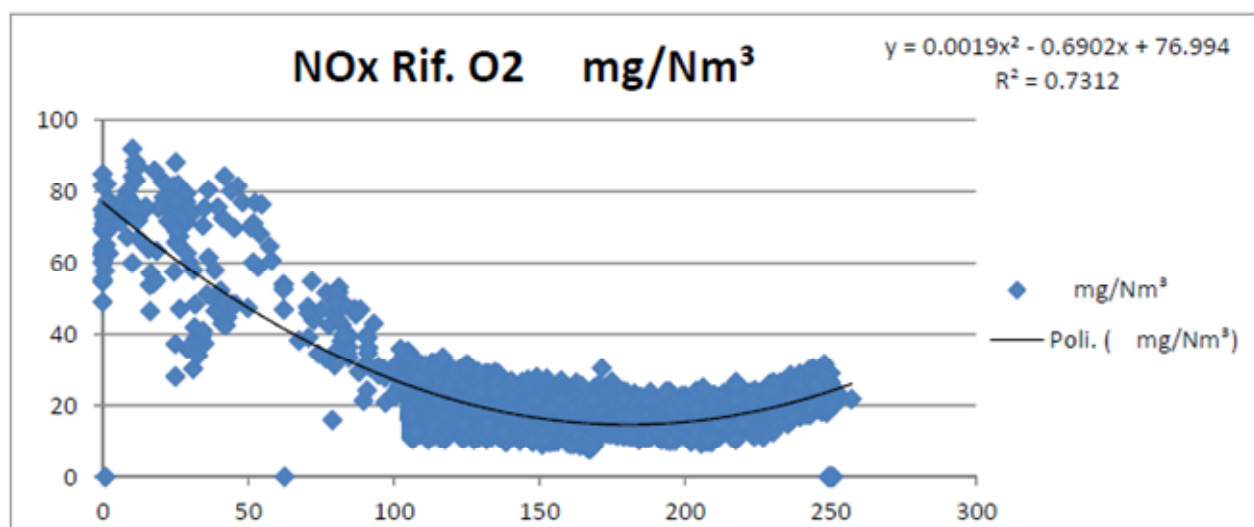




Curva di correlazione applicata durante il transitorio
(polinomio 2° grado)

Calcolo NOx stimato

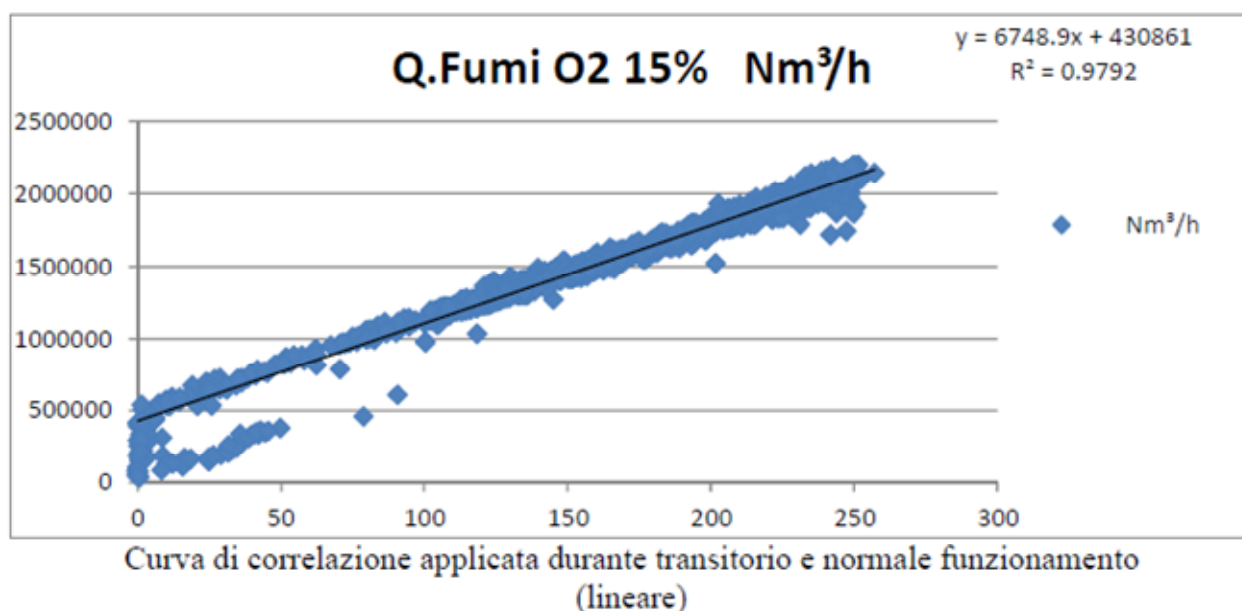
L' NOx ha una curva di correlazione unica per la fase di transitorio e per la fase di normale funzionamento, perché meglio interpola le condizioni complessive.



Curva di correlazione applicata durante transitorio e normale funzionamento
(polinomio 2° grado)

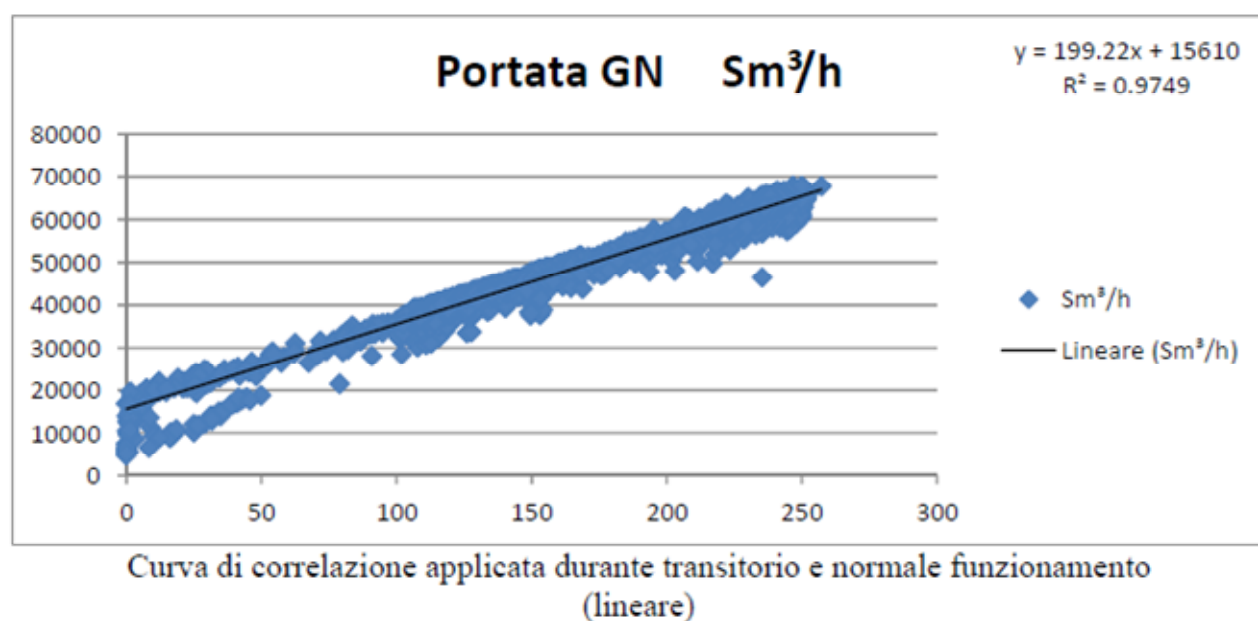
Calcolo Portata Fumi stimata

In caso di mancanza del segnale di velocità fumi, la Portata Fumi stimata viene normalmente calcolata per via stechiometrica dalla portata del gas combustibile, in caso di mancanza della misura della portata di combustibile viene applicata una retta di correlazione con la potenza erogata dal TG. E' stata determinata una retta unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



Calcolo Portata Gas Naturale stimata

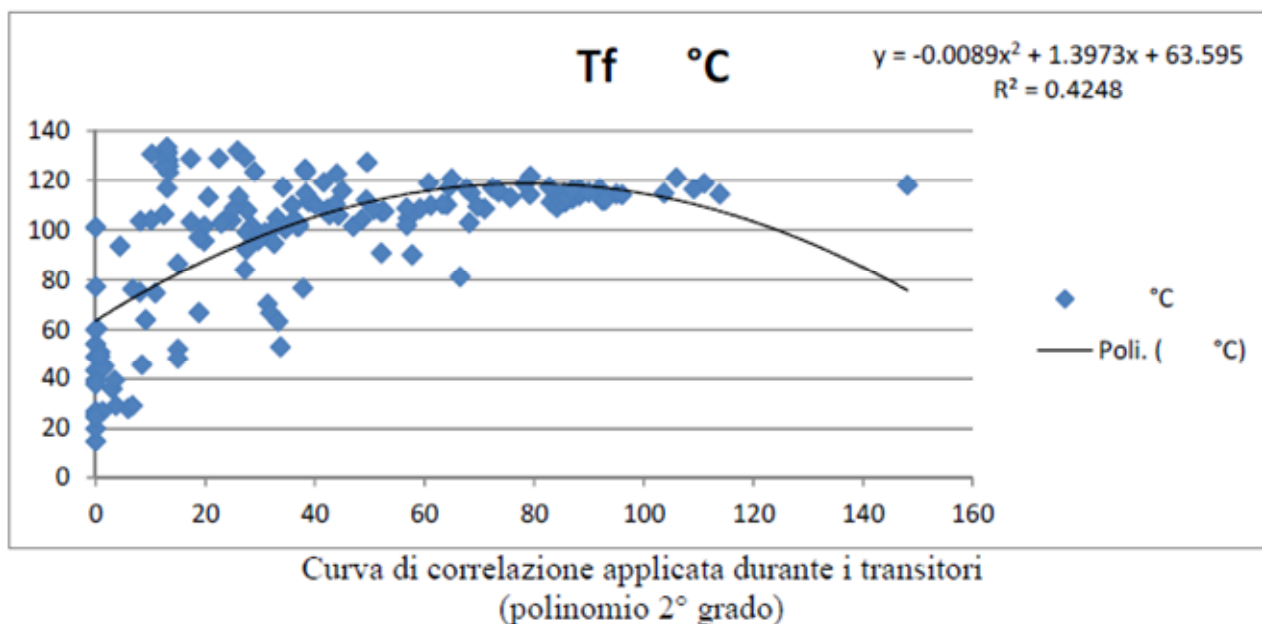
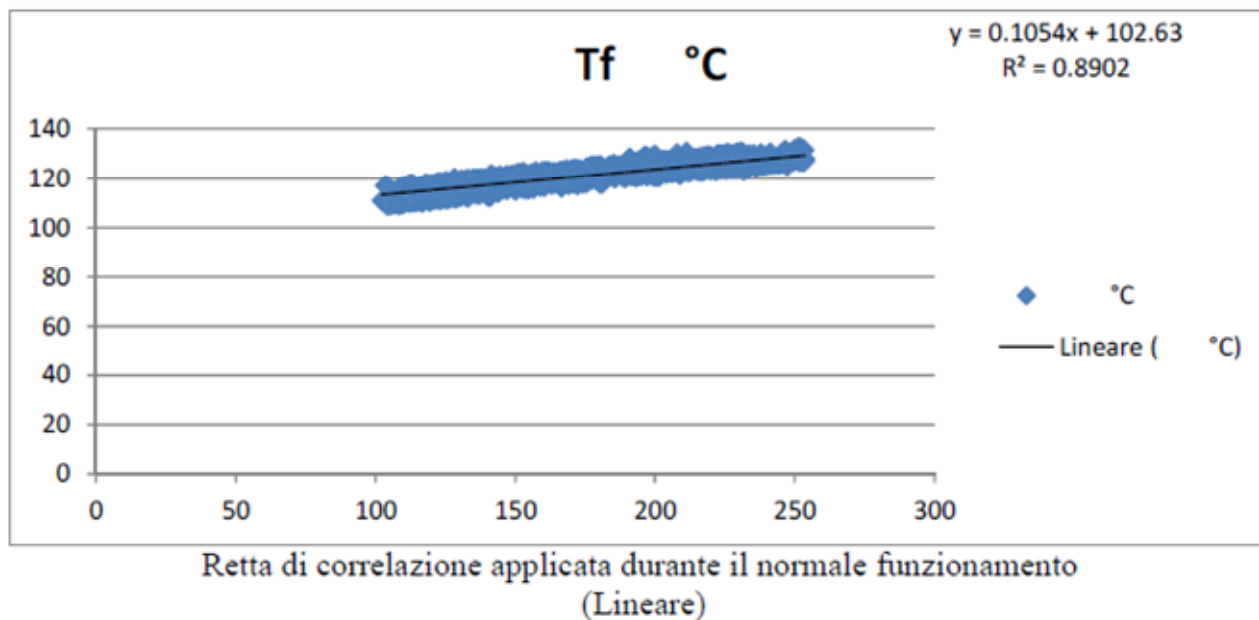
La Portata gas viene calcolata applicando una retta di correlazione con la potenza erogata dal TG. E' stata determinata una retta unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



GRUPPO G - Curve di correlazione per calcolo dati stimati

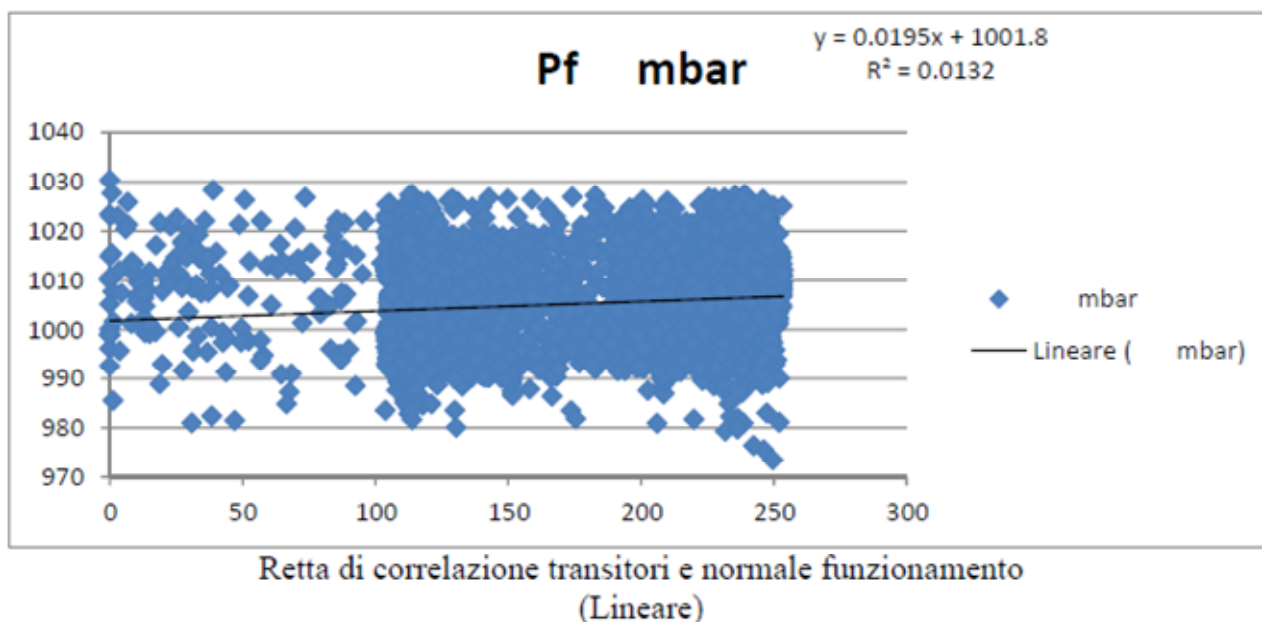
Calcolo Temperatura Fumi stimata

La temperatura fumi ha una curva di correlazione diversa applicata per la fase di transitorio e per la fase di normale funzionamento.



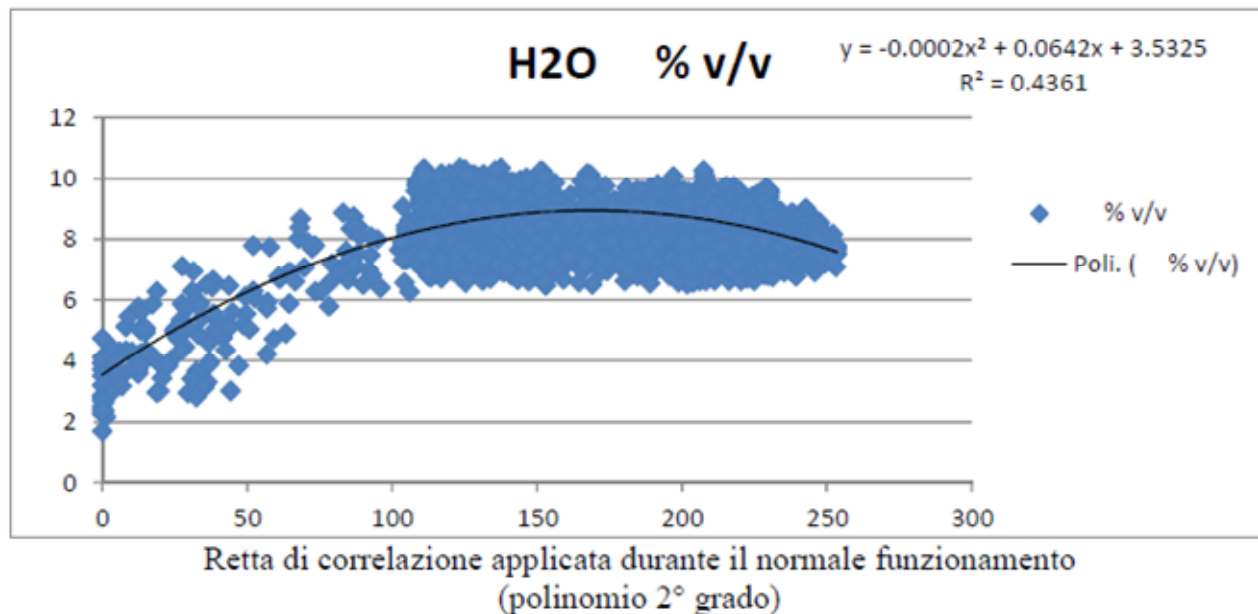
Calcolo Pressione Fumi

La Pressione Fumi ha una retta di correlazione unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



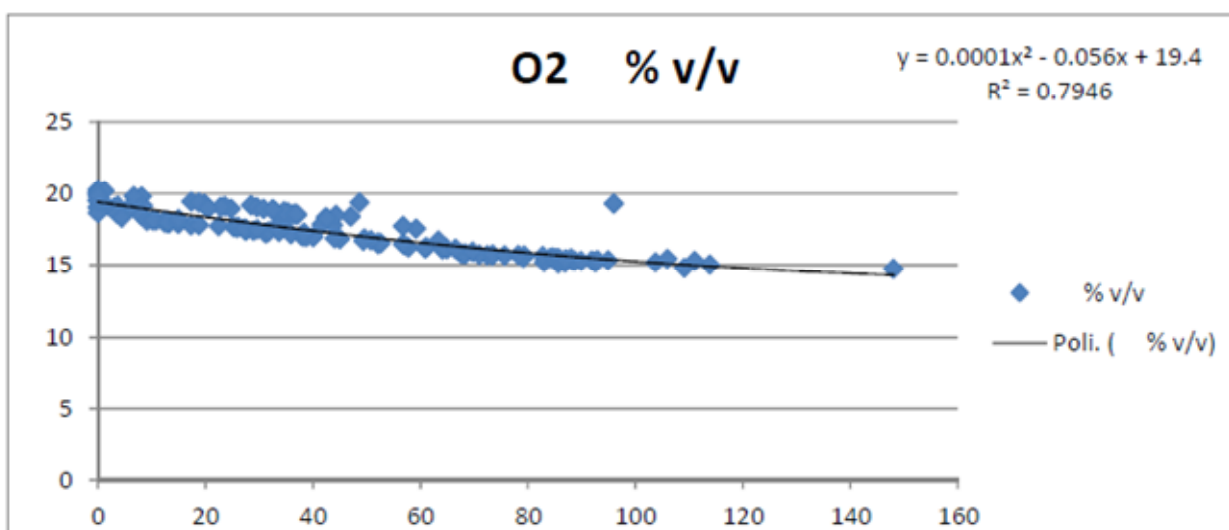
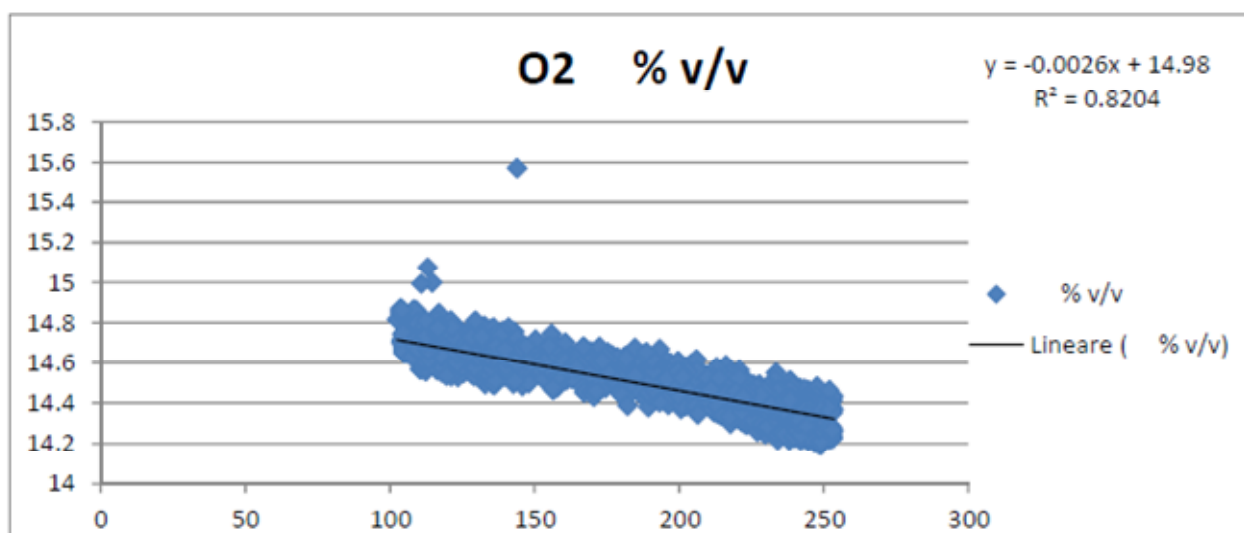
Calcolo H2O stimato

La misura di H2O ha una curva di correlazione unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



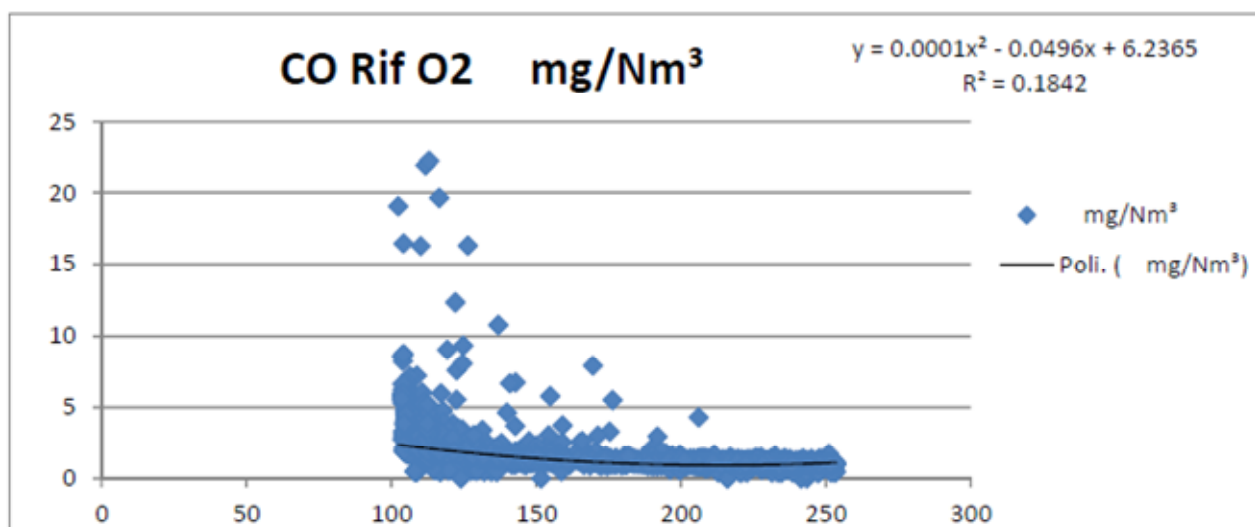
Calcolo O2 stimato

La misura di O2 ha una curva di correlazione diversa per la fase di transitorio e per la fase di normale funzionamento.

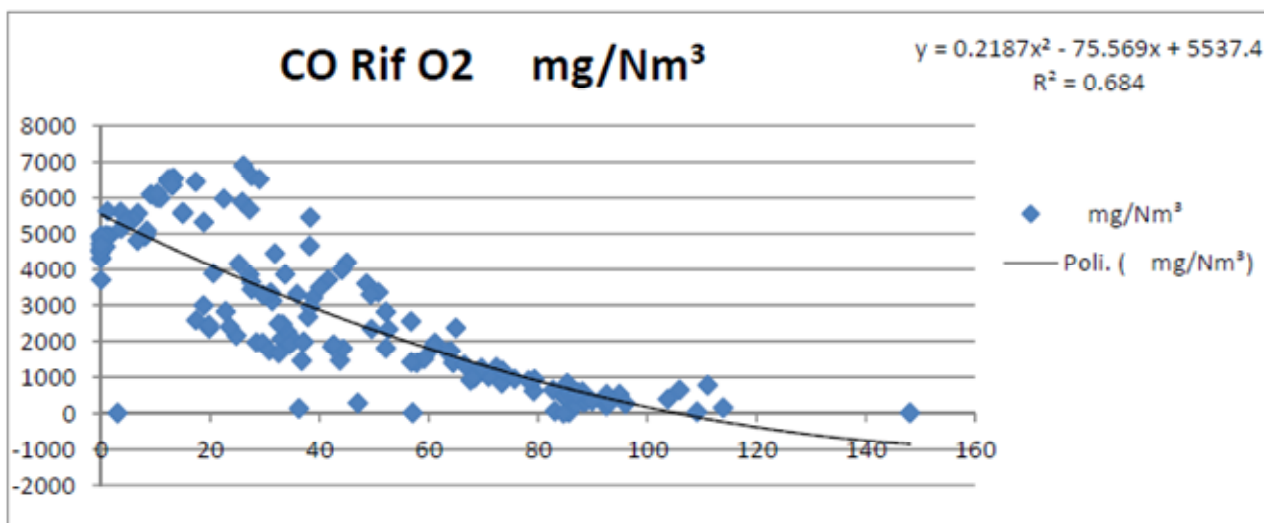


Calcolo CO stimato

Considerato che la misura CO ha andamenti differenti nelle fasi di transitorio e di normale funzionamento, sono state determinate due curve di correlazione separate.



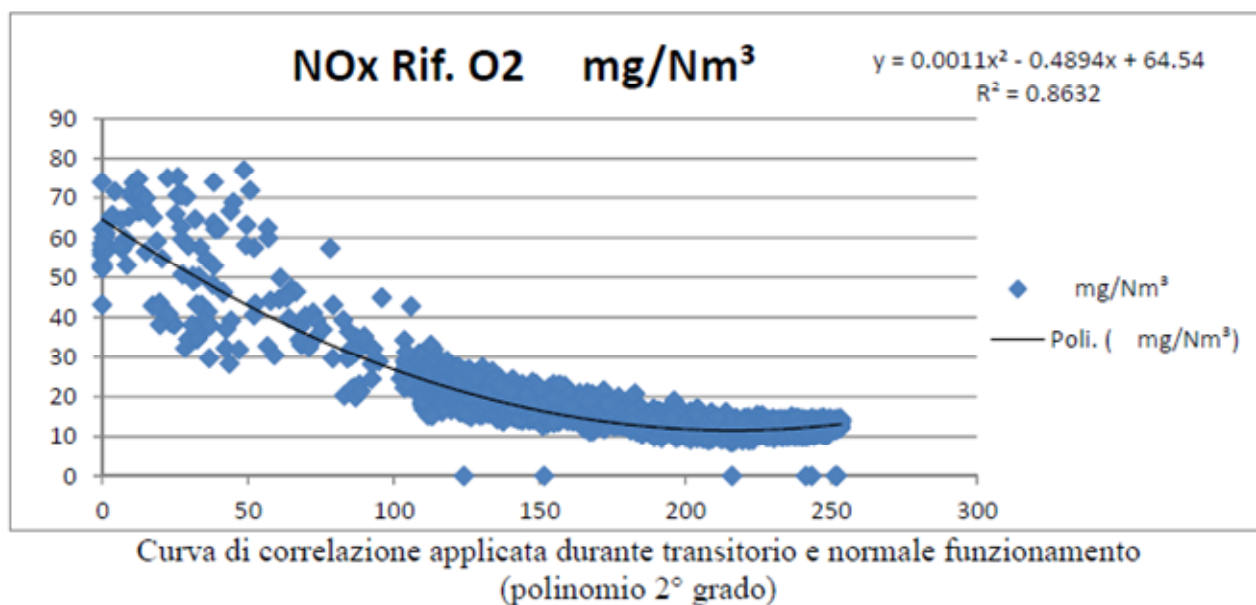
Curva di correlazione applicata durante il normale funzionamento
(polinomio 2° grado)



Curva di correlazione applicata durante il transitorio
(polinomio 2° grado)

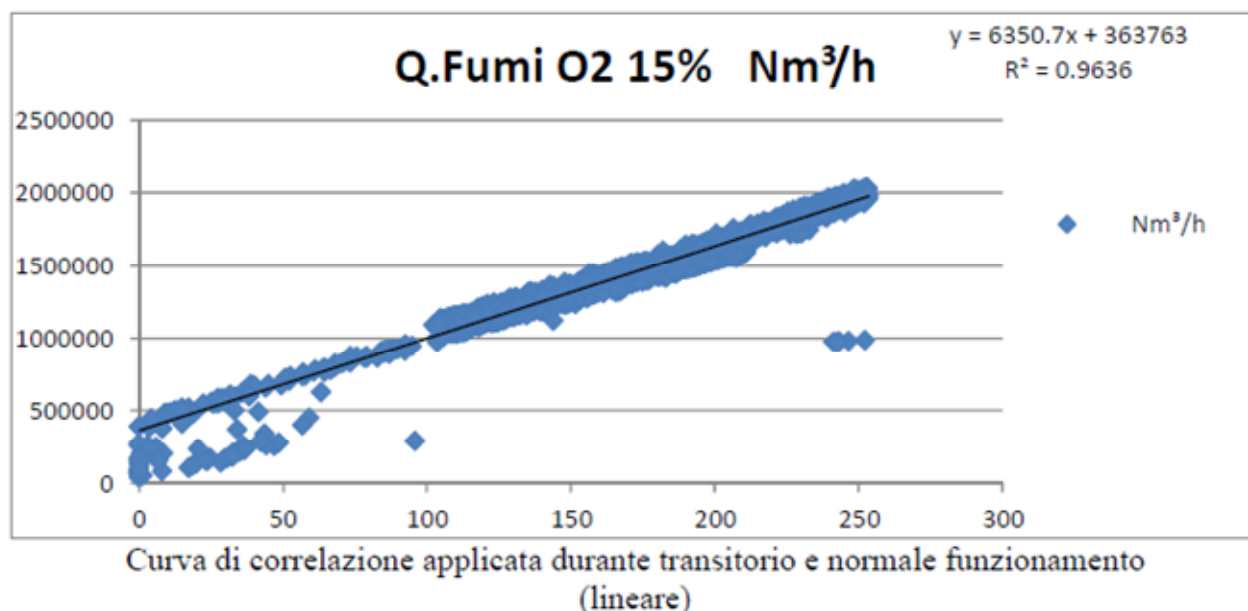
Calcolo NOx stimato

L' NOx ha una curva di correlazione unica per la fase di transitorio e per la fase di normale funzionamento, perché meglio interpola le condizioni complessive.



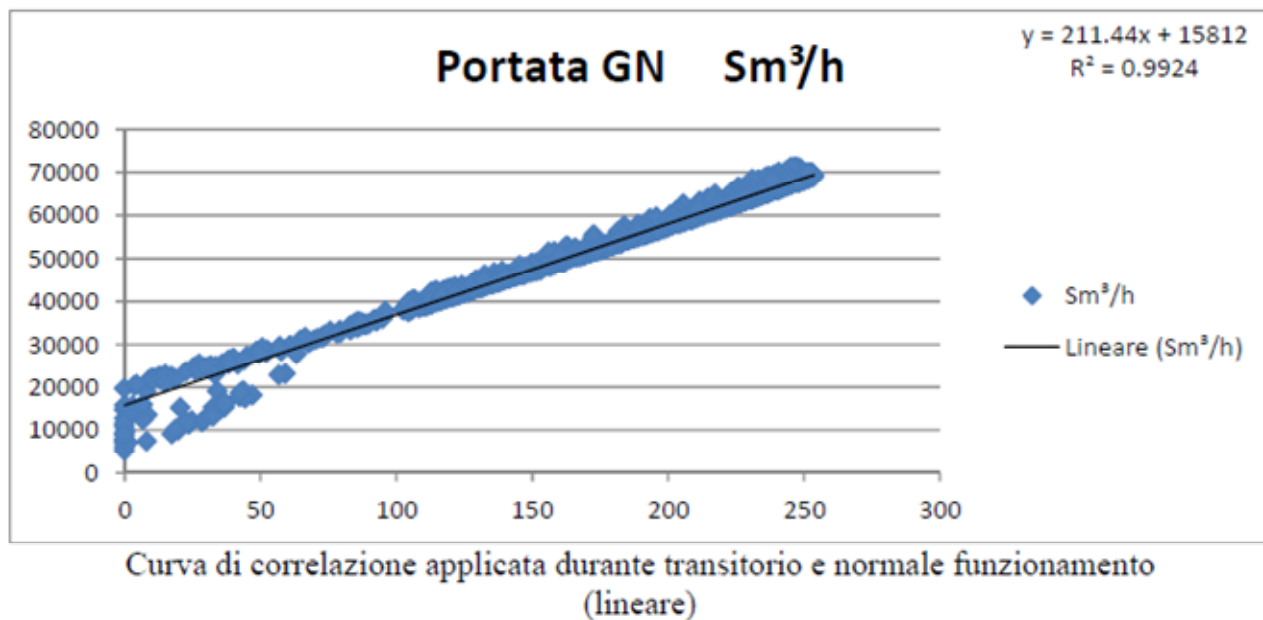
Calcolo Portata Fumi stimata

In caso di mancanza del segnale di velocità fumi, la Portata Fumi stimata viene normalmente calcolata per via stechiometrica dalla portata del gas combustibile, in caso di mancanza della misura della portata di combustibile viene applicata una retta di correlazione con la potenza erogata dal TG. E' stata determinata una retta unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



Calcolo Portata Gas Naturale stimata

La Portata gas viene calcolata applicando una retta di correlazione con la potenza erogata dal TG. E' stata determinata una retta unica applicata sia per la fase di transitorio che per la fase di normale funzionamento.



ADDENDUM 1 SME

TERMINOLOGIA

PREMESSA

Le definizioni pertinenti all'impianto di Porto Corsini ed al relativo Sistema di Monitoraggio delle Emissioni SME installato sono estratte dal capitolo *“Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo - Definizioni”* allegato al Decreto DSA-DEC-2009-0001631 del 12/11/2009 (AIA), dal D. Lgs 152/06 *“Norme in materia ambientale”* (con indicazione aggiuntiva del punto specifico della norma e così come aggiornato dalla Legge n.167 del 20/11/2017), dalla Norma UNI EN 14181:2015 (individuate con la sigla (14181), dal DM 31/01/2005 relativo alle Migliori Tecniche Disponibili in materia di sistemi di monitoraggio emissioni per gli impianti IPPC, individuate con la sigla (DM), mentre quelle contraddistinte con la sigla (MU151) sono state trascritte dal manuale UNICHIM 151. Per eventuali ulteriori definizioni si farà riferimento al suddetto manuale, nonché al manuale UNICHIM 158. Alcuni termini sono desunti dalla LG di indirizzo Arpa Emilia Romagna del 2015-759 e dalla LG Ispra 87/2013.

TERMINOLOGIA

Accuratezza di misura (MU151) (vedi anche grado di accuratezza): Entità dello scostamento del valore ottenuto con il metodo di misura adottato rispetto al valore “reale”.

Archivio SME: nel documento denominato Archivio HSEQ, è il luogo fisico/virtuale dove sono archiviati tutti i documenti inerenti la gestione dello SME.

AST (14181) - Test di sorveglianza annuale: test funzionale di verifica delle prestazioni della strumentazione, della validità della funzione di taratura e della precisione ottenute in QAL2.

Calibrazione (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): procedura di verifica dei segnali di un analizzatore a risposta lineare sullo zero e su un prefissato punto intermedio della scala (span), il quale corrisponde tipicamente all'80% del fondo scala.

Carico di processo ((D.Lgs. 152/06 art. 268): il livello percentuale di produzione rispetto alla potenzialità nominale dell'impianto.

Concentrazione (D.Lgs. 152/06 art. 268): rapporto tra la massa di sostanza inquinante emessa e volume dell'effluente gassoso; per gli impianti di combustione i valori di emissione espressi come concentrazione (mg/nm³) sono calcolati considerando, se non diversamente stabilito dalla parte quinta del D Lgs 152/06, un tenore volumetrico di ossigeno di riferimento del 3 per cento in volume dell'effluente gassoso per i combustibili liquidi e gassosi, del 6 per cento in volume per i combustibili solidi e del 15 per cento in volume per le turbine a gas.

Condizioni normali (D.Lgs. 152/06 art. 268): una temperatura di 273,15 K ed una pressione di 101,13 kPa.

Condizioni normalizzate: (Standard Conditions) Le condizioni alle quali i valori misurati devono essere standardizzati per verificare la conformità ai valori limite di emissione, tali condizioni sono specificate nelle Direttive UE3.

Curva di taratura (vedi anche grafico di taratura): Per taratura (corrispondente al termine anglosassone “calibration”), si intende l'estrapolazione matematica e/o grafica dell'andamento del

segnale strumentale in risposta a diversi valori di concentrazione del campione di riferimento. Il grafico (o curva) di taratura permette di determinare il valore della grandezza misurata a partire dal valore della risposta elettrica dell'analizzatore. Per consentire l'acquisizione automatica si usa l'estrapolazione matematica.

Dato elementare: E' il valore del misurando ottenuto convertendo in unità digitali e nella voluta unità di misura il valore della risposta elettrica rilevato in un certo istante. I dati elementari, acquisiti con opportuna frequenza, vengono memorizzati nel sistema di acquisizione ed utilizzati per calcolare i dati medi.

Deriva (14181): variazione monotonica della funzione di taratura ("calibration function") all'interno di un definito intervallo di manutenzione che risulta in un cambiamento del segnale misurato.

Errore accidentale: vedi errore casuale.

Errore casuale (MU151) (o indeterminato, o accidentale): Errore che in ogni misura incide per motivi "inafferrabili", definibili cioè come dovuti al caso, e che dà luogo a scostamenti dei valori di misura dal valore "reale" sia di segno positivo che negativo.

Errore determinato: vedi errore sistematico.

Errore indeterminato: vedi errore casuale.

Errore sistematico (MU151) (o determinato): Errore dovuto a un difetto di misura (localizzato nella strumentazione, nell'operatore o nelle modalità operative e ambientali) che dà luogo a scostamenti dei valori di misura dal valore "reale" del tipo "a senso unico" (cioè sempre in più o sempre in meno).

Funzione di taratura (14181): ("calibration function") Relazione lineare tra i valori del metodo di riferimento normalizzato (SRM) e l'AMS, presumendo uno scarto tipo residuo costante.

Grado di accuratezza (MU151): Entità dello scostamento dell'insieme dei valori misurati ottenibile con il metodo di misura rispetto al valore "reale". L'accuratezza fornisce il grado di attendibilità di un metodo di misura; essa è tanto maggiore quanto minore è lo scostamento dei valori misurati dal valore reale, scostamento che dipende dalla entità degli errori di misura. (per valutare operativamente il grado di accuratezza delle misure dei sistemi di monitoraggio il DM introduce l'indice di accuratezza relativo. (Vedi definizione di seguito riportata).

Grafico CUSUM (14181): Procedimento di calcolo in cui la quantità di deriva e variazione della precisione è confrontata con i corrispondenti componenti dell'incertezza ottenuti durante QAL1.

Grafico di taratura (MU151): Rappresentazione grafica di una funzione riferita ad un sistema di coordinate (per lo più coordinate cartesiane). Il grafico di taratura è ottenuto eseguendo una serie di misure e riportando in ascisse quantità note del composto in esame e in ordinate i valori indicati dalle apparecchiature di misura.

Grandezza calcolata (Con riferimento al sistema di elaborazione dati): E' una grandezza ottenuta combinando con un algoritmo di calcolo due o più misure, oppure, misure e parametri originati da input operatore.

Impianto di combustione (D.Lgs. 152/06 art. 268): qualsiasi dispositivo tecnico in cui sono ossidati combustibili al fine di utilizzare il calore così prodotto; per **grande impianto di combustione** si intende un impianto di combustione di potenza termica nominale non inferiore a 50 MW.

Indice di accuratezza relativo (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV - 14181): L'indice di accuratezza relativo valuta l'accordo esistente tra la misura rilevata dal sistema di monitoraggio e la misura rilevata con un secondo sistema preso come riferimento. Il calcolo richiede l'esecuzione di almeno tre misure di confronto. La formula di calcolo è la seguente

$$I_{ar} = 100 \cdot [1 - (M + I_c)/M_r]$$

M è la media aritmetica dei valori assoluti delle differenze tra le concentrazioni misurate nelle N prove.

M_r è la media aritmetica delle concentrazioni misurate dal sistema di riferimento.

I_c è il valore assoluto dell'intervallo di confidenza. Per il calcolo di tale intervallo si veda il punto 4.4 dell'allegato VI alla parte IV del D. Lgs. 152/06.

Intervallo di manutenzione: intervallo di tempo massimo ammissibile durante il quale le prestazioni della strumentazione restano in un range predefinito senza necessità di un intervento esterno, quale ricarica, calibrazione, regolazione (cd. adjustment); (definito anche periodo di funzionamento "incustodito; automatico" secondo definizione UNI EN15267-3).

Linearità: caratteristica di uno strumento di mantenere costante il rapporto tra il valore del segnale di uscita ed il corrispondente valore assegnato del misurando (campione).

Limite di quantificazione: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è la concentrazione che da un segnale pari al segnale medio di n (si consiglia un n maggiore o uguale a 7) misure replicate dei bianchi tali da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Media annuale: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure discontinue).

Media giornaliera: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 144 ore normale funzionamento mensile o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Media oraria: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 70% delle letture continue sopra il minimo tecnico ambientale.

Intervallo di manutenzione: intervallo di tempo massimo ammissibile durante il quale le prestazioni della strumentazione restano in un range predefinito senza necessità di un intervento esterno, quale ricarica, calibrazione, regolazione (cd. adjustment); (definito anche periodo di funzionamento "incustodito; automatico" secondo definizione UNI EN15267-3).

Laboratori di prova: I Laboratori di prova che eseguono le misure con il metodo di riferimento (SRM) devono possedere, per i singoli metodi, un accreditamento UNI EN ISO/IEC 17025

Lettura di SPAN: Lettura dell'AMS ottenuta simulando una concentrazione del parametro di ingresso fissa elevata.

Lettura di Zero: Lettura dell'AMS ottenuta simulando una concentrazione zero del parametro di ingresso.

Massima incertezza permessa: requisito di incertezza su un valore misurato dallo SME, definito dalla legislazione o dall'Autorità Competente.

Megawattora generato mese: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) l'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Minimo tecnico ambientale (D.Lgs. 152/06 art. 268 – Decreto AIA): carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime.

Rendimento elettrico medio effettivo: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) è il rapporto tra l'energia elettrica media (netta) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso calcolo, o per misura diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema: se il numero finale è 6, 7, 8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore; se il numero finale è 1, 2, 3 e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore; se il numero finale è 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari più prossima (lo 0 è considerato pari).

Manuale d'Uso e Manutenzione SME: raccolta della manualistica prodotta dal costruttore relativa alle varie componenti del sistema (manuali d'uso e manutenzione).

Manuale di Gestione SME: è il presente documento, che descrive il funzionamento del sistema descrivere e definire il funzionamento dell'impianto, combustibili utilizzati o comunque ammissibili e loro eventuali limitazioni (es solo per avviamento), indicare il tipo e la frequenza delle verifiche periodiche cui è soggetto lo SME (linearità – IAR, QAL2 – AST, verifiche sulla strumentazione secondaria), indicare le procedure da attuare in caso di avaria/guasto all'impianto con influenza sulla qualità delle emissioni (sistema di combustione, sistemi di abbattimento inquinanti) o al sistema SME o parti di questo, identificare le responsabilità dei soggetti coinvolti per l'esecuzione di quanto sopra.

Manuale Operativo SME: documento, elaborato dal costruttore, che descrive le modalità di navigazione sul sistema SME per gli operatori e tecnici.

Manuale Software SME: documento, elaborato dal costruttore, che descrive i dettagli operativi del software di elaborazione ed acquisizione dati (SAD) e di presentazione degli stessi a sistema.

Misura diretta (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): Misura effettuata con analizzatori che forniscono un segnale di risposta direttamente proporzionale alla concentrazione dell' inquinante.

Misura indiretta (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): Misura effettuata con analizzatori che forniscono un segnale di risposta direttamente proporzionale ad un parametro da correlare, tramite ulteriori misure, alle concentrazioni dell'inquinante come ad esempio la misura di trasmittanza o di estinzione effettuata da analizzatori di tipo ottico.

Ore di normale funzionamento (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): il numero delle ore in cui l'impianto è in funzione, con l'esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi di guasto.

Ossigeno di riferimento: è il valore di ossigeno fissato dal DM 12.7.90 per singola tipologia di combustibile da applicare per calcolare le concentrazioni normalizzate.

Periodo di arresto (D.Lgs. 152/06 art. 268): o "transitorio di arresto" salvo diversa disposizione autorizzativa, il tempo in cui l'impianto, a seguito dell'interruzione dell'erogazione di energia, combustibili o materiali, non dovuta ad un guasto, è portato da una condizione nella quale esercita l'attività a cui è destinato in situazione di carico di processo pari o superiore al minimo tecnico ad una condizione nella quale tale funzione è esercitata in situazione di carico di processo inferiore al minimo tecnico o non è esercitata.

Periodo di avviamento (D.Lgs. 152/06 art. 268): "transitorio di avviamento" salvo diversa disposizione autorizzativa, il tempo in cui l'impianto, a seguito dell'erogazione di energia, combustibili o materiali è portato da una condizione nella quale non esercita l'attività a cui è destinato, o la esercita in situazione di carico di processo inferiore al minimo tecnico, ad una condizione nella quale tale attività è esercitata in situazione di carico di processo pari o superiore al minimo tecnico.

Periodo di osservazione (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): intervallo temporale a cui si riferisce il limite di emissione da rispettare. Tale periodo, a seconda della norma da applicare, può essere orario, giornaliero, di 48 ore, di sette giorni, di un mese, di un anno. In relazione a ciascun periodo di osservazione, devono essere considerate le ore di normale funzionamento.

Potenza termica nominale dell'impianto di combustione (D.Lgs. 152/06 art. 268): prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile utilizzato e di portata massima del combustibile bruciato al singolo impianto di combustione, così come dichiarata dal costruttore, espressa in Watt termici o suoi multipli

Potenzialità: La potenzialità di un impianto termoelettrico si esprime tramite la potenza elettrica in MW erogata ai morsetti dell'alternatore. La potenzialità nominale corrisponde alla potenza massima effettivamente erogabile con continuità.

Precisione (MU151): Capacità di ottenere valori di misura di una stessa grandezza vicini fra loro, espressa come deviazione standard delle misure stesse (Deviazione standard piccola = precisione elevata). La precisione di misura può essere espressa sotto forma di "ripetibilità" e di "riproducibilità".

QAL1 (14181): Verifica di adeguatezza e qualità della strumentazione di campionamento ed analisi, a monte dell'installazione nello SME, in termini di caratteristiche strumentali e incertezza tipica della misura.

QAL2 (14181): Procedimento per la determinazione della funzione di taratura tramite verifiche preventive (es prova funzionale), misure in parallelo con un metodo standard di riferimento (SRM) e verifiche a valle (calcolo della variabilità della misura e test di variabilità).

QAL3 (14181): Controllo del mantenimento della qualità della misura durante il funzionamento della strumentazione di campionamento ed analisi; verifica della coerenza delle derive di zero e span rispetto alla QAL1.

Range di taratura (14181): (“calibration range”): il range su cui l’AMS è stato tarato durante la procedura QAL2.

Range di certificazione (14181): il range di certificazione su cui l’AMS deve essere testato (e certificato), comprende un valore minimo e massimo, è generalmente raccomandato che sia correlato al valore limite di emissione.

Range di misura (14181): (cd. “fondo scala”) il range su cui l’AMS è settato per operare durante il suo utilizzo.

Rappresentatività: E’ il requisito essenziale del sistema di campionamento descrivibile come l’attitudine nel prelevare e trasferire all’apparecchiatura di analisi un flusso di gas nel quale le concentrazioni degli inquinanti da misurare rispecchiano la concentrazione media degli stessi inquinanti nella sezione di campionamento, ovvero nella emissione. la rappresentatività dipende dal grado di omogeneità della distribuzione degli inquinanti nella sezione di campionamento, dalle condizioni fluidodinamiche nella sezione stessa, dalla capacità della linea di trasferimento (condotto di adduzione dalla sezione agli analizzatori) di mantenere inalterate le caratteristiche chimico fisiche del gas prelevato.

Registro Eventi SME: La norma UNI EN 14181 (Appendice D) e il D.lgs.152/06 (Parte V Allegato VI p.to 3.1; 3.2; 5.4; 5.5), oltre che le specifiche prescrizioni di attuazione del PMC AIA, prevedono che lo SME sia dotato di un Registro cronologico, in cui riportare ogni evento significativo relativo al funzionamento degli impianti e dei sistemi di abbattimento, ogni operazione di manutenzione e taratura o calibrazione eseguita sulla strumentazione, i periodi di indisponibilità dei dati e le cause, eventuali misure sostitutive eseguite con strumentazione diversa.

Registro indisponibilità: in accordo al D.lgs.152/06 (Parte V Allegato VI p.to 3.1; 3.2; 5.4; 5.5) è il registro dove vengono tracciate tutte le cause di indisponibilità della strumentazione. Tale registro è inglobato in quello **Eventi SME**.

Registro Manutenzione SME: in accordo al D.lgs.152/06 (Parte V Allegato VI p.to 3.1; 3.2; 5.4; 5.5) è il registro dove vengono tracciate tutti gli interventi di manutenzione, accidentali e ordinari, fatti sul sistema dal reparto manutenzione (Resp/Spec Elereg) ed è tenuto in formato digitale su file a cura del reparto.

Ripetibilità (MU151): Entità delle variazioni che si hanno tra le misure effettuate su una stessa grandezza dalla stessa persona con lo stesso metodo di rilevamento in un breve intervallo di tempo.

Riproducibilità (MU151): Entità delle variazioni che si hanno tra le misure effettuate su una stessa grandezza in un esteso intervallo di tempo e/o da diversi operatori o laboratori.

Scarto tipo: (Standard Deviation) Radice quadrata positiva di: lo scarto tipo medio quadrato dalla media aritmetica diviso per il numero di gradi di libertà.

Sistemi di misura estrattivi (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): sistemi basati sull'estrazione del campione dell'effluente gassoso; l'estrazione avviene direttamente, nel caso di sistemi ad estrazione diretta, o con diluizione del campione, negli altri casi.

SME (AMS: Automated Measuring System): Sistema di misurazione installato in modo permanente sul sito per il monitoraggio continuo delle emissioni o dei parametri periferici. Oltre all'analizzatore, un AMS comprende le strutture per prelevare campioni (per esempio sonda di campionamento, linee di campionamento del gas, flussometri, regolatori, pompe di erogazione) e per il condizionamento dei campioni (per esempio filtro delle polveri, dispositivi di rimozione dell'umidità, convertitori, diluitori). Sono compresi anche i dispositivi per i test e le regolazioni richiesti per i regolari check funzionali. Un AMS può essere di tipo estrattivo: avente l'unità di rilevazione fisicamente separata dal flusso gassoso per mezzo di un sistema di campionamento; in situ: con l'unità di rilevazione nel flusso gassoso o in una parte di esso; periferico: utilizzato per raccogliere i dati necessari per convertire i valori misurati dall'AMS alle condizioni normalizzate. E' presente anche l'SRM che è di norma il sistema di misura di riferimento ovvero quello del laboratorio accreditato UNI EN 17025 che effettua le misure periodiche.

SRM (System Reference Measuring): è la strumentazione impiegata dal laboratorio accreditato UNI EN 17025 per l'esecuzione delle verifiche QAL2/AST della strumentazione AMS

SAD (sistema acquisizione dati): sistema di elaborazione dei dati SME che partendo dai dati del campo acquisisce le grandezze genera i valori medi e le tabelle in accordo alle norme previste

Stabilità dello zero e del fondo scala (MU151): Condizione di equilibrio costante e invariabile dei punti suddetti durante l'analisi.

Taratura: operazioni tecniche che consentono di tracciare il grafico di taratura.

Tempo di risposta: Tempo richiesto da un AMS per rispondere ad un input improvviso del valore fino ad ottenere una concentrazione pari al 90% del valore nominale (t_{90})

Trasmittanza: grandezza ottica definita come rapporto tra l'intensità di una radiazione trasmessa (I) attraverso un mezzo assorbente e l'intensità della radiazione incidente (I_0).

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione: (Decreto AIA – Piano di Monitoraggio e Controllo) i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini della comunicazione dei risultati del piano di monitoraggio e controllo, sostituiti da un valore pari alla metà dell LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Validazione dei dati: Per validazione di un dato elementare o medio si intende il processo "decisionale" che porta a stabilire l'attendibilità o meno del dato e a rendere indisponibile il dato stesso per le elaborazioni successive nel caso di non attendibilità. Il processo è completamente automatico per i dati elementari. Per i dati medi il processo di validazione può richiedere l'intervento dell'operatore in quanto non tutte le anomalie strumentali sono discriminabili automaticamente.

Valore limite di emissione (D.Lgs. 152/06 art. 268): il fattore di emissione, la concentrazione, la percentuale o il flusso di massa di sostanze inquinanti nelle emissioni che non devono essere superati.

Valore “reale” (MU151): Valore che si otterrebbe calcolando la media di una serie infinita di misura di una stessa grandezza.

Variabilità: Scarto tipo delle differenze delle misurazioni parallele tra l'SRM e l'AMS.

Verifica di accuratezza (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): si effettua confrontando le misure rilevate dal sistema in esame con le misure rilevate nello stesso punto o nella stessa zona di campionamento da un altro sistema di misura assunto come riferimento. L'accordo tra i due sistemi si valuta, effettuando almeno tre misure di confronto, tramite l'indice di accuratezza (IAR).

Verifica periodica (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): consistono nel controllo periodico della risposta su tutto il campo di misura dei singoli analizzatori, da effettuarsi con periodicità almeno annuale; tale tipo di verifica deve essere effettuata anche dopo interventi manutentivi conseguenti ad un guasto degli analizzatori.

Verifica in campo (D.Lgs. 152/06 allegato VI alla parte IV): sono le attività destinate all'accertamento della correttezza delle operazioni di misura. Tali attività sono effettuate dall'Autorità competente per il controllo o dal gestore sotto la supervisione della stessa. Per la verifica di inquinanti gassosi basati su analizzatori *in situ* con misura diretta e di tipo estrattivo, la verifica in campo consiste nella determinazione dell'indice di accuratezza relativo da effettuare con periodicità almeno annuale.