

Per
Voghera Energia S.p.A.
Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E di
Voghera (PV)

Allegato E4

Piano di monitoraggio e controllo

Contratto FWIENV n° 1-BH-0350A

INDICE

1	INTRODUZIONE	7
2	ABBREVIAZIONI	9
3	MONITORAGGIO E CONTROLLO DELLE EMISSIONI IN ARIA	10
3.1	INTRODUZIONE	10
3.2	MONITORAGGIO DEI PUNTI EMISSIVI E01 ED E02	10
3.2.1	<i>Campo di applicazione</i>	11
3.2.2	<i>Riferimenti normativi</i>	11
3.2.3	<i>Limiti alle emissioni</i>	13
3.2.4	<i>Caratteristiche dello SME</i>	13
3.2.5	<i>Descrizione tecnica del sistema</i>	19
3.2.6	<i>Gestione dello SME</i>	24
3.2.7	<i>Sistema di archiviazione e validazione dei dati forniti dallo SME</i>	27
3.2.8	<i>Criteri generali di elaborazione e reportistica</i>	28
3.2.9	<i>Presentazione, valutazione e comunicazione alle Autorità preposte al Controllo</i>	30
3.3	MONITORAGGIO DEI PUNTI EMISSIVI E03 ED E04	37
3.3.1	<i>Riferimenti normativi</i>	37
3.3.2	<i>Parametri monitorati</i>	37
3.3.3	<i>Dispositivi di misura</i>	37
3.3.4	<i>Metodi di campionamento ed analisi</i>	38
3.3.5	<i>Frequenza di campionamento</i>	38
3.3.6	<i>Strumenti di calcolo e stima</i>	38
3.3.7	<i>Registrazioni periodiche dei dati</i>	39
3.3.8	<i>Trasmissione dei dati all'autorità competente</i>	39
3.3.9	<i>Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio</i>	39
4	MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE EMISSIONI DI CO₂	40

4.1	SCOPO	40
4.2	RIFERIMENTI	40
4.3	RESPONSABILITÀ.....	42
4.4	METODOLOGIA DI CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ E DELL'ENERGIA RELATIVA AI COMBUSTIBILI UTILIZZATI.....	44
4.4.1	<i>Determinazione del fattore di emissione del gas naturale</i>	<i>45</i>
4.4.2	<i>Determinazione del PCI del gas naturale</i>	<i>51</i>
4.4.3	<i>Determinazione dei consumi di gas naturale</i>	<i>54</i>
4.4.4	<i>Determinazione dei consumi di gasolio</i>	<i>55</i>
4.5	CLASSIFICAZIONE DELLE FONTI DI EMISSIONE	56
4.6	ATTIVITÀ E PUNTI DI EMISSIONE.....	58
4.7	RIFERIMENTI PER IL CALCOLO	59
4.7.1	<i>Strumenti di misura</i>	<i>59</i>
4.7.2	<i>Livelli di approccio per il calcolo.....</i>	<i>60</i>
4.7.3	<i>Giustificazione del metodo di campionamento</i>	<i>62</i>
4.7.4	<i>Giustificazione del metodo di analisi.....</i>	<i>62</i>
4.8	RAPPORTI DI TRASMISSIONE DELLE EMISSIONI DI CO ₂	63
4.9	TARATURE E MANUTENZIONI	65
4.10	REGISTRAZIONE E ARCHIVIAZIONE	65
4.11	TEMPORANEA INAPPLICABILITÀ DELLA METODOLOGIA DI LIVELLO STANDARD.....	65
4.11.1	<i>Possibili anomalie</i>	<i>65</i>
4.11.2	<i>Azioni correttive</i>	<i>65</i>
4.11.3	<i>Comunicazioni inapplicabilità livello standard.....</i>	<i>67</i>
5	MONITORAGGIO DELLE RISORSE IDRICHE	68
5.1	SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE	68
5.2	RIFERIMENTI NORMATIVI	68
5.3	RESPONSABILITÀ.....	68

5.4	MODALITÀ OPERATIVE	68
5.4.1	<i>Tipologia di acqua prelevata, suoi utilizzi e punti di misura</i>	69
5.4.2	<i>Controllo e registrazione del quantitativo di acqua emunto</i>	71
5.4.3	<i>Consuntivazione dei parametri operativi</i>	71
5.4.4	<i>Analisi qualitativa e monitoraggio</i>	72
5.4.5	<i>Comunicazione ad enti esterni</i>	72
6	MONITORAGGIO SCARICHI IDRICI.....	73
6.1	RIFERIMENTI LEGISLATIVI.....	73
6.2	RESPONSABILITÀ.....	73
6.3	PARAMETRI MONITORATI	73
6.4	METODI DI CAMPIONAMENTO ED ANALISI.....	75
6.5	FREQUENZA DI CAMPIONAMENTO	78
6.6	METODI DI CALCOLO E STIMA	79
6.7	REGISTRAZIONI PERIODICHE DEI DATI.....	79
6.8	TRASMISSIONE DEI DATI ALL'AUTORITÀ COMPETENTE.....	79
7	MONITORAGGIO PRODUZIONE E SMALTIMENTO RIFIUTI	80
7.1	RIFERIMENTI LEGISLATIVI	80
7.2	RESPONSABILITÀ.....	80
7.3	TIPOLOGIA DI RIFIUTI PRODOTTI E AREE DI DEPOSITO TEMPORANEO RIFIUTO.....	80
7.4	PRODUZIONE DEL RIFIUTO	81
7.5	PRODUZIONE DEL RIFIUTO DA ATTIVITÀ EFFETTUATE DAL PERSONALE DI DITTE ESTERNE.	81
7.6	RIFIUTI LIQUIDI RACCOLTI IN SERBATOI E/O VASCHE (ELUATI SALINI PRODOTTI DALLE RIGENERAZIONE RESINE IMPIANTO DEMI, FANGHI BIOLOGICI ED OLEOSI)	82
7.6.1	<i>Eluati salini</i>	82
7.6.2	<i>Emulsioni oleose</i>	83
7.6.3	<i>Olio esausto</i>	83

7.6.4	Acque di lavaggio TG.....	83
7.7	PRODUZIONE ANOMALA DI RIFIUTI	84
7.8	CLASSIFICAZIONE: ANALISI E ATTRIBUZIONE DEI CODICI CER	84
7.9	INDIVIDUAZIONE DEI SOGGETTI PER CONFERIMENTO: TRASPORTO / SMALTIMENTO	85
7.10	CONFERIMENTO: COMPILAZIONE DEI FORMULARI, VERIFICA AUTORIZZAZIONI	86
7.11	CONFERIMENTO: VERIFICA AUTORIZZAZIONI	87
7.12	COMPILAZIONE MUD.....	88
7.13	CONSUNTIVAZIONE DEI PARAMETRI OPERATIVI.....	88
8	MONITORAGGIO RADIAZIONI NON IONIZZANTI	89
8.1	PREMESSA.....	89
8.2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	89
8.2.1	<i>Categoria lavoratori</i>	89
8.2.2	<i>Categoria Popolazione</i>	90
8.3	DISPOSITIVI DI MISURA.....	91
8.4	METODO DI CAMPIONAMENTO ED ANALISI	91
8.5	FREQUENZA DI CAMPIONAMENTO	93
8.6	STRUMENTI DI CALCOLO E STIMA.....	93
8.7	REGISTRAZIONI DEI DATI.....	93
9	MONITORAGGIO EMISSIONI SONORE	94
9.1	VALUTAZIONE DELLA RUMOROSITÀ EMessa ALL'ESTERNO DURANTE LE ATTIVITÀ DELLO STABILIMENTO	94
9.1.1	<i>Parametri da monitorare e limiti di riferimento normativi</i>	94
9.1.2	<i>Dispositivi di misura</i>	95
9.1.3	<i>Metodo di campionamento ed analisi</i>	95
9.1.4	<i>Frequenza di campionamento</i>	95
9.1.5	<i>Strumenti di calcolo e stima</i>	96

9.1.6	<i>Registrazioni periodiche dei dati</i>	96
9.1.7	<i>Trasmissione dei dati all'autorità competente</i>	96
9.1.8	<i>Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio</i>	96
9.2	ESPOSIZIONE PROFESSIONALE ALLA RUMOROSITÀ	96
9.2.1	<i>Parametri da monitorare e limiti di riferimento normativi</i>	96
9.2.2	<i>Dispositivi di misura</i>	98
9.2.3	<i>Metodo di campionamento ed analisi</i>	98
9.2.4	<i>Frequenza di campionamento</i>	99
9.2.5	<i>Strumenti di calcolo e stima</i>	99
9.2.6	<i>Registrazioni periodiche dei dati</i>	99
9.2.7	<i>Trasmissione dei dati all'autorità competente</i>	99
9.2.8	<i>Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio</i>	99

1 INTRODUZIONE

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è predisposto per l'attività IPPC n° 1.1 "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW", oggetto del rinnovo della presente Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E, di proprietà di Voghera Energia S.p.A., sito nel Comune di Voghera (PV).

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005,).

L'impianto sopra citato è registrato EMAS e dispone già di un Sistema di Gestione Ambientale, che include delle procedure per la sorveglianza e la misurazione dei parametri ambientali e di funzionamento dell'impianto; di conseguenza il presente Piano è stato sviluppato anche tenendo in considerazione le procedure dell'SGA.

Gli aspetti ambientali considerati nel presente Piano sono di seguito elencati:

- emissioni in atmosfera;
- emissioni di CO₂;
- prelievi idrici;
- scarichi idrici;
- produzione rifiuti;
- emissioni sonore;
- radiazioni non ionizzanti.

Per quanto possibile, si è cercato di mantenere una struttura uniforme del documento, descrivendo per ciascun aspetto:

1. i parametri da monitorare ed i limiti di riferimento normativi;
2. i dispositivi di misura;

3. i metodi di campionamento;
4. gli strumenti di calcolo e stima;
5. le registrazioni periodiche dei dati;
6. le risorse umane dedicate alle attività di monitoraggio;
7. l'organizzazione proposta all'attività di monitoraggio;
8. le procedure che definiscono le modalità e le responsabilità assegnate per il corretto funzionamento del sistema.

2 ABBREVIAZIONI

Di seguito si riportano alcune abbreviazioni che sono utilizzate all'interno del Piano di Monitoraggio e Controllo.

ARE	Assistente Responsabile di Esercizio
CT	Capo Turno
DIR	Direttore di Centrale
PA	Politica Ambientale
RE	Responsabile di Esercizio
RLS	Rappresentante dei Lavoratori per la Sicurezza
RM	Responsabile della Manutenzione
RSGA	Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale
RSPP	Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione
SGA	Sistema di Gestione Ambientale
SGA.IL	Istruzione di Lavoro del Sistema di Gestione Ambientale
SGA.IO	Istruzione Operativa del Sistema di Gestione Ambientale
SGA.MD	Modulo del Sistema di Gestione Ambientale
SGA.PR	Procedura del Sistema di Gestione Ambientale
SGA.RG	Registro del Sistema di Gestione Ambientale
SGA.TB	Tabella del Sistema di Gestione Ambientale
SME	Sistema di Monitoraggio delle Emissioni

3 MONITORAGGIO E CONTROLLO DELLE EMISSIONI IN ARIA

3.1 Introduzione

La Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E di Voghera presenta N. 6 punti di emissione. Di questi, solo i punti E01 (Emissioni della Turbogas al camino della caldaia a recupero STK-201) ed E02 (Camino caldaia ausiliaria STK-1701) sono soggetti ad un monitoraggio in continuo delle emissioni. I punti E03 ed E04 (Camini Caldaie preriscaldamento gas naturale) sono invece soggetti a controlli periodici semestrali, mentre i punti emissivi E05 (Motopompa diesel antincendio) ed E06 (Gruppo elettrogeno d'emergenza), essendo dispositivi d'emergenza, non sono soggetti ad alcun limite emissivo, come previsto dal DLgs. 152/06. La seguente tabella riassume i punti emissivi convogliati presenti presso la Centrale di Voghera.

Tabella 3.1 – Punti emissivi presenti presso la Centrale di Voghera

ID	Descrizione	Note
E-01	Camino Turbina a gas (STK-201)	Punto di emissione significativo monitorato in continuo
E-02	Camino caldaia ausiliaria (STK-1701)	Punto di emissione significativo monitorato in continuo
E-03	Camino Caldaia preriscaldamento gas naturale	Punto di emissione poco significativo
E-04	Camino Caldaia preriscaldamento gas naturale	Punto di emissione poco significativo
E-05	Camino motore diesel pompa antincendio	Non soggetto a limiti emissivi
E-06	Camino gruppo emergenza diesel	Non soggetto a limiti emissivi

3.2 Monitoraggio dei punti emissivi E01 ed E02

Il Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) per i punti emissivi E01 ed E02, è stato elaborato da Voghera Energia S.p.A. in collaborazione con l'ARPA di Pavia e definisce i criteri, le responsabilità e le azioni necessarie a:

1. gestire correttamente il sistema di monitoraggio delle emissioni;
2. assicurare e documentare il rispetto dei valori limiti di emissione;

3. assicurare la corretta comunicazione dei dati e delle informazioni verso le Autorità di controllo ed in particolare ad ARPA, onde permettere alle stesse la verifica delle caratteristiche delle emissioni e il rispetto dei valori limite (DPR 203/88 e successive modificazioni);
4. consentire l'attuazione dell'inventario provinciale delle emissioni ai fini dell'elaborazione dei piani regionale di risanamento e tutela delle qualità dell'aria (art. 4 e 5 del DPR N°203/88);
5. gestire correttamente i casi di superamento dei valori limite di emissione.

Lo SME garantisce il controllo in continuo dei punti emissivi E01 ed E02 ed i dati dei due sistemi fanno capo ad un unico sistema di acquisizione, archiviazione, elaborazione e validazione dei dati.

Il sistema di acquisizione ed elaborazione è realizzato e strutturato al fine di rendere disponibili in tempo reale i risultati delle emissioni di ogni singolo camino ad ARPA.

3.2.1 Campo di applicazione

I parametri misurati in continuo sui punti emissivi E01 ed E02 dallo SME installato in centrale sono NO_x, CO e O₂ (nonché i parametri necessari per la normalizzazione di tali misure).

3.2.2 Riferimenti normativi

Le seguenti tabelle riassumono le normative di riferimento, legislative e tecniche, per il monitoraggio delle emissioni in atmosfera.

Tabella 3.2 – Riferimenti Normativi

Tipo	Data e numero	Titolo
D.P.R.	24.05.1988 n. 203	Attuazione delle direttive CEE 80/799, 82/844, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto da impianti industriali, ai sensi dell'articolo 15 della legge 16 aprile 1987, n. 183
D.M.	08.05.1989	Limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione (Impianti nuovi)
D.M.	12.07.1990	Impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione (Impianti esistenti)

Tipo	Data e numero	Titolo
D.M.	06.05.1992	Controllo ed assicurazione qualità dei dati e istituzione del CENIA
D.M.	21.12.1995	Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali.
D.P.C.M.	02.10.1995	Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.
D.D.G Regione Lombardia	29.08.1997 n. 3536	Legge 13 luglio 1966, n. 615 / D.P.R. 24 maggio 1988, n. 203 / D.M. 21 dicembre 1995 - Criteri e procedure per a gestione dei Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni da impianti termoelettrici - fase. n. 26264/1
D.P.R.	11.02.1998 n. 53	Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti convenzionali, a norma dell'articolo 20, comma 8, della legge 15 marzo 1997, n. 59.
D.M.	25.08.2000	Valutazione degli inquinanti, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203.
Deliberazione giunta regionale	8.03.2002 n. VII/8312	Legge 13.07.1966 n. 615 ed art. 17 DPR 24.05.1988 n. 203 Parere richiesto dal Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato con nota n 200988 del 16 gennaio 2002 ai sensi dell'at 17 del DPR 203/88 relativo alla richiesta di autorizzazione alla costruzione di una centrale termoelettrica a ciclo combinato da parte di Voghera Energia S.r.l. nel comune di Voghera (PV)
Decreto V.I.A.	08.01.2002 n. 6906	Decreto di pronuncia di compatibilità ambientale concernente il progetto di realizzazione di una centrale a ciclo combinato da ubicare nel Comune di Voghera (PV), presentata dalla Foster Wheeler italiana S.p.A. in nome della Società Voghera Energia S.r.l.
Provvedimento M.A.P.	23.03.2002 n. 005/2002	Autorizzazione alla installazione ed all'esercizio di una centrale a ciclo combinato da ubicare nel comune di Voghera (PV)
Protocollo	11.08.2005 n. 8327	Protocollo tra Regione Lombardia, Provincia di Pavia, ARPA – Dipartimento di Pavia, Centrale di Voghera Energia per le modalità di gestione degli eventuali superamenti dei limiti di emissione della centrale di Voghera Energia.
Addendum al protocollo	20.09.2005	Addendum al protocollo: tra Regione Lombardia, Provincia di Pavia, ARPA – Dipartimento di Pavia, Centrale di Voghera Energia per le modalità di gestione degli eventuali superamenti dei limiti di emissione della centrale di Voghera Energia (media oraria).
Integrazione all'addendum	08.02.2006	Integrazione all'addendum: tra Regione Lombardia, Provincia di Pavia, ARPA – Dipartimento di Pavia, Centrale di Voghera Energia per le modalità di gestione degli eventuali superamenti dei limiti di emissione della centrale di Voghera Energia (media oraria e media giornaliera).
D. Lgs	03.04.2006 n°152	Norme in materia ambientale

Tabella 3.3 – Normativa tecnica

Tipo	Numero	Titolo
UNI	n. 10169	Misure alle emissioni. Determinazione della velocità e della portata di fluidi gassosi convogliati. Criteri generali per la scelta dei punti di misura e campionamento
UNI	UNI EN 14181	Quality assurance of automated measuring systems

3.2.3 Limiti alle emissioni

La tabella seguente riassume, per entrambi i punti di emissione, i limiti ed i criteri di validità così come prescritto dal decreto Ministero per le Attività Produttive.

Tabella 3.4 – Limiti alle emissioni

Punto di emissione	Limiti di emissione		O ₂ rif.	Condizioni di rispetto
	NO _x	CO		
	mg/Nm ³	mg/Nm ³	[%]	
E01	50	30	15	Ogni condizione di esercizio, escluse le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto
E02	150	100	3	Utilizzo in circostanze diverse dall'avviamento-spegnimento-raffreddamento-messa in sicurezza delle sezioni termoelettriche, da condizioni di emergenza nonché dalle prove periodiche di affidabilità

3.2.4 Caratteristiche dello SME

3.2.4.1 Premessa

Nella realizzazione del sistema di misura automatico in continuo sono stati presi in considerazione tutti gli aspetti sia tecnici sia di legge ed in particolare i seguenti aspetti:

1. limiti alle emissioni imposti dalla normativa e dalle autorizzazioni;
2. normativa di riferimento: nazionale e/o internazionale (vedi Riferimenti normativi paragrafo 3.2.2);
3. principio di campionamento dei fumi;

4. rappresentatività del sistema di misura adottato (variabile in relazione alla tipologia di emissione e alle sue caratteristiche chimico fisiche e fluidodinamiche, alla localizzazione sito di misura, alla scelta dei materiali);
5. modalità di gestione del sistema.

3.2.4.2 *Certificazioni del sistema*

Tutti gli analizzatori in continuo installati sono provvisti di certificazione/omologazione, rilasciata da organismi accreditati a livello internazionale come richiesto dal paragrafo 2.4 dell'Allegato al Decreto Ministeriale del 21.12.95.

Non esistendo in Italia al momento un ente ufficiale per la certificazione degli analizzatori, gli analizzatori sono provvisti di certificazione rilasciata dal TÜV.

Lo SME viene sottoposto periodicamente alla verifica dell'Indice di Accuratezza Relativo (IAR) ed alla verifica di linearità come richiesto dal già citato D.M. 21/12/95. La verifica è affidata ad un ente terzo certificato.

3.2.4.3 *Analisi previste e principio di misura*

Nel provvedimento di autorizzazione all'installazione ed esercizio della centrale il Ministero delle Attività Produttive ha indicato la misurazione in continuo di:

- a. monossido di carbonio (CO);
- b. ossidi di azoto (espressi come NO₂);
- c. tenore volumetrico di ossigeno (O₂);

ed il monitoraggio di:

- d. temperatura;
- e. pressione;
- f. umidità¹;
- g. portata volumetrica dei fumi¹.

¹ Il valore è calcolato

Inoltre, in accordo con il D.D.G. 3536, lo SME acquisisce anche la potenza generata, la portata del combustibile bruciato e calcola lo stato di impianto.

Tutte le misure acquisite sono registrate ed archiviate; le medie orarie, normalizzate e corrette in ossigeno, sono rese disponibili al web server della società e consultabili in tempo reale da ARPA tramite un collegamento remoto.

Ossido di Azoto e Monossido di Carbonio

Ogni camino è dotato di un analizzatore in continuo di NO e CO e di un convertitore NO₂/NO. Lo strumento di analisi esegue la misura della concentrazione di CO ed NO contenute nel gas campione sfruttando il principio che differenti molecole atomiche hanno uno spettro di assorbimento nella banda dell'infrarosso, e l'intensità dell'assorbimento è determinata dalla legge di Lambert-Beer. I dati acquisiti sono convertiti in mg/Nm³ e successivamente validati e riferiti al tenore di O₂ prescritto.

Ossigeno

E' uno strumento che permette di analizzare la percentuale di ossigeno presente nelle miscele gassose. Il sensore dinamico misura l'ossigeno senza l'ausilio di un gas campione. Il sensore è composto da due dischi di zirconio, rivestiti, su entrambi i lati, da anelli di platino. Un'ulteriore copertura in Al₂O₃ protegge il sensore da influenze dell'ambiente circostante, aumentando al tempo stesso la durata dello strumento. La misura dell'ossigeno è effettuata sia sui fumi tal quali o umidi sia su quelli secchi (O₂ "caldo" ed O₂ "freddo")

Temperatura e Pressione

Entrambi i parametri sono monitorati in continuo da apposita strumentazione di campo installata su entrambi i camini.

Umidità

L'umidità è calcolata come elaborazione tra la misura di ossigeno nei fumi umidi e quella nei fumi secchi.

Portata dei fumi

Ogni camino è dotato di una sonda venturimetrica. Il valore di portata è calcolato sulla base della misura e dei parametri impostati.

Portata dei combustibili

La portata del gas naturale è misurata sia alla stazione di riduzione come misura fiscale sia, a valle, come consumo delle utenze “turbina a gas” e “caldaia ausiliaria”.

La misura del consumo di utenza è effettuata utilizzando degli orifizi calibrati progettati in accordo alle ISO 5167 ed è acquisita dal sistema di controllo di centrale rendendola disponibile allo SME. La misura di portata del combustibile utilizzato dalla caldaia ausiliaria è utilizzata per l’individuazione del minimo tecnico.

Potenza Generata

Come per la portata dei combustibili anche la misura della potenza generata è acquisita dal sistema di controllo di centrale e resa disponibile allo SME. Il dato è monitorato in continuo ed è utilizzato come indicatore dello stato di funzionamento ed individuazione del minimo tecnico.

Stato di Impianto

La definizione dello stato di impianto (dicitura relativa al D.M. 21.12.1995) riveste un ruolo fondamentale per il funzionamento ottimale dello SME e per una corretta interpretazione dei dati da esso forniti. Ogni misura acquisita ed elaborata dal software deve essere associata ad un’indicazione delle condizioni operative correnti dell’impianto; tale indicazione è riportata anche nella pagina dei report che viene prodotta a norma di legge per poter poi essere comunicata all’Ente di Controllo.

Con Minimo tecnico si intende il carico minimo di processo compatibile con l’esercizio dell’impianto in condizione di regime; il minimo tecnico viene dichiarato dall’esercente alle autorità competenti tramite la definizione dei parametri di impianto che lo caratterizzano (punto 1.4 dell’allegato al D.M. 21/12/95).

Per ciascun dato acquisito lo SME, in accordo a quanto prescritto nel D.D.G. 3536, associa un codice. La tabella seguente riassume i codici attivi per il sistema installato in centrale.

Tabella 3.5 – Codici SME

Codice	Stato Impianto	Descrizione
00	-	Il dato misurato è valido
10	-	il monitor non è funzionante
36	In avviamento/In fermata	Funzionamento anomalo parziale, sotto la soglia del minimo tecnico
30	In esercizio	Impianto in esercizio al di sopra della soglia di minimo tecnico
34	Fuori servizio	Impianto fermo

3.2.4.4 Principi di misura

Tutti gli analizzatori installati sono conformi alle indicazioni riportate al punto 6.1 del D.D.G. 3536, che a sua volta richiama il punto B, tabella A dell'Allegato 3 al D.M. 12.07.1990, (principi di misura) e il punto 2.4 dell'allegato unico al D.M. 21.12.1995 (certificazione).

La tabella seguente riporta il principio di misura utilizzato dagli analizzatori installati sui punti di emissione.

Tabella 3.6 – Principi di misura

Parametro	Principio di misura
Ossido di carbonio	NDIR (Non Dispersive Infra Red)
Ossidi di Azoto	
Ossigeno	Celle ad Ossido di Zirconio

3.2.4.5 Analizzatori Utilizzati

Per la misura in continuo degli inquinanti sono utilizzati gli analizzatori indicati nella tabella seguente.

Tabella 3.7 – Analizzatori installati

Parametro	Analizzatore	
	E01	E02
Ossido di Carbonio	Fuji ZKJ	Fuji ZKJ
Ossido di Azoto	Fuji ZKJ	Fuji ZKJ
Ossigeno “freddo”	Buhler BA1000	Buhler BA1000
Ossigeno “caldo”	Buhler BA1100	Fuji ZKF-7

Gli analizzatori installati sono conformi ai requisiti minimi indicati al punto 6.2 del D.D.G 3536 (riportati nello schema sottostante) e sono gestiti per un uso continuativo nelle condizioni descritte nel presente documento. I manuali della strumentazione sono disponibili per consultazione presso l’archivio tecnico della società.

Tabella 3.8 – Caratteristiche analizzatori

Prestazioni	Requisiti minimi	Caratteristiche
Campo di misura	Il valore limite di legge deve essere compreso tra il 40-50% del fondo scala utilizzato. Casi particolari possono essere concordati con l’autorità di controllo ²	CO: 0-250 mg/m ³ NOx: 0-512,5 mg/m ³ O ₂ : 0-25 %
Limite di rilevabilità	2%	CO: ±0.5% fondo scala NOx: ±0.5% fondo scala O ₂ : ±1% fondo scala
Deriva di zero	± 2% nel periodo di operabilità non sorvegliata	CO: ± 2% del fondo scala/settimana NOx: ± 2% del fondo scala/settimana
Deriva di span		CO: ± 2% del fondo scala/settimana NOx: ± 2% del fondo scala/settimana
Periodo di operabilità non sorvegliata	-	Calibrazione quindicinale
Disponibilità dei dati	95% verificata sui tre mesi di test operativo.	> 95%

² Non essendo ancora disponibile uno storico sufficiente a valutare i picchi massimi durante i transitori i valori di fondo scala risultano superiori a quanto indicato. Appena possibile verrà definito, in accordo con ARPA, il valore adeguato di fondo scala degli strumenti.

3.2.4.6 Caratterizzazione delle sorgenti di emissione

All'interno dell'impianto sono presenti due distinti punti di emissione: il primo, denominato E01 è costituito da un camino metallico dell'altezza di 80 m avente un diametro interno di 6,6 m che immette in atmosfera i gas di scarico della turbina a gas dopo che questi hanno attraversato la caldaia a recupero; il secondo, denominato E02 è costituito da un camino metallico alto 25 m con un diametro interno di 1,22 m, dedicato alla caldaia ausiliaria.

Tabella 3.9 – Caratteristiche sorgenti emissione

Descrizione	E01 (STK-201)	E02 (STK-1701)
Altezza camino	80 m	25 m
Diametro camino	6,6 m	1,22 m
Portata Nominale Fumi	2.140.000 Nm ³ /h	25.000 Nm ³ /h
Temperatura Fumi	100°C	140°C
Ossigeno di riferimento	15%	3%

3.2.5 Descrizione tecnica del sistema

3.2.5.1 Il sistema di analisi delle emissioni

In considerazione della legislazione vigente e delle prescrizioni, il sistema installato è del tipo ad estrazione diretta ed è idoneo al funzionamento continuo non presidiato; in maniera automatica campiona, analizza, acquisisce, valida ed elabora i dati. E' inoltre dotato di tutte le funzionalità necessarie per la calibrazione strumentale.

In considerazione di quanto descritto al paragrafo 3.2.4.6, ogni camino è dotato di un proprio sistema di analisi fumi installato localmente all'interno di una cabina dedicata, la cui strumentazione di analisi è composta da:

- ✓ Un sistema di campionamento
- ✓ Un sistema di analisi emissioni per CO/NO
- ✓ Un convertitore NO₂/NO per il calcolo degli NO_x
- ✓ Due Analizzatori di O₂.

Lo SME di impianto è quindi composto dai due sistemi di analisi facenti capo ad un unico sistema di acquisizione ed elaborazione che rende disponibili i dati sia alla sala controllo della centrale sia al web server. Il sistema è basato sul software Windas 03 installato su un PC dedicato collegato, con una linea seriale, a dei moduli industriali per acquisizione dati. Al fine di garantire la continuità di funzionamento il PC è alimentato con una linea privilegiata (UPS). Il software gestisce anche, oltre all'acquisizione ed elaborazione dei dati, la calibrazione dell'analizzatore fumi, le soglie di allarme e la reportistica.

Le seguenti figure descrivono schematicamente il sistema. I successivi schemi a blocchi rappresentano l'architettura completa dello SME.

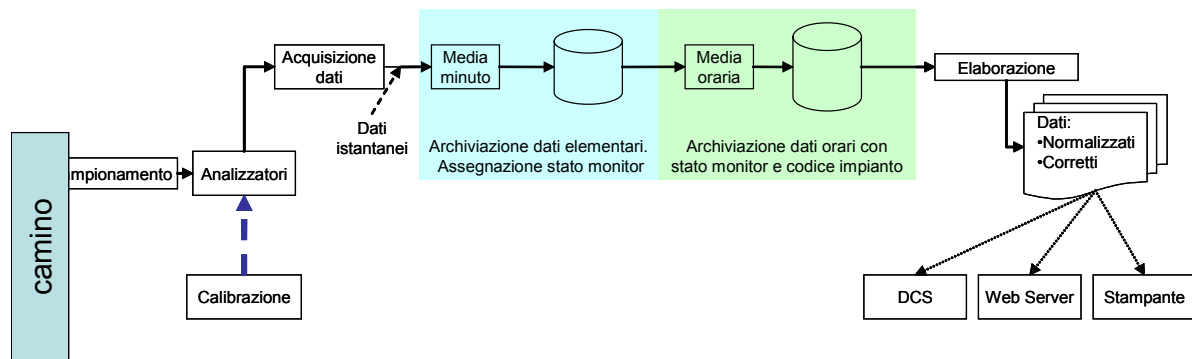


Figura 3.1 – Schema di campionamento, acquisizione ed elaborazione

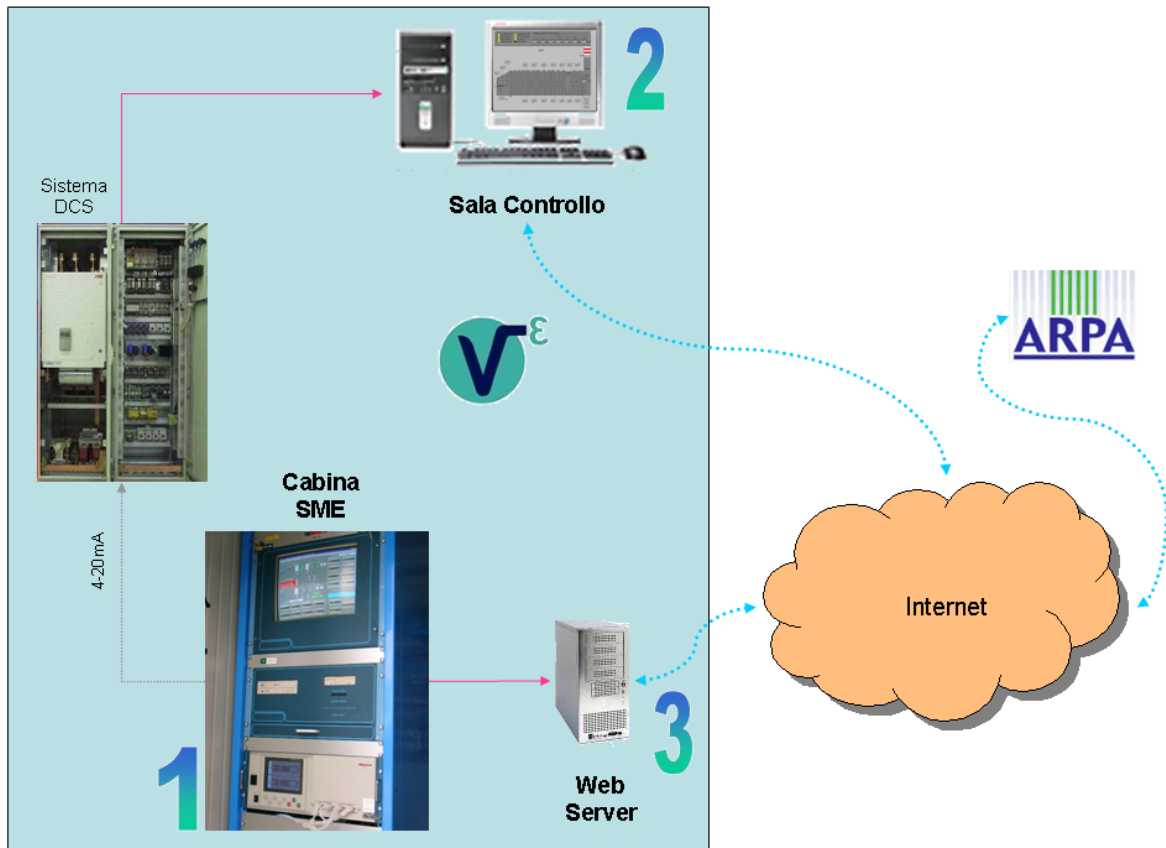


Figura 3.2 – Schema riassuntivo flusso informativo

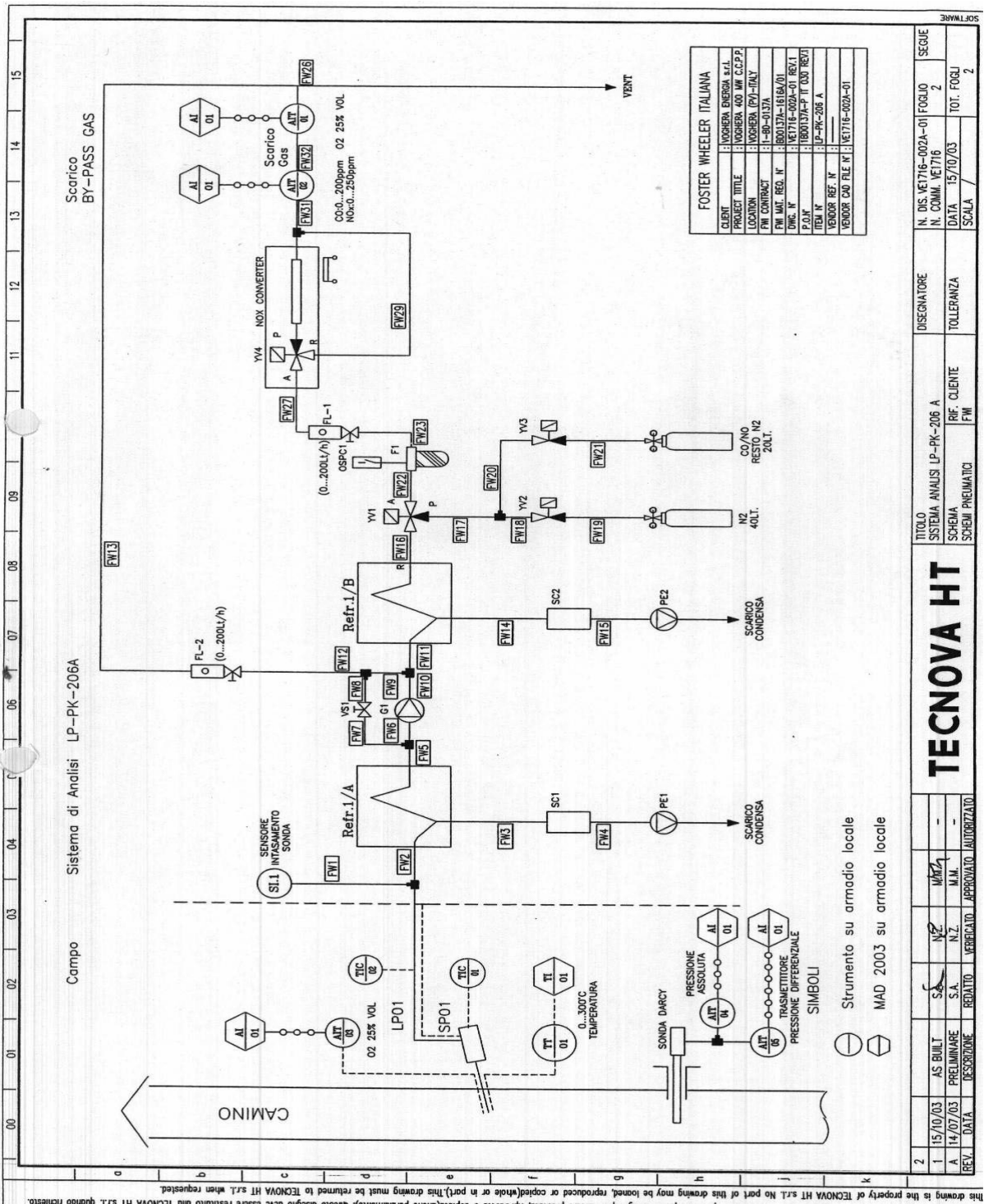


Figura 3.3 – Architettura SME-1

Maggio 2008
 Rev. 0
 22 di 100

Voghera Energia S.p.A.
 Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E di Voghera (PV)
 Allegato E4 - Piano di monitoraggio e controllo

Contratto FWIENV n° 1-BH-0350A

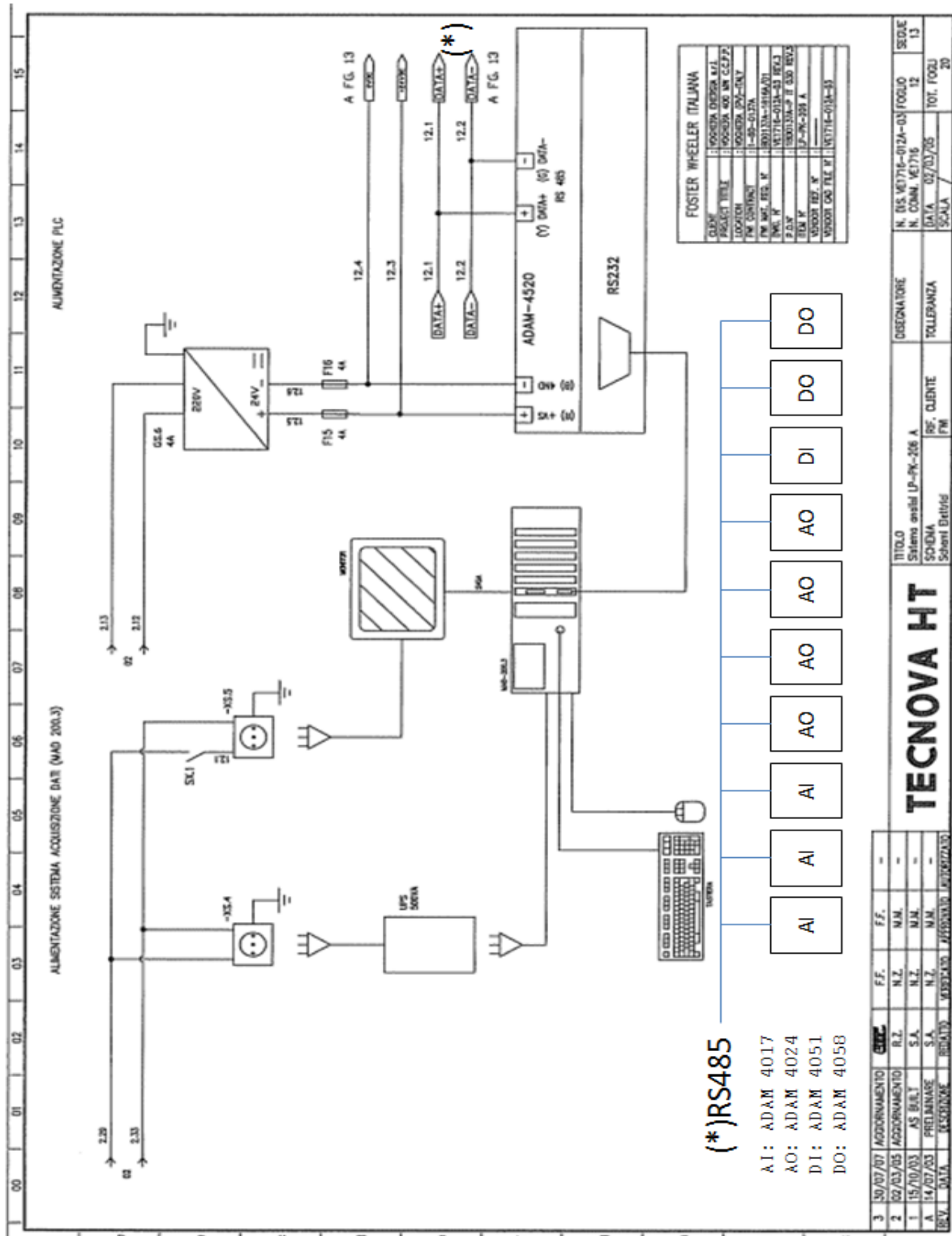


Figura 3.4 – Architettura SME-2

3.2.6 Gestione dello SME

Il Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni della centrale a ciclo combinato di Voghera Energia è strutturato e gestito in accordo con le specifiche contenute nel D.D.G. 3536. Il sistema garantisce la disponibilità di un numero di dati istantanei in accordo alla normativa vigente; per raggiungere questo obiettivo è necessario, oltre ad una qualità adeguata dei materiali e degli analizzatori, prevedere una gestione idonea che passi attraverso:

- a. Verifiche iniziali e quinquennali
- b. Mantenimento dell'integrità ed efficienza del sistema (verifiche annuali)
- c. Manutenzione ordinaria e compilazione di un quaderno di manutenzione;
- d. Taratura e calibrazione degli strumenti.

Le modalità operative di dettaglio e le relative responsabilità sono descritte nella procedura del SGA "Criteri di misura e monitoraggio" (SGA_PR_110) e nelle istruzioni operative "Programmazione e Gestione della manutenzione" (SGA_IO_020) e "Gestione delle Emissioni in atmosfera" (SGA_IO_050), in consultazione presso la Centrale di Voghera.

3.2.6.1 Verifiche iniziali e straordinarie

Le verifiche saranno condotte direttamente dalle autorità preposte al controllo o effettuate da Voghera Energia o suo incaricato sotto la loro supervisione.

Le verifiche saranno ripetute ad ogni modifica significativa delle caratteristiche delle emissioni e dello SME o comunque almeno ogni 5 anni.

3.2.6.2 Mantenimento dell'integrità ed efficienza del sistema (verifiche annuali)

Annualmente si verificherà lo stato generale del sistema e della linea di aspirazione del campione e successivamente sarà valutata l'efficienza analitica del sistema stesso. Il test di funzionalità del sistema sarà così articolato:

- a. Verifica della risposta degli analizzatori su tutto il campo di misura (punto 3.1 e 3.2 dell'Allegato al decreto 21 Dicembre 1995; verifica dell'Indice di accuratezza relativo);

- b. Verifica delle condizioni degli strumenti; sporcamento parti ottiche e della sonda di estrazione campione;
- c. Verifica dei test di sicurezza intrinseca del sistema (costanza di aspirazione del flusso, durata del ciclo di misura, tenuta della sonda);
- d. Verifica del sistema elettronico di acquisizione e trasmissione dati. Tutte le prove di funzionalità dello SME saranno condotte durante le verifiche dello IAR.

3.2.6.3 *Manutenzione ordinaria e Quaderno di Manutenzione*

Per garantire il corretto funzionamento delle stazioni di monitoraggio, è stato predisposto un piano di manutenzione suddiviso in:

- ✓ Ordinaria, fatta da personale istruito di Voghera Energia con frequenza giornaliera (ispezione) e settimanale (controllo);
- ✓ Programmata, eseguita da una ditta specializzata con frequenza quadrimestrale;
- ✓ Straordinaria, per guasti, con l'intervento di ditta specializzata.

Le attività di manutenzione riguardano i controlli sia al camino sia in cabina. Durante le attività di manutenzione di uno o entrambi i sistemi di monitoraggio, dovrà essere posto in posizione di "manutenzione" l'interruttore relativo al sistema in lavorazione, in modo da invalidarne le relative misure acquisite.

Manutenzione Ordinaria

La manutenzione ordinaria prevede delle ispezioni giornaliere all'interno delle cabine, il cui scopo principale è di rilevare eventuali anomalie secondarie. Settimanalmente vengono effettuati i seguenti controlli:

- ✓ Stato degli Analizzatori
- ✓ Stato del Convertitore di NO₂/NO
- ✓ Controllo dei flussi gas campione
- ✓ Controllo dei filtri

- ✓ Controllo carica bombole di calibrazione
- ✓ Verifica stato software
- ✓ Verifica del funzionamento del sistema di condizionamento

Manutenzione Programmata

Gli interventi di manutenzione preventiva di tutto il sistema di monitoraggio emissioni verranno gestiti tramite un apposito contratto stipulato con una ditta specializzata. Questo tipo di manutenzione comprende operazioni di manutenzione specialistica sia in cabina che al camino. Tra le principali operazioni si evidenziano:

- ✓ taratura strumentale
- ✓ flussaggio linee
- ✓ verifica tenuta pneumatica linee
- ✓ controllo e sostituzione filtri sonda
- ✓ soffiatura tubo di Darcy
- ✓ verifica/sostituzione carica convertitore NO₂/NO

Manutenzione Straordinaria

In caso di anomalia, guasto o malfunzionamento del sistema il contratto in essere con la ditta specializzata prevede degli interventi su chiamata, con intervento entro 48 ore.

Quaderno di Manutenzione

L'effettuazione delle verifiche stabilite nel presente capitolo del manuale viene annotata in un quaderno di manutenzione dei sistemi SME, presente presso la cabina di analisi: in esso sono dettagliate tutte le operazioni di manutenzione (tipo e frequenza) ordinaria dei sistemi stessi e le interruzioni e/o anomalie dei dati forniti dai sistemi, (con indicazioni del giorno, dell'ora di inizio e fine intervento/anomalia).

3.2.6.4 Taratura e calibrazione degli strumenti

I programmi di taratura e calibrazione degli analizzatori di misura sono finalizzati al controllo dello zero e del fondo scala (span). Annualmente viene anche verificata la linearità dell'analizzatore. La taratura e calibrazione vengono effettuate da personale interno specializzato in accordo al piano di controlli e tarature o in caso di segnalazione di Non Conformità (come definita S.G.A.) da parte del Responsabile in Turno.

3.2.7 Sistema di archiviazione e validazione dei dati forniti dallo SME

La stazione di gestione e registrazione dei dati dello SME consiste in un PC, collocato in una cabina alla base del camino principale. Il manuale utente del sistema è disponibile per consultazione nel raccoglitore dedicato allo SME ed archiviato in Segreteria.

Si precisa che in caso di invalidazione di un dato orario la registrazione del dato grezzo istantaneo viene comunque archiviata ed è disponibile per consultazione.

La validazione dei dati viene effettuata dallo SME in accordo alla legislazione vigente (percentuali di dati, stato di funzionamento dell'impianto, etc.).

Per la presentazione dei dati è disponibile un modulo dedicato (BF Desk) che permette di effettuare delle query sul database delle misure acquisite ed elaborate visualizzando i dati in accordo alla modalità scelta.

In particolare è disponibile un "Diario" per una visualizzazione veloce dei dati su base giornaliera, settimanale, mensile ed annuale selezionando gli stessi tra dati elementari, semiorari ed elaborati. I dati così visualizzati potranno essere esportati in un foglio excel dove per ogni dato è riportato anche lo stato della misura.

Esiste anche la possibilità di generare veri e propri report che possono anche essere programmati sulla base delle richieste, per poter visualizzare tutte le informazioni disponibili, sia acquisite (es. valore del dato, stato della misura, percentuale dei dati validi) sia calcolate (es. valor medio, valore minimo e massimo).

3.2.8 Criteri generali di elaborazione e reportistica

I risultati sono elaborati, archiviati, presentati e validati dallo SME in accordo ai criteri generali indicati nel paragrafo 4.1 dell'Allegato al DM 21.12.95.

I dati, espressi in valori medi per ora di normale funzionamento, vengono processati e validati tenendo conto:

- ✓ dei periodi di osservazione prescritti dalla legge per la verifica del rispetto dei limiti di emissione;
- ✓ degli indici di disponibilità dei dati elementari.

Per completezza, le elaborazioni sono compiute secondo i periodi temporali di riferimento previsti dal DM 08.05.89 e dal DM 12.07.90, anche se questi decreti non fissano limiti di emissione per le centrali turbogas.

Il sistema dispone di un applicativo per la gestione della reportistica che, oltre alla stampa, permette anche l'esportazione dei dati nei formati più diffusi (Excel). Con l'applicativo BF Desk è possibile visualizzare e stampare i dati in forma tabellare. Sono disponibili i seguenti tipi di tabelle:

- ✓ Giornaliera: medie orarie
- ✓ Settimanale: medie giornaliere
- ✓ Mensile: medie giornaliere
- ✓ Annuale: medie mensili

Oltre alla visualizzazione dei dati grezzi (tal quali), le tabelle giornaliere, mensili ed annuali possono anche presentare i dati normalizzati o normalizzati e corretti in ossigeno.

Di seguito è descritta la tabella giornaliera. Le stesse considerazioni sono applicabili anche per le altre tabelle, salvo il fatto che la prima colonna conterrà i valori relativi al tipo di tabella scelta (Tabella giornaliera: Ore, Tabella Settimanale: Giorno, Tabella Mensile: Giorno, Tabella Annuale: Mese). La tabella riporta, suddivisi in colonne, tutti i dati nel seguito elencati.

Tabella 3.10 – Elenco dei parametri che possono essere riassunti nella tabella giornaliera

NOx tq (mg/m ³)	O2 umido (%)	Portata gas (t/h)
CO tq (mg/m ³)	H2O (%)	Potenza (MWe)
CO norm. (mg/Nm ³)	Temperatura fumi (°C)	Manutenzione PK-206-A (%)
NOx norm. (mg/Nm ³)	Pressione fumi (mBar)	Impianto fermo PK-206-A (%)
NOx norm. + O2 (mg/Nm ³)	Portata fumi tq (Km ³ /h)	Normale funz. PK-206-A (%)
CO norm.+ O2 (mg/Nm ³)	Portata fumi norm (KNm ³ /h)	Funzion. parziale PK-206-A (%)
O2 norm (%)	Portata fumi norm. + O2 (KNm ³ /h)	Sezione ()

Ad ogni dato è associato il codice monitor che indica se i dati sono validi (00) o meno (15). Unica eccezione la colonna relativa allo stato della sezione dove il codice monitor coincide con il codice di stato impianto (30, 33, 34, 36). Nella parte inferiore della tabella sono disponibili delle informazioni statistiche (valore minimo, massimo, medio e deviazione standard). In figura è rappresentato un esempio di tabella giornaliera.

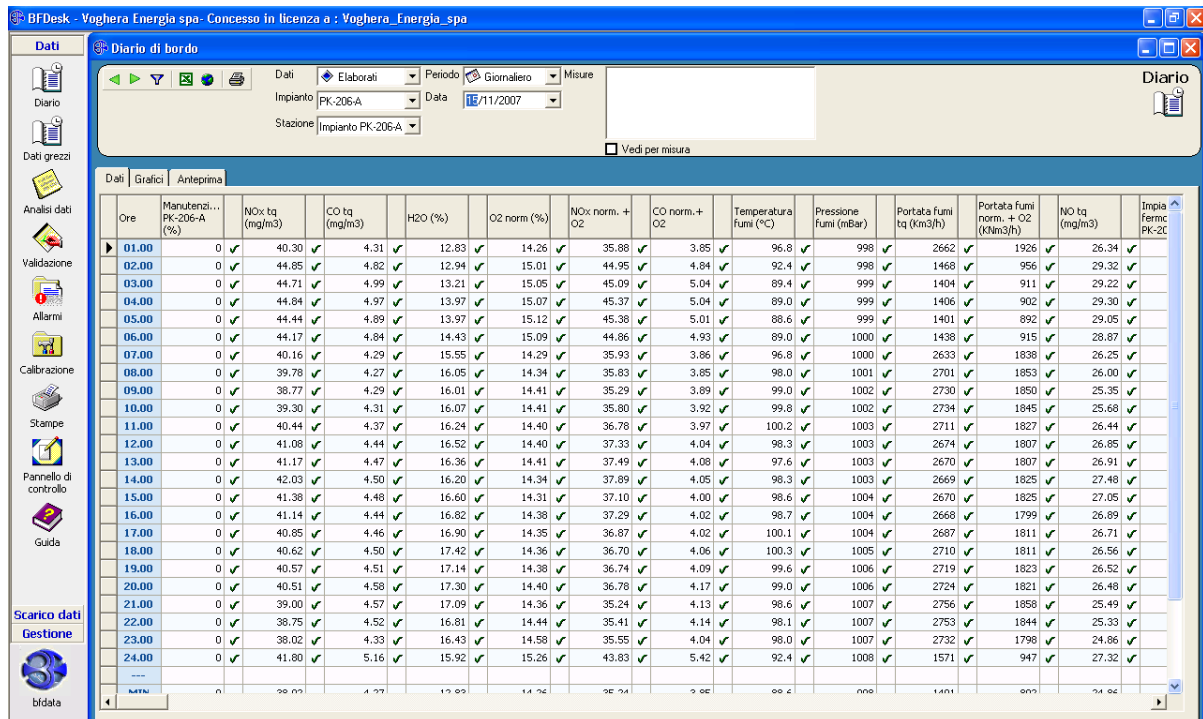


Figura 3.5 – Esempio di tabella giornaliera

I report, in formato excel, sono personalizzabili e possono riportare tutti i dati utilizzati nelle tabelle o un loro sottoinsieme. E' inoltre possibili indicare la percentuale di dati validi.

In figura è riportato il report generato per la trasmissione dei dati ad ARPA

Andamento Orario delle Grandezze acquisite dallo SME													
DATI NORMALIZZATI E CORRETTI													
Impianto: PK-206-A													
Valori Normalizzati e corretti				Altri parametri fumi				Dati e stato funzionamento					
Ora	NOx	% Validi	CO	% Validi	O2	% Validi	Portata Fumi	% Validi	Portata Gas	% Validi	Produzione	% Validi	
1	35.88	100.0	3.85	100.0	14.26	100.0	1926.0	100.0	52.01	100.0	386.46	100.0	Funz. regolare
2	44.95	100.0	4.84	100.0	15.01	100.0	955.8	100.0	35.88	100.0	253.46	100.0	Funz. regolare
3	45.09	100.0	5.04	100.0	15.05	100.0	910.9	100.0	35.12	100.0	244.65	100.0	Funz. regolare
4	45.37	100.0	5.04	100.0	15.07	100.0	902.4	100.0	35.04	100.0	244.31	100.0	Funz. regolare
5	45.38	100.0	5.01	100.0	15.12	100.0	891.7	100.0	35.08	100.0	244.45	100.0	Funz. regolare
6	44.86	100.0	4.93	100.0	15.09	100.0	915.1	100.0	35.72	100.0	248.95	100.0	Funz. regolare
7	35.93	100.0	3.86	100.0	14.29	100.0	1837.9	100.0	51.66	100.0	379.41	100.0	Funz. regolare
8	35.83	100.0	3.85	100.0	14.34	100.0	1853.5	100.0	52.72	100.0	390.19	100.0	Funz. regolare
9	35.29	100.0	3.89	100.0	14.41	100.0	1849.5	100.0	52.91	100.0	391.62	100.0	Funz. regolare
10	35.80	100.0	3.92	100.0	14.41	100.0	1844.7	100.0	52.95	100.0	392.47	100.0	Funz. regolare
11	36.78	100.0	3.97	100.0	14.40	100.0	1827.2	100.0	52.69	100.0	390.55	100.0	Funz. regolare
12	37.33	100.0	4.04	100.0	14.40	100.0	1807.1	100.0	52.51	100.0	390.08	100.0	Funz. regolare
13	37.49	100.0	4.08	100.0	14.41	100.0	1807.2	100.0	52.39	100.0	389.23	100.0	Funz. regolare
14	37.89	100.0	4.05	100.0	14.34	100.0	1824.9	100.0	52.35	100.0	388.96	100.0	Funz. regolare
15	37.10	100.0	4.00	100.0	14.31	100.0	1824.7	100.0	52.32	100.0	388.58	100.0	Funz. regolare
16	37.29	100.0	4.02	100.0	14.38	100.0	1798.5	100.0	52.37	100.0	388.57	100.0	Funz. regolare
17	36.87	100.0	4.02	100.0	14.35	100.0	1810.9	100.0	52.41	100.0	388.48	100.0	Funz. regolare
18	36.70	100.0	4.06	100.0	14.36	100.0	1811.4	100.0	52.66	100.0	390.43	100.0	Funz. regolare
19	36.74	100.0	4.09	100.0	14.38	100.0	1822.8	100.0	52.89	100.0	392.05	100.0	Funz. regolare
20	36.78	100.0	4.17	100.0	14.40	100.0	1820.9	100.0	53.04	100.0	393.25	100.0	Funz. regolare
21	35.24	100.0	4.13	100.0	14.36	100.0	1857.8	100.0	53.34	100.0	395.01	100.0	Funz. regolare
22	35.41	100.0	4.14	100.0	14.44	100.0	1843.7	100.0	53.37	100.0	395.05	100.0	Funz. regolare
23	35.55	100.0	4.04	100.0	14.58	100.0	1797.7	100.0	53.09	100.0	393.64	100.0	Funz. regolare
24	43.83	100.0	5.42	100.0	15.26	100.0	947.5	100.0	37.40	100.0	266.37	100.0	Funz. regolare
Medie calcolate sul funzionamento (sotto minimo tecnico e regolare)													
min	35.24		3.85		14.26		891.7		35.04		244.31		
max	45.38		5.42		15.26		1926.0		53.37		395.05		Ore 24
media	38.56	100.0	4.27	100.0	14.56	100.0	1603.7	100.0	48.41	100.0	355.26	100.0	
Medie calcolate sul funzionamento regolare													
min	35.24		3.85		14.26		891.7		35.04		244.31		
max	45.38		5.42		15.26		1926.0		53.37		395.05		Ore 24
media	38.56	100.0	4.27	100.0	14.56	100.0	1603.7	100.0	48.41	100.0	355.26	100.0	

Figura 3.6 – Report generato per la trasmissione dei dati ad ARPA

3.2.9 Presentazione, valutazione e comunicazione alle Autorità preposte al Controllo

La presentazione, valutazione e comunicazione dei risultati del monitoraggio in continuo saranno conformi al paragrafo 4.2 dell'Allegato al DM 21.12.1995.

Le modalità operative di dettaglio e le relative responsabilità sono descritte nella istruzione operativa del SGA "Gestione dei Superamenti dei limiti delle Emissioni" (SGA_IO_080).

3.2.9.1 Modalità di comunicazione dati ad ARPA

1. **Accessibilità diretta**

Tramite un sito web dedicato, realizzato in accordo con ARPA, è possibile accedere ad una replica dei dati elaborati dallo SME; tali dati vengono aggiornati automaticamente dal web server ogni ora. L'accesso al sito avviene sempre tramite l'inserimento di un nome utente ed una password. Una volta ottenuto l'accesso è possibile visualizzarli in forma tabellare utilizzando una delle seguenti modalità:

- a. Istantanea: i valori medi orari della giornata in corso completi delle informazioni codice di validazione;
- b. Media Giornaliera: come per la modalità istantanea ma su un giorno scelto dall'utente;
- c. Media Mensile: riporta l'andamento su base giornaliera. E' possibile accedere direttamente dal grafico ad un giorno particolare;
- d. Media Annuale: riporta l'andamento su base annuale;
- e. Periodo: visualizza l'andamento dei dati su un periodo selezionabile.

I dati consultabili si possono anche scaricare sottoforma di report giornaliero, mensile e annuale. In caso di malfunzionamento del sistema di trasmissione dati il Responsabile dell'Esercizio provvederà, su richiesta, a comunicare gli stessi via Fax od e-mail ad ARPA.

Tutte le informazioni sull'andamento delle emissioni, stato della misura, stato di impianto e percentuali dati validi presentate sul sito web della società sono ottenute dalla replica del database dello SME. I dati disponibili sono relativi alle sole misure normalizzate e corrette in ossigeno. Anche in questo caso sarà possibile visualizzare le informazioni sotto forma di tabella giornaliera, mensile, annuale.

E' inoltre possibile selezionare tra due visualizzazioni. Nella prima (tabella A) vengono presentati tutti i dati indipendentemente dalle condizioni di esercizio dell'impianto, nell'altra (Tabella P) sono indicati solamente i dati corrispondenti ad uno stato di

“impianto in funzionamento normale” (codice 30) e quindi indicativi per gli eventuali superamenti qualora dovessero verificarsi.

Tutte le tabelle presentano nella parte inferiore alcune informazioni, ore di funzionamento valore medio nel periodo, .ecc., calcolate per fini statistici.

Tabella Giornaliera – “A”

La media giornaliera viene calcolata esclusivamente dal codice di validità del segnale, pertanto il valore medio conterrà anche i valori misurati con impianto in funzionamento anomalo/parziale. Per ogni segnale acquisito sono mostrati:

- ✓ Il valore medio orario calcolato sui dati elementari acquisiti, con la relativa unità di misura.
- ✓ L'ID percentuale della disponibilità dei dati elementari.
- ✓ Il codice del valore medio che può essere:
 - valido in funzionamento anomalo/parziale.
 - valido in funzionamento regolare.
 - non valido per dati elementari insufficienti.
- ✓ Il valore massimo e minimo assunto nel giorno solo per valori medi validi
- ✓ La media giornaliera.

L'ultima colonna, identificata come Imp., è relativa allo stato d'impianto e può assumere i valori:

- ✓ impianto in funzionamento normale (cod. 30)
- ✓ impianto in manutenzione. (cod. 33)
- ✓ impianto in funzionamento anomalo/parziale (Potenza prodotta sotto il minimo tecnico) (cod. 36)
- ✓ Impianto fermo (cod. 34)

Nella colonna sono inoltre indicate le ore di normale funzionamento nelle ultime 48 ore.

Tabella Giornaliera – “P”

Le colonne sono le stesse della tabella “A” solamente che vengono visualizzati unicamente i valori richiesti ai fini del controllo sul superamento delle emissioni, valori che corrispondono ad uno stato di funzionamento di impianto regolare. La media giornaliera sarà calcolata solo nel caso in cui l'impianto resti in servizio regolare per almeno 6 ore nella giornata.

Tabella Mensile – “A”

Valgono le stesse considerazioni della tabella “A” giornaliera. La media mensile sarà calcolata indipendentemente dal raggiungimento delle 144 ore di funzionamento regolare nel mese considerato. In questo caso la colonna ID rappresenta il numero di ore su cui la media è stata calcolata.

Tabella Mensile – “B”

Come per la tabella giornaliera vengono visualizzati ed utilizzati nel calcolo solamente quei valori corrispondenti ad uno stato di funzionamento regolare.

Tabella Annuale - “A”

Sono visualizzati i valori delle medie mensili calcolate secondo il criterio esposto nella tabella mensile “A” e dove in ID è indicato il numero di giorni del mese su cui è stato mediato il valore.

Tabella Annuale PROVINCIA

Sono visualizzati i valori delle medie mensili calcolate secondo il criterio esposto nella tabella mensile “B” e dove in ID è indicato il numero di giorni del mese su cui è stato mediato il valore.

2. Informazione periodica

Il Direttore di Centrale invia all'ARPA:

- ✓ annualmente: la documentazione relativa all'esito della verifica dello IAR e della linearità;

- ✓ semestralmente: due tabelle, una contenenti tutti i dati orari completi, l'altra con i soli dati orari validi (codice 30).

3.2.9.2 Gestione dei superamenti dei limiti di legge

Qualora si verifichi un aumento anomalo delle emissioni, il capoturno, valutata la situazione, informa immediatamente il reperibile di primo livello o il responsabile dell'esercizio per identificare la potenziale causa e concordare le eventuali azioni correttive, compresa la fermata di impianto.

Le principali cause di superamento possono essere identificate con:

- a) un transitorio (es. variazione di carico);
- b) una variazione della qualità del gas (es. aumento del potere calorifico);

In base all'esperienza del costruttore, il passaggio da una composizione del gas tipo "Olandese" ad un tipo "Panigallia" comporta un aumento di NO_x quantificabile in circa 6-7 mg/Nm³. Considerato che l'anomalia descritta è al di fuori del controllo della gestione dell'impianto è stata redatta apposita istruzione operativa (ESE.IO.009) a disposizione del personale in turno sul file server della società. La Tabella 3.11 riporta la composizione statistica di differenti tipi di gas naturali presenti nella rete italiana di distribuzione del gas;

- c) un'anomalia di impianto;
- d) un'anomalia del sistema di monitoraggio emissioni.

Nel caso in cui lo SME evidenzi un superamento di uno o più valori limite in emissione, il Direttore di Centrale comunica ad ARPA, entro le ore 12 del giorno lavorativo successivo al verificarsi dell'episodio medesimo, i dati delle emissioni rilevate nonché le azioni messe in atto per il rientro dei limiti. La comunicazione sarà inviata anche alla Provincia di Pavia.

Tabella 3.11 – Composizione dei gas naturali presenti nella rete italiana

Provenienza		Olanda	Algeria	Russia	LNG-Panigallia
Elio	% V	0.00%	0.15%	0.01%	0.00%
Azoto	% V	2.20%	4.67%	0.89%	1.03%
Anidride Carbonica	% V	1.10%	0.49%	0.11%	0.00%
Metano	% V	90.50%	83.59%	97.85%	89.27%
Etano	% V	4.60%	8.40%	0.78%	7.88%
Propano	% V	1.10%	1.94%	0.25%	1.37%
I - butano	% V	0.20%	0.24%	0.04%	0.16%
N - butano	% V	0.20%	0.32%	0.05%	0.21%
I - pentano	% V	0.00%	0.06%	0.01%	0.00%
N - pentano	% V	0.00%	0.07%	0.01%	0.00%
Esani superiori	% V	0.10%	0.06%	0.01%	0.00%
O ₂	% V	0.00%	0.00%	0.00%	0.07%
Z Condizioni Standard		0.9977	0.9975	0.998	0.9975
MW	g/mole	17.783	18.799	16.412	17.828
Densità Condizioni standard	kg/m ³	0.7538	0.7971	0.6955	0.7559
PCI Volume Condizioni Normali	kJ/Nm ³	36989	38039	35920	38704
PCI peso	kJ/kg	46622	45355	49056	48661
PCI Volume Condizioni Standard	kJ/Sm ³	35146	36151	34120	36781

3.2.9.3 Gestione delle Anomalie/Avarie

Durante il funzionamento dello SME, si possono verificare anomalie del sistema o avarie che determinano il fuori servizio dello SME o del PC dedicato. Per ognuna di queste evenienze:

- ✓ il Capoturno segnala l'anomalia sul diario di centrale informando il responsabile dell'esercizio che, valutata la necessità di un intervento da parte del personale di manutenzione ne richiederà l'intervento correttivo;
- ✓ lo Strumentista attua le opportune azioni di ripristino del funzionamento, registrando, sul quaderno di manutenzione, l'anomalia e le azioni correttive intraprese;

- ✓ il Direttore di Centrale, con il responsabile S.G.A., riesamina annualmente le anomalie e le avarie con lo scopo di migliorare l'efficienza del sistema.

Anomalie

Le anomalie sono malfunzionamenti di parti del sistema evidenziate da appositi allarmi. Nel caso in cui l'anomalia pregiudichi l'acquisizione dei dati e non sia possibile una risoluzione immediata da parte del personale di centrale, l'anomalia verrà trattata come una avaria dello SME (vedi paragrafo successivo).

Avaria SME

L'avaria SME è un malfunzionamento del sistema che pregiudica l'acquisizione dei dati. Tale avaria può derivare sia da un'anomalia sia da un guasto non diagnosticato dal sistema. In questo caso il Direttore di Centrale:

- ✓ comunica il verificarsi di tale evenienza all'ARPA se l'avaria supera le 48 ore (come previsto dal DM 21 dicembre 1995);
- ✓ concorda con ARPA eventuali forme alternative di controllo delle emissioni;
- ✓ incarica il responsabile dell'esercizio di attivare le forme di monitoraggio alternativo concordate
- ✓ incarica il responsabile della manutenzione di definire le modalità di ripristino del sistema e comunica ad ARPA la data prevista di riattivazione del servizio;

3.2.9.4 Archiviazione

Tutti i dati acquisiti ed elaborati dal sistema sono memorizzati in un database SQL che viene replicato regolarmente dal web server. Tale replica è considerata, a tutti gli effetti, una copia di back-up. Inoltre il sistema memorizza su dei file i tracciati record in accordo al D.D.G. 3536, paragrafo 9. Annualmente verrà effettuato un back-up di tutti i file contenenti i tracciati record e del database SQL.

3.3 Monitoraggio dei punti emissivi E03 ed E04

3.3.1 Riferimenti normativi

Le caldaie di preriscaldamento gas installate presso la Centrale di Voghera hanno una potenza termica di combustione di ca. 1570 kW. Le modalità di controllo e manutenzione degli impianti termici di questa tipologia di impianti sono regolamentati dal DLgs. 152/05 e s.m.i e dal DPR 412/1993 e s.m.i.

3.3.2 Parametri monitorati

Per i punti emissivi E3 ed E4 (caldaie di preriscaldamento gas) i parametri monitorati sono riportati nella Tabella seguente.

Tabella 3.12 – Parametri monitorati ai punti emissivi E3 ed E4

Parametro	Unità di misura
Concentrazione di CO	ppm (v/v)
Concentrazione di CO ₂	ppm (v/v)
Concentrazione di NO	ppm (v/v)
Concentrazione di NO _x	ppm (v/v)
Concentrazione di SO _x	ppm (v/v)
% di O ₂ nei fumi	%
Temperatura dei fumi	°C
Temperatura aria comburente	°C
Tiraggio	Pa
Rendimento di combustione	%

3.3.3 Dispositivi di misura

Non è installato alcun dispositivo di misura. Le misure sono effettuate da un tecnico abilitato di società esterna.

3.3.4 Metodi di campionamento ed analisi

Le operazioni di controllo sono effettuate dal tecnico abilitato, in accordo alla norma tecnica UNI 10435. La misura dei parametri indicati nella precedente tabella, viene effettuata tramite analizzatore, in accordo al metodo UNI 10389 e successive modifiche.

3.3.5 Frequenza di campionamento

In accordo al DLgs 192/05, per gli impianti alimentati a gas naturale, con potenza nominale di combustione al focolare ≥ 35 kW, si devono effettuare operazioni di manutenzione e di controllo con cadenza annuale. Inoltre lo stesso Decreto Legislativo sopra citato prevede che, nel caso di generatori con potenza ≥ 350 kW, è prevista una seconda determinazione del rendimento di combustione, a metà del periodo di riscaldamento.

Si è deciso di effettuare ogni 6 mesi il campionamento, non solo del rendimento di combustione, ma di tutti i parametri indicati in Tabella 3.12.

3.3.6 Strumenti di calcolo e stima

Per calcolare il flusso di massa annuale degli inquinanti rilasciati dalle due caldaie di preriscaldamento gas (Punti emissivi E3 ed E4), si procede nel modo seguente, per ciascun punto emissivo:

- ✓ Per ciascuna delle analisi semestrali, si normalizzano al 3% di O₂ le concentrazioni misurate in ppm (v/v) degli inquinanti, mediante la seguente formula:

$$C \text{ (ppm) al } 3\% \text{ O}_2 = C(\text{ppm}) \cdot \frac{(20,9 - 3)}{(20,9 - \% \text{O}_2 \text{ MIS})}$$

- ✓ Le concentrazioni normalizzate degli inquinanti vengono convertite da ppm (v/v) in mg/Nm³, mediante la seguente formula:

$$C \text{ (mg/Nm}^3\text{)} = C(\text{ppm}) \cdot \frac{PM_{\text{Sost}}}{22,410}$$

- ✓ Partendo dalle concentrazioni normalizzate di ciascuna analisi semestrale (espresse in mg/Nm³), viene determinata una concentrazione media annuale di ciascun inquinante, per ciascuna caldaia;

- ✓ Vengono calcolati i flussi di massa annuali degli inquinanti emessi da ciascuna caldaia, moltiplicando le concentrazioni determinate con la procedura precedentemente esposta, per la portata medie dei fumi (in Nm³/h) di ciascun camino e per le ore di funzionamento di ciascuna caldaia.
- ✓ La portata media dei fumi è stata stimata pari a 2530 Nm³/h, utilizzando un software specifico, partendo dalla portata di combustibile potenzialmente alimentata alla caldaia alla massima capacità produttiva e dall'aria comburente alimentata.

3.3.7 Registrazioni periodiche dei dati

I dati cartacei (copia dei certificati di analisi ed il rapporto tecnico rilasciato dall'operatore abilitato alle misure) sono archiviati in un apposito dossier facilmente identificabile, conservato presso il Responsabile d'Esercizio (RE) ed il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale.

3.3.8 Trasmissione dei dati all'autorità competente

Non vi è alcun obbligo di trasmissione dei dati misurati alle autorità.

3.3.9 Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio

Per il monitoraggio dei punti emissivi E3 ed E4, i soggetti coinvolti e le relative funzioni sono descritti nella Tabella 3.13. Le attività di campionamento ed analisi sono effettuate da operatore abilitato di una società esterna.

Tabella 3.13 – Risorse dedicate all'attività di monitoraggio

Titolo	Ruolo
RE = responsabile di esercizio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Segue le attività di monitoraggio in campo; ✓ Firma per presa visione copia del rapporto tecnico rilasciato dall'operatore abilitato della società esterna che effettua l'ispezione;
RSGA = Responsabile Sistema Gestione Ambientale	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Responsabile dei contatti della società esterna per lo svolgimento dell'attività di monitoraggio; ✓ Provvede ad archiviare e conservare i rapporti di analisi ed il rapporto tecnico;
OPERATORE ABILITATO (società esterna)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Effettua il campionamento e compila il rapporto tecnico

4 MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE EMISSIONI DI CO₂

4.1 Scopo

Questa procedura, inserita nel Sistema di Gestione Ambientale dell'impianto, ha lo scopo di indicare le modalità per la raccolta e l'elaborazione dei dati necessari per l'ottenimento del dato di emissione di CO₂, per ora unico gas ad effetto serra sottoposto a norme specifiche di controllo, con caratteristiche di affidabilità idonee a garantire la positività delle azioni di verifica da parte degli organismi preposti.

Il controllo delle emissioni di anidride carbonica è sviluppato assegnando alle funzioni di Centrale specifici compiti per il conteggio e la relazione delle suddette emissioni, secondo le migliori pratiche di settore sul tema ed in accordo con la normativa vigente in materia.

Lo scopo di questa procedura è anche quello di consentire lo scambio di quote secondo la normativa vigente.

Tutte le operazioni che permettono il calcolo della CO₂ emessa dall'impianto sono gestite e documentate in modo da superare la verifica esterna e consentire la redazione del rapporto annuale, da trasmettere all'autorità preposta entro il 31 marzo di ogni anno.

4.2 Riferimenti

- 1) "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories", IPCC, 2000;
- 2) DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio;
- 3) "Linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio", Decisione della Commissione Europea del 29/01/2004 (Nel testo: Linee Guida UE);

- 4) DIRETTIVA 2004/101/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 27 ottobre 2004: “Modifica della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto”;
- 5) Decreto-Legge 12 novembre 2004, n.273: “Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunita' europea”;
- 6) “Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and gas industry”, API - American Petroleum Institute, febbraio 2004;
- 7) Decreto-Direttoriale DEC/RAS/2179/2004, “Autorizzazione a emettere gas a effetto serra ai sensi del decreto-legge 12 novembre 2004, n.273”;
- 8) Decreto-Direttoriale DEC/RAS/854/2005 del 1° luglio 2005, “Disposizioni di attuazione della Decisione della C.E. C(2004) 130 del 29.1.2004, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE.”.Decreto dei Ministeri dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive DEC/RAS/854/05.
- 9) Decreto DEC/RAS/023/2006 del 26.1.2006, “Disposizioni per la verifica delle comunicazioni delle emissioni previste dall’art.14 – par. 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- 10) Decreto DEC/RAS/65/2006 del 16.2.2006, “Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra rilasciate con Decreti DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/2004 e DEC/RAS/013/2005 ai sensi del D.L. 12.11.2004 n.273, convertito in legge, con modificazioni, dalla Legge 30.12.2004 n.316.
- 11) Decreto DEC/RAS/074/2006 del 23.2.2006, “Assegnazione e rilascio delle quote di CO2 per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall’art.11, par. 1 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- 12) Decreto DEC/RAS/096/2006 del 2.3.2006, “Rilascio del riconoscimento dell’attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni prevista dall’art.15 della Direttiva 2003/87/CE e dall’art.4, comma 6 del Decreto DEC/RAS/074/2006”.

13) Decreto DEC/RAS/115/2006 del 13.3.2006 Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra prevista dall'art.14 – par. 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.

4.3 Responsabilità

Nella Tabella 4.1 sono riassunte le responsabilità e le funzioni all'interno della Centrale.

Tabella 4.1 – Responsabilità e ruoli

Titolo	Ruolo
DIR = Direttore di Centrale	E' responsabile per il coordinamento e la consegna del rapporto dei dati di emissione e dell'adeguatezza dei sistemi di gestione ambientale e di qualità adottati. E' responsabile per l'invio del rapporto annuale delle emissioni di CO ₂ all'autorità competente. Verifica la corretta applicazione delle procedure
RE = Responsabile di Esercizio	E' responsabile dello sviluppo ed implementazione delle procedure di monitoraggio dei consumi e delle emissioni. Valida i dati di emissione calcolati e predispone mensilmente i rapporti delle emissioni di CO ₂ dell'impianto. Trasmette i rapporti periodici ad Asset Management
ARE = Assistente RE	Elabora mensilmente i dati sui consumi di combustibile ricevuti da SNAM (gas naturale) e sulle ore di funzionamento del gruppo di soccorso (diesel di emergenza), per calcolare le emissioni di CO ₂ .
Turno	Rileva con frequenza mensile le ore di funzionamento del gruppo di soccorso (diesel di emergenza) e della motopompa antincendio, registrandole nel "giornale dei rilievi ambientali".
AS = Assistente strumentale	E' responsabile dell'esecuzione delle tarature strumentali ed archiviazione delle registrazioni di avvenuta taratura.
RSGA = Responsabile Sistema Gestione Ambientale	Programma i corsi di formazione del personale interessato dalla presente istruzione operativa.
RM = Responsabile Manutenzione	E' responsabile del coordinamento delle attività di manutenzione relativa alla strumentazione interessata.

Di seguito viene presentato un Flow chart esplicativo delle attività svolte presso la Centrale per la validazione del calcolo dei Gas ad effetto serra (GHG).

Le responsabilità e le modalità circa la verifica e la comunicazione annuale delle emissioni, la gestione del registro nazionale e la resa delle quote, sono disciplinate nella Procedura Gestionale di Gruppo emessa il 1.2.2006, che integra e completa la presente istruzione operativa. Per una migliore ed efficace implementazione della Procedura è stato previsto un programma di formazione specifico per le funzioni responsabili, a diversi livelli, nella gestione, controllo ed elaborazione dei dati necessari al calcolo delle emissioni di CO₂.

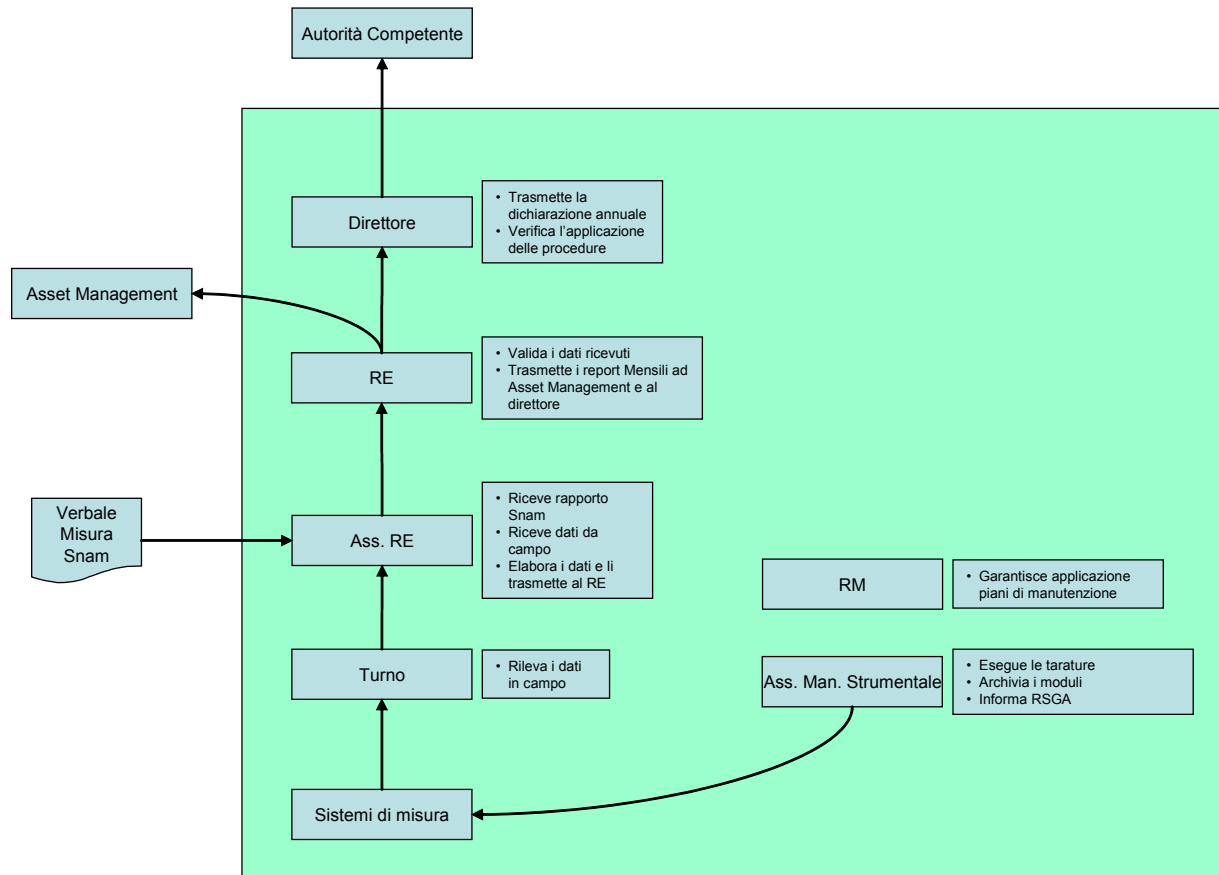


Figura 4.1 – Flow chart delle attività svolte presso la Centrale

4.4 Metodologia di calcolo delle emissioni di CO₂ e dell'energia relativa ai combustibili utilizzati

In linea con quanto riportato nelle Linee Guida UE (cfr. paragrafo 4.2, Riferimenti), l'approccio seguito per la determinazione delle emissioni di anidride carbonica è rappresentato dal calcolo delle emissioni a partire dalle informazioni sui consumi di combustibile e sulle sue caratteristiche qualitative.

Le emissioni di CO₂ sono calcolate in accordo alla seguente formula:

$$\text{EMISSIONI ANNUALI DI CO}_2 \text{ CALCOLATE (tCO}_2\text{)} = \text{CO}_{2(\text{F1})} + \text{CO}_{2(\text{F2})}$$

Le emissioni di CO₂ da Gas Naturale - CO_{2(F1)} sono calcolate nel seguente modo:

$$\text{CO}_{2(\text{F1})} = \sum_{365.\text{giorni.anno}} (\text{Volume gas naturale (Sm}^3\text{)} \times \text{P.C.I.} \times \text{F.E.} \times \text{F.O.} \times 10^{-6})$$

Dove:

P.C.I. = l'origine di tale parametro è descritta nel paragrafo 4.4.2.

F.E. = l'origine di tale parametro è riportata al paragrafo 4.4.1.

F.O. = 0,995 (desunto da Decreto DEC/RAS/854/05)

L'origine della misura di "volume gas naturale" è riportata al paragrafo 4.4.3.

Le emissioni di CO₂ da Gas Naturale - CO_{2(F2)} sono calcolate nel seguente modo:

$$\text{CO}_{2(\text{F2})} = \sum_{12\text{Mesi}} (\text{Volume gasolio (m}^3\text{)} \times \text{Densità} \times \text{P.C.I.} \times \text{F.E.} \times \text{F.O.} \times 10^{-3})$$

Densità = a 0,835 t/m³ (l'origine è descritta 4.4.4)

P.C.I. = per il 2005 è pari a 42,62 GJ/t (desunto da Decreto DEC/RAS/854/05)

F.E. = per il 2005 è pari a 74,44 tCO₂/TJ (desunto da Decreto DEC/RAS/854/05)

F.O. = 0,990 (desunto da Decreto DEC/RAS/854/05)

L'origine delle misura di "volume gasolio" è riportata al paragrafo 4.4.4.

4.4.1 Determinazione del fattore di emissione del gas naturale

Per la determinazione del Fattore di Emissione (F.E.) mensile del gas, sono utilizzati i dati di composizione molare riportati nel bollettino di analisi mensile predisposto da ENI SNAM RETE GAS (esempio riportato in Figura 4.2). Gli elementi caratteristici del gas ricavati dal bollettino di analisi, sono riportati nella seguente Tabella 4.2 con i rispettivi dati caratteristici

Tabella 4.2 – Parametri caratteristici componenti miscela gas naturale

Descrizione	C	He	N2	CH4	CO2	C6H14	C2H6	C3H8	n-C4H10	i-C4H10	n-C5H12	i-C5H12
PM [g/gmol]	12,011	4,003	28,014	16,043	44,010	86,177	30,070	44,097	58,123	58,123	72,150	72,150
Fraz.C [%]	0	0	0	74,87	27,29	83,63	79,89	81,71	82,66	82,66	83,24	83,24
Fraz.C/100	0	0	0	0,7487	0,2729	0,8363	0,7989	0,8171	0,8266	0,8266	0,8324	0,8324

La formula per la determinazione del F.E (espresso in tCO₂/TJ), desunta dalle Metodologie API del Febbraio 2004, é la seguente:

$$FEmese = \frac{PMT_{gas.naturale} \times Fraz.C}{22,414 \times 1,055 \times \frac{1}{10^3}} \times \frac{1}{PCI} \times 3,667 \times 10^6$$

dove:

PMT.gas.naturale = peso molecolare totale della miscela di gas [g/gmol], calcolato come sommatoria dei prodotti delle concentrazioni molarie di ciascun componente (rilevate dal bollettino di analisi) per i rispettivi pesi molecolari (vedi Tabella 4.2);

Fraz.%C = frazione di carbonio, calcolata come sommatoria del prodotto delle percentuali in peso di ciascun componente della miscela del gas (vedi punto successivo) per il rispettivo contenuto % di carbonio di ciascun componente (vedi Tabella 4.2); la formule per ricavare la % in peso di ciascun componente e per determinare la frazione di C sono le seguenti:

$$\% peso.comp.1 = \frac{\% mol.comp.1 \times PM.comp.1}{PMT}$$

$$\begin{aligned} \text{Fraz.}\%C. = & (\% \text{peso.CH}_4 \times 0,7487 + \% \text{pesoCO}_2 \times 0,2729 + \\ & \% \text{pesoC}_6\text{H}_{14} \times 0,8363 + \% \text{pesoC}_2\text{H}_6 \times 0,7989 + \\ & \% \text{pesoC}_3\text{H}_8 \times 0,8171 + \% \text{peso.n - C}_4\text{H}_{10} \times 0,8266 + \% \text{peso.i - C}_4\text{H}_{10} \times 0,8266 + \\ & \% \text{peso.n - C}_5\text{H}_{12} \times 0,8324 + \% \text{peso.i - C}_5\text{H}_{12} \times 0,8324) \end{aligned}$$

Dove:

22,414 = volume molare del gas in litri a 0°C

1,055 = $(273,15^\circ\text{K} + 15^\circ\text{C})/273,15^\circ\text{K}$ rappresenta il fattore di conversione del volume molare da 0 a 15°C (condizioni standard)

10^3 = fattore di conversione del volume gas da l a m^3

PCI = potere calorifico inferiore in J/Sm^3 (determinato come indicato al paragrafo 4.4.2)

3,667 = fattore di conversione del C in CO_2 (pari al rapporto dei rispettivi pesi molecolari) indicato al punto 4.2.2.1.6 della Decisione CE n° 130 del 29.1.2004

10^6 = fattore di conversione F.E. da grCO_2/J a tCO_2/TJ

I valori di riferimento mensili ed annuale del F.E. da riportare nei report di comunicazione delle emissioni di CO_2 , sono determinati mediante medie pesate tra le emissioni del periodo (mese e anno) ed il prodotto delle corrispondenti energie del gas per il fattore di ossidazione.

Le formule sono le seguenti:

$$F.E.mese = \frac{\text{Emissioni.mese.CO}_2[\text{tCO}_2]}{\text{Energia.gas.mese}[\text{TJ}] \times F.O.}$$

$$F.E.anno = \frac{\text{Emissioni.anno.CO}_2[\text{tCO}_2]}{\text{Energia.gas.anno}[\text{TJ}] \times F.O.}$$



Piazza Santa Barbara, 7
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. Centrale: 02 5201
www.snamretegas.it

Società per Azioni con Sede Legale in San Donato Milanese
Piazza Santa Barbara, 7
Capitale Sociale Euro 1.955.310.000 i.v.
Codice Fiscale e numero di Iscrizione al Registro
Imprese di Milano n. 13271390158
R.E.A. Milano n. 1633443 - Partita IVA 13271390158
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.

ESERCIZIO MISURA
Tel. 02 52048547
Fax 02 52058001
e-mail: esermi@snamretegas.it



BOLLETTINO DI ANALISI RELATIVO AL GAS NATURALE DEL MESE DI LUGLIO 2005

Impianto REMI 50012501 Voghera FV termoelettrico

Unita' emittente: ESERCIZIO MISURA Tel. 02 52059744

Vi riportiamo, relativamente al Vostro impianto, le composizioni medie giornaliere e mensile oltre ai parametri chimico-fisici calcolati sulla base dei dati determinati dal gascromatografo installato nell'area di prelievo S TORTONA (P.I.D.I.)

	% mol											Kg/m3 m.vol.	kJ/m3 PCS	kJ/m3 PCI
	He	N2	CH4	CO2	C6H14	C2H6	C3H8	NC4H10	IC4H10	NC5H12	ICSH12			
1	,026	1,131	93,279	,108	,009	4,000	1,096	,197	,152	,010	,012	,73047	39386	35529
2	,025	1,221	93,217	,120	,011	3,957	1,090	,191	,153	,012	,013	,73097	39342	35490
3	,034	2,295	90,707	1,018	,047	4,393	1,103	,173	,170	,032	,038	,75198	38836	35041
4	,046	2,745	88,389	1,403	,059	5,508	1,359	,209	,199	,039	,047	,77040	39063	35264
5	,038	2,540	89,579	1,244	,055	4,873	1,220	,191	,180	,037	,043	,76119	38902	35109
6	,037	2,436	89,539	1,303	,053	4,952	1,239	,190	,175	,035	,042	,76181	38942	35145
7	,035	2,501	90,172	1,168	,049	4,613	1,079	,163	,155	,030	,037	,75538	38723	34940
8	,037	2,703	89,471	1,275	,043	4,974	1,121	,166	,145	,030	,035	,76001	38718	34939
9	,037	2,550	89,259	1,333	,046	5,234	1,152	,170	,152	,031	,036	,76219	38961	35072
10	,038	2,627	88,911	1,404	,051	5,418	1,221	,193	,172	,034	,041	,76627	38941	35148
11	,036	2,753	89,193	1,296	,060	5,107	1,127	,173	,181	,032	,042	,76288	38903	35020
12	,039	2,228	89,926	1,222	,057	5,042	1,163	,177	,173	,032	,041	,75919	39022	35217
13	,049	1,842	88,768	,599	,031	6,650	1,539	,269	,214	,019	,023	,76474	40112	36222
14	,039	2,297	89,585	1,192	,053	5,276	1,150	,174	,167	,029	,038	,76000	39047	35240
15	,042	3,042	88,849	1,311	,056	5,128	1,154	,181	,164	,033	,041	,76465	38694	34922
16	,033	2,055	91,097	,939	,041	4,451	1,014	,162	,144	,030	,034	,74918	38973	35072
17	,033	2,055	91,097	,939	,041	4,451	1,014	,162	,144	,030	,034	,74918	38973	35072
18	,046	2,329	89,218	1,408	,053	5,321	1,202	,193	,167	,033	,040	,76389	39007	35207
19	,041	2,265	89,252	1,448	,057	5,297	1,210	,186	,168	,034	,042	,76428	39028	35226
20	,041	2,284	89,472	1,386	,057	5,113	1,206	,189	,175	,035	,043	,76270	38999	35199
21	,039	2,010	90,695	1,015	,042	4,761	1,070	,163	,142	,029	,034	,75134	38979	35171
22	,051	2,176	89,947	1,171	,042	5,083	1,143	,177	,142	,032	,036	,75714	39004	35199
23	,045	2,455	89,487	1,338	,046	5,099	1,133	,177	,149	,033	,038	,76086	38951	35062
24	,052	2,371	88,603	1,657	,059	5,618	1,210	,186	,167	,035	,043	,76922	39000	35204
25	,039	2,123	90,287	1,151	,042	4,951	1,044	,162	,138	,029	,034	,75426	38920	35120
26	,030	1,709	92,786	,231	,025	4,101	,927	,141	,097	,027	,026	,73175	38973	35153
27	,032	1,744	91,525	,840	,036	4,487	,999	,157	,130	,029	,032	,74477	38997	35183
28	,029	1,704	91,973	,770	,034	4,246	,923	,145	,120	,026	,030	,74097	38907	35098
29	,020	1,277	94,929	,178	,017	2,819	,570	,091	,067	,016	,017	,71610	38547	34749
30	,028	1,730	92,721	,619	,033	3,712	,936	,144	,119	,027	,031	,73506	38752	34951
31	,029	1,870	92,236	,845	,039	3,778	,972	,145	,126	,027	,033	,73965	38670	34879
MEDIA	,037	2,163	90,451	1,030	,043	4,788	1,099	,173	,153	,029	,035	,75323		

Figura 4.2 – Esempio di Bollettino di analisi mensile relativo al gas naturale

Nelle pagine che seguono sono riportate le sezioni del foglio di calcolo per l'elaborazione del Fattore di Emissione).

Tabella 4.3 - Foglio di calcolo per la raccolta dei parametri qualitativi del gas

Giorno	% mol.											m.col.	PCS	PCI
	He	N2	CH4	CO2	C6H14	C2H6	C3H8	n-C4H10	i-C4H10	n-C5H12	i-C5H12	kg/Smc	kJ/Smc	kJ/Smc
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														
31														

4.4.2 Determinazione del PCI del gas naturale

Il PCI del gas naturale utilizzato per il calcolo delle emissioni di CO₂, è quello giornaliero rilevato dal bollettino di analisi mensile emesso da ENI SNAM RETE GAS.

Per la determinazione dei valori rappresentativi dei PCI mensili ed annuale da inserire nei report di comunicazione delle emissioni di CO₂, si prendono a riferimento i consumi di gas rilevati dai verbali di misura mensili predisposti da ENI SNAM RETE GAS (Figura 4.3). Il calcolo del PCI medio viene effettuato con specifico foglio Excel (Tabella 4.6 e Tabella 4.7).

Il valore mensile di riferimento del PCI, espresso in GJ/kSm³ è così determinato:

$$PCI.mese = \frac{Energia.gas.mese [TJ]}{Volume.gas.mese [Sm^3]} \times 10^6$$

dove:

Energia.gas.mese = energia del gas nel mese di riferimento, espressa in TJ, così calcolata:

$$Energia.gas.mese = \sum_{giorno.1}^{giorno.n} PCI.giorno[kJ / Sm^3] \times Consumo.gas.giorno[Sm^3] \times \frac{1}{10^9}$$

Volume.gas.mese = volume del gas nel mese di riferimento, espresso in Sm³, così determinato:

$$Volume.gas.mese = \sum_{giorno.1}^{giorno.n} Consumo.gas.giorno[Sm^3]$$

Il valore annuale di riferimento del PCI, espresso in GJ / kSm³, è così determinato:

$$PCI.anno = \frac{Wgas.anno[TJ]}{Vgas.anno[Sm^3]} \times 10^6$$

Dove:

Energia.gas.anno = energia del gas nell'anno di riferimento, espressa in TJ, così calcolata:

$$Energia.gas.anno = \sum_{gennaio}^{dicembre} Energia.gas.mese[TJ]$$

Volume.gas.anno = volume del gas nell'anno di riferimento, espresso in Sm³, così calcolato:

$$Vgas.anno = \sum_{gennaio}^{dicembre} Consumo.gas.mese[Sm^3]$$



Piazza Santa Barbara, 7
 20097 San Donato Milanese (MI)
 Tel. Centralino: 02 5201
www.snamretegas.it

Società per Azioni con Sede Legale in San Donato Milanese
 Piazza Santa Barbara, 7
 Capitale Sociale Euro 1.955.310.500 i.v.
 Codice Fiscale e numero di iscrizione al Registro
 Imprese di Milano n. 13271390158
 R.E.A. Milano n. 1633443 - Partita IVA 13271390158
 Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.

ESERCIZIO MISURA
 Tel. 02 52048547
 Fax 02 52058001
 e-mail esermi@snamretegas.it



VERBALE DI MISURA RELATIVO AL GAS NATURALE PRELEVATO NEL MESE DI LUGLIO 2005

Stampato in data 01-08-2005

Unita' emittente : CENTRO DI TORTONA STRADA PER GENOVA, 17 15057 TORTONA AL Telefono 0131-861927	Spett.le VOGHERA ENERGIA SRL c.a. sig. Luca Magnanelli str. Silvano, 20 loc. Torremanapace 27085 VOGHERA PV
--	---

Impianto REMI 50012501 (EX 0650701)
 Voghera PV termoelettrico

	dal	R I E P I L O G O	al	P R E L I E V I	VOLUME	ENERGIA
nel MESE	01-07-2005	ore	01-08-2005	ore	38.820.953 m ³	1.513.100,6 GJ

V A L O R I G I O R N A L I E R I M I S U R A T I										
	m ³ /d	GJ/d	PCS/d	d	m ³ /h	m ³ /d	GJ/d	PCS/d	d	m ³ /h
1.381.507	54.412,0	39.386	1		1.372.765	53.363,5	38.873	17		
1.382.043	54.372,3	39.342	2		1.406.310	54.855,9	39.007	18		
1.194.995	46.408,8	38.836	3		1.388.390	54.186,1	39.028	19		
1.431.890	55.933,9	39.063	4		1.396.625	54.467,0	38.999	20		
1.428.556	55.573,7	38.902	5		1.405.610	54.789,3	38.979	21		
1.435.966	55.919,4	38.942	6		1.367.381	53.333,3	39.004	22		
1.459.809+	56.528,2	38.723	7		1.360.963	52.874,8	38.851	23		
1.433.765	55.512,5	38.718	8		1.325.995	51.713,8	39.000	24		
714.002	27.746,8	38.861	9		1.409.798	54.869,3	38.920	25		
2.968	115,6	38.941	10		1.423.182	55.465,7	38.973	26		
1.136.261	44.090,3	38.803	11		1.383.626	53.957,3	38.997	27		
1.398.267	54.563,2	39.022	12		1.386.418	53.941,4	38.907	28		
1.371.648	55.019,5	40.112	13		1.371.559	52.869,5	38.547	29		
1.431.246	55.885,9	39.047	14		890.363	34.503,3	38.752	30		
1.433.266	55.458,8	38.694	15		6.605	255,4	38.670	31		
1.289.174	50.114,1	38.873	16							

CARATTERISTICHE DEL GAS NATURALE DELL'ANALISI DI LUGLIO 2005

Area di prelievo 5 TORTONA (P.I.D.I.)
 38976 kJ/m³ : Potere Calorifico Superiore calcolato come rapporto tra totale ENERGIA e totale VOLUME
 0,75323 Kg/m³ : Massa Volumica: calcolata in base alla composizione media mensile, da utilizzare nel calcolo dei volumi

I m³ sono riferiti a 15 °C e 1,01325 bar (condizioni standard)

Figura 4.3 - Esempio di verbale di misura del gas naturale utilizzato

Tabella 4.7 - Foglio di calcolo per determinazione PCI annuale del gas naturale

ANNO	Consumo gas naturale		PCI
	Smc	TJ	GJ/kSmc
GENNAIO			
FEBBRAIO			
MARZO			
APRILE			
MAGGIO			
GIUGNO			
LUGLIO			
AGOSTO			
SETTEMBRE			
OTTOBRE			
NOVEMBRE			
DICEMBRE			
TOTALI			

4.4.3 Determinazione dei consumi di gas naturale

All'interno della stazione di riduzione della centrale è installato un complesso di misura della portata fiscale, composto da due linee strumentate distinte (Impianto di tipo 40 secondo il codice di rete). In aggiunta è stata installata un'ulteriore linea, da utilizzarsi solamente durante le revisioni della turbina a gas, nel caso sia necessario mantenere la caldaia ausiliaria.

La strumentazione installata su ogni linea fa capo ad un proprio flow computer che riporta il consumo di gas alle condizioni standard (15 °C, 1.013 mbar) calcolando i consumi medi orari e gestendo i totalizzatori di consumo giornaliero e mensile.

Ogni flow computer è dotato di stampante e collegamento telefonico per l'accesso in telelettura da parte di Snam.

Mensilmente, SNAM RETE GAS emette un verbale in cui sono indicati il consumo totale e l'analisi elementare del gas bruciato nel mese.

I rapporti con SNAM RETE GAS sono regolamentati dal “CODICE di RETE”, documento emanato dall’AUTORITY per l’ENERGIA”.

L’argomento misure è trattato al capitolo 10 del “CODICE DI RETE”, “MISURA del GAS”, dove in base al tipo di misura installato, se volumetrico e/o venturimetrico, sono indicate le formule utilizzate dal processo di calcolo implementato sul software dei calcolatori di misura per il calcolo della portata.

Oltre ad una trattazione tecnica, sullo stesso sono riportate problematiche di esercizio delle linee di misura e dei rapporti tecnico/commerciali tra il fornitore del gas e l’acquirente-proprietario della strumentazione.

4.4.4 Determinazione dei consumi di gasolio

Per far fronte ad eventuali situazione anomale e/o di emergenza in centrale sono installati due motori diesel, uno con funzione di motopompa per l’impianto antincendio l’altro, accoppiato ad un generatore, come gruppo elettrogeno.

La seguente tabella riassume le caratteristiche utili ai fini del calcolo delle emissioni dei due motori.

Tabella 4.8 – Caratteristiche utili per il calcolo dei consumi di gasolio

Apparecchiatura	Produttore	Modello	Giri nominali	Potenza Nominale	Consumo Nominale
	-	-	rpm	kW	Kg/kWh
Motopompa	IVECO AIFO	8086 Si40	2940	129,1	0,245
Gruppo elettrogeno	Mitsubishi	S12R-PTA	1500	1024	0,215

Le suddette macchine non sono dotate di strumenti di misura dei consumi del gasolio, e vengono normalmente attivate per prova almeno 1 volta al mese, per un periodo di funzionamento di circa 15 min.

Considerato che le due fonti di emissione in questione sono classificate come *De Minimis*, come indicato 4.5, il calcolo del consumo di combustibile viene stimato in funzione del consumo specifico a pieno carico e del periodo di funzionamento, sulla base dei seguenti algoritmi:

Motopompa antincendio: $C = 0,245 \frac{kg}{kWh} \times 129,1kW \times tempo.ore \div 1.000 = ton.Gasolio$

Gruppo elettrogeno: $C = 0,215 \frac{kg}{kWh} \times 1.024kW \times tempo.ore \div 1.000 = ton.Gasolio$

Per la conversione dei consumi di combustibile espressi in metri cubi, è stata utilizzata una densità media di 0,835 t/m³ (pari a kg/l). Tale valore è stato determinato sulla base dei valori di densità min, max e media degli scarichi di combustibile effettuati negli ultimi 3 anni presso la Centrale Montemartini (che utilizza un analogo prodotto), con i dati rilevati dalla bolle di consegna del fornitore. Nella tabella che segue sono riportati i relativi calcoli. Lo scarto max così individuato, risulta adeguato al livello di approccio utilizzato per il calcolo delle emissioni delle due fonti De Minimis.

Tabella 4.9 – Determinazione densità gasolio di riferimento

Parametro	Unità mis.	2003	2004	2005	TRIENNIO
Volumi scaricati	litri	16.135.564	12.187.323	4.548.722	32.871.609
Pesi	kg	13.454.460	10.090.700	3.751.310	27.296.470
Densità media	kg/litro	0,834	0,828	0,825	0,8304
Densità min	kg/litro	0,821	0,816	0,815	0,8149
Densità max	kg/litro	0,848	0,852	0,830	0,8523
Densità rif.	kg/litro	0,835	0,835	0,835	0,8350
Scarto rif/min	%				-2,41%
Scarto rif/max	%				2,07%

4.5 Classificazione delle fonti di emissione

Tutte le fonti di emissioni presenti nell'impianto, sono state classificate sulla base delle indicazioni contenute nel Decreto DEC/RAS/854/05 - Allegato – punto 8, secondo le seguenti categorie:

1. Fonti maggiori
2. Fonti minori: sono le fonti che insieme producono emissioni di CO₂ < a 2.500 t/anno, ovvero che contribuiscono per < del 5% alle emissioni annue totali dell'impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato.

3. Fonti de minimis: sono le fonti minori che, classificate in ordine crescente di grandezza, cumulativamente producono emissioni di CO₂ < a 500 t/anno, ovvero che contribuiscono per < 1% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato.

Considerato il limitato periodo di esercizio svolto dall'impianto nel 2005, per la determinazione dei limiti da utilizzare per la suddetta classificazione, si è fatto riferimento per ciascuna fonte alle seguenti stime annuali:

- ✓ TG: stima consumi combustibile luglio 2005 (si vedano i verbali consumi SNAM);
- ✓ Caldaia aux: stima del consumo combustibile nell'ipotesi di futura erogazione di vapore alla cartiera, con una portata media di 20 t/h;
- ✓ Caldaie pre-riscaldamento gas: stima consumo combustibile annuale, ipotizzando: 7.200 h/y, portata max 175 Sm³/h (desunta dal data sheet), e funzionamento alternato tra le due caldaie;
- ✓ Motopompa antincendio:

$$C = 0,245 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \times 129,1 \text{kW} \times \frac{15}{60} \frac{\text{h}}{\text{mese}} \times 12 \text{mesi} \times \text{Fatt.spec.} = 0,3 \frac{\text{tCO}_2}{\text{anno}}$$

- ✓ Gruppo elettrogeno:

$$C = 0,215 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \times 1024 \text{kW} \times \frac{15}{60} \frac{\text{h}}{\text{mese}} \times 12 \text{mesi} \times \text{Fatt.spec.} = 2,1 \frac{\text{tCO}_2}{\text{anno}}$$

I risultati ottenuti sono riportati nelle tabelle che seguono (in ordine decrescente).

Tabella 4.10 - Classificazione delle fonti

FONTE	DESCRIZIONE	CONSUMO COMBUSTIBILE		EMISS. [tCO ₂]	% EMISS.	TOTALI CUMULATIVI [tCO ₂]	CLASSIFIC. FONTI
		STIMA MESE [Smc]	STIMA ANNO [Smc]				
E1	TURBOGAS 1	38.821.000	465.852.000	911.031,7	99,02%	9.042	MAGGIORE
E2	CALDAIA AUSILIARIA	280.200	3.362.400	6.575,6	0,71%		DE MINIMIS
E3	CALDAIA PRERISC. 1		630.000	1.232,0	0,134%		DE MINIMIS
E4	CALDAIA PRERISC. 2		630.000	1.232,0	0,134%		DE MINIMIS
E6	GRUPPO ELETTROG.			2,1	0,00023%		DE MINIMIS
E5	MOTOP. ANTINCEND.			0,3	0,00003%		DE MINIMIS
TOTALE				920.074	100%		

Tabella 4.11 - Determinazione limiti per la classificazione delle fonti

LIMITI FONTI <> MAGGIORI (DECRETO DEC/RAS/854/95)		
a) Fonti Minori - Emissioni cumulative maggiori tra 5% del totale e 2.500 t/y	5,00%	46.004
		2.500
b) Fonti De Minimis - Emissioni cumulative maggiori tra 1% del totale e 500 t/y	1,00%	9.201
		500

4.6 Attività e punti di emissione

La seguente tabella riassume i punti emissivi responsabili delle emissioni di CO₂, identificando la sorgente di emissione, il combustibile utilizzato e la classificazione del punto emissivo, secondo l'approccio identificato al paragrafo 4.5.

Tabella 4.12 – Descrizione dell'attività e dei punti di emissione

Attività IPPC n°	Punto di Emissione	Punto di emissione	Sorgente dell'emissione	Combustibile	Classificazione
1.1	A1 (Processo)	Camino E1 (STK-201)	Turbina a Gas	F1: Gas Naturale	Maggiore
1.1	A2 (Processo)	Camino E2 (STK-1701)	Caldia Ausiliaria	F1: Gas Naturale	De Minimis
1.1	A3 (Processo)	Camino E3	Caldia pre-riscaldamento gas 1	F1: Gas Naturale	De Minimis
1.1	A4 (Processo)	Camino E4	Caldia pre-riscaldamento gas 2	F1: Gas Naturale	De Minimis
1.1	A5 (Emergenza)	Marmitta E5 (PK-1901)	Motopompa antincendio	F2: Gasolio	De Minimis
1.1	A6 (Emergenza)	Marmitta E6 (EDG1)	Diesel Gruppo elettrogeno	F2: Gasolio	De Minimis

4.7 Riferimenti per il calcolo

4.7.1 Strumenti di misura

La seguente tabella riassume gli strumenti di misura utilizzati per il calcolo delle emissioni di CO₂.

Tabella 4.13 – Strumenti di misura

Sorgente della emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Descrizione del sistema di misura)	Metodo	Accuratezza della misura	Punto di installazione del sistema di misura
E1; E2; E3; E4	F1	Le misure relative al volume vengono eseguite globalmente per tutti le macchine con Flow Computer.	Vedi paragrafo 4.4.3	Si faccia riferimento alla tabella seguente che riporta le caratteristiche delle apparecchi. di misura dei combustibili	Sulla linea di alimentazione generale presso la stazione riduzione metano in ingresso alla centrale.
E5	F2	Non esistono strumenti di misura dei consumi di gasolio	Consumo stimato sulle ore di funzionamento e consumo specifico (vedi paragrafo 4.4.4)		
E6	F2	Non esistono strumenti di misura dei consumi di gasolio	Consumo stimato sulle ore di funzionamento e consumo specifico (vedi paragrafo 4.4.4)		

L'utilizzo del complesso di misura fiscale del gas installato nella stazione di riduzione, per la misura del consumo complessivo dell'impianto, consente di ottenere una maggiore precisione ed affidabilità rispetto ad eventuali singoli misuratori installabili sulle singole macchine. Rispetto ai normali contaltri disponibili sul mercato, i complessi SNAM consentono infatti la compensazione in linea della temperatura e della densità del gas; inoltre essi vengono mantenuti con cadenza semestrale da ditte autorizzate dalla stessa SNAM, mantenendo così la massima affidabilità della misura. La seguente tabella riassume le caratteristiche principali delle apparecchiature di misura dei combustibili.

Tabella 4.14 – Caratteristiche apparecchiature di misura dei combustibili

Registratore meccanico						
Costruttore	Modello	Matr.	Misure	u.m.	Campo	Accuratezza
Fimigas	10047	302250	Pressione	bar	0 ÷ 100	
			Temperature	°C	-10 ÷ +40	

Flow Computer			
Linea	Costruttore	Modello	Matr.
A	ITI Instromet Italia	2000	03347001
B			03347002
C			04238003

Strumentazione in campo							
Linea	Trasmettitore	Marca	Mod.	Matr.	Range	u.m.	Accuratezza
A	Pressione	Yokogawa	EJA-510A	12C800978330	0 80	bar	0,1%
	Temperature	Yokogawa	YTA-110	C2C700506330	-10 +40	°C	0,1%
	portata	RMG	TRZ-03	28912/2003	130 2500	m ³ /h	0,50% ^(*)
B	Pressione	Yokogawa	EJA-510A	12C800979330	0 80	bar	0,1%
	Temperature	Yokogawa	YTA-110	C2C700507330	-10 +40	°C	0,1%
	portata	RMG	TRZ-03	28913/2003	130 2500	m ³ /h	0,50% ^(*)
C	Pressione	Yokogawa	EJA-510A	27D626305	0 100	bar	0,1%
	Temperature	la termoresistenza è collegata direttamente al flow computer					
	portata	RMG	TRZ-03	30293/2004	130 2500	m ³ /h	0,50%

(*) Valido per Q > 20% Q_{max}. Al di sotto l'accuratezza è 1%

4.7.2 Livelli di approccio per il calcolo

Nella seguente tabella sono riassunti i livelli di approccio per il calcolo utilizzati per ciascuna fonte emissiva. I livelli di calcolo indicati fanno riferimento a quelli della tabella A del DEC/RAS/854/05 o della Decisione 130 del 29/1/04. La Tabella 4.16 spiega i motivi dei livelli di approccio utilizzati.

Tabella 4.15 – Livelli di approccio al calcolo

Sorgente dell'emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Livello di approccio			
		Dato relativo alla quantità dell'attività	Potere calorifico inferiore	Fattore di emissione	Fattore di Ossidazione
E1; E2; E3; E4	F1	4a	3	3	1
E5	F2	Stima (vedi paragrafo 4.4.4)	2	2a	1
E6	F2	Stima (vedi paragrafo 4.4.4)	2	2a	1

Tabella 4.16 – Giustificazione dei livelli di approccio utilizzati

Sorgente dell'emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Riferimento	Giustificazione del livello di approccio utilizzato per ogni combustibile o materiale
E1; E2; E3; E4	F1	Quantità	Il livello scelto è quello 4a con incertezza $< \pm 1,5\%$. Gli errori di misura da considerare sono quelli relativi a: pressione, temperatura, densità, ΔP e mA da calcolatore a misuratore ΔP .
E5; E6	F2	Quantità	La motopompa antincendio ed il gruppo elettrogeno, alimentati a gasolio prelevato da distributore, sono classificate fonti De Minimis (vedi Allegato 11). I consumi di combustibile sono stimati secondo la metodologia riportata al paragrafo 4.4.3.
E1; E2; E3; E4	F1	Analisi P.C.I. e F.E	Livello 3 Analisi del P.C.I. e della composizione molare del gas condotta con gascromatografo da processo interno secondo ISO 6976/95; calibrazione e manutenzione secondo una procedura di cui all'All. 11/B del codice di rete, taratura con miscele standard fornite con certificato SIT (o equivalente). Incertezza (accuratezza) = 0,5% Fattore di emissione calcolato secondo il punto 4.2.2.1.6 della Decisione 130/2004. Fattore di emissione calcolato secondo il punto 4.2.2.1.6 della Decisione CE 130/2004
E5; E6	F2	Analisi P.C.I. e F.E	Livello 2 - 2a Applicazione dei fattori specifici desunti dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05: P.C.I. = 42,62 GJ / t F.E. = 74,44 tCO ₂ / TJ

Sorgente dell'emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Riferimento	Giustificazione del livello di approccio utilizzato per ogni combustibile o materiale
E1; E2; E3; E4	F1	F.O.	Livello 1 Applicazione dei fattori specifici desunti dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05: F.O. = 0,995
E5; E6	F2	F.O.	Livello 1 Applicazione dei fattori specifici desunti dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05: F.O. = 0,990

4.7.3 Giustificazione del metodo di campionamento

I livelli inferiori prescelti per la determinazione delle emissioni prodotte dalla motopompa antincendio e dal gruppo elettrogeno, alimentati a gasolio, risultano compatibili con le indicazioni riportate nel Decreto DEC/RAS/854/05, in quanto trattasi di fonti *De Minimis* (in accordo alla determinazione effettuata al paragrafo 4.5).

Tabella 4.17 – Giustificazione del metodo di campionamento

Sorgente dell'emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Riferimento	Descrizione del metodo di campionamento del combustibile o materiale
E1; E2; E3; E4	F1	Analisi P.C.I. e F.E.	Campionamento continuo tramite linea dedicata, come descritto nella procedura interna all. 11/B del codice di rete.
E5;E6	F2	Analisi P.C.I. e F.E.	Non vengono effettuate analisi in quanto per il calcolo delle emissioni sono utilizzati i fattori specifici dell'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05.

4.7.4 Giustificazione del metodo di analisi

La seguente tabella riassume i metodi di campionamento e di analisi adottate per ciascuna fonte di emissione di CO₂.

Tabella 4.18 – Giustificazione del metodo di analisi

Sorgente dell'emissione	Combustibile o materiale utilizzato	Riferimento	Indicazione del laboratorio e descrizione del metodo di analisi del combustibile o materiale
E1; E2; E3; E4	F1	Analisi P.C.I. e % C	Analisi di composizione molare e P.C.I. eseguite in continuo da un gascromatografo di processo interno. Il P.C.I. è eseguito secondo ISO 6976/95. La % di carbonio è calcolata attraverso un foglio di calcolo (vedi paragrafo 4.4.1). Il gascromatografo è gestito (calibrazione e manutenzione) secondo una procedura di cui all'All. 11/B del codice di rete, ed è tarato con miscele standard fornite con certificato SIT o equivalente.
E5; E6	F2	Analisi P.C.I. e % C	Non vengono effettuate analisi in quanto per il calcolo delle emissioni sono utilizzati i fattori specifici dell'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05

4.8 Rapporti di trasmissione delle emissioni di CO₂

Le comunicazioni dei quantitativi di emissioni di CO₂ prodotte dall'impianto saranno effettuate come segue:

mensilmente: con i format riportati nella

- ✓ Figura 4.4;
- ✓ annualmente: con il format emesso dal Ministero dell'Ambiente (Decreto DEC/RAS/115/2006 del 13.3.2006).

Emissioni di combustibile (calcolo)

Centrale Termoelettrica Voghera (aut. 225)

(MESE)

(ANNO)

Attività 1				
Tipo di attività di cui all'allegato I:	1.1			
Descrizione dell'attività:	Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW			
Combustibili fossili				
Combustibile 1				
Combustibile fossile				
Tipo di combustibile:	Gas naturale (metano)			
	Dati relativi all'attività	Unità	Dati	Livello applicato
Fonti Emissione: E1 - E2 - E3 - E4	Cons. Comb.: TG - Caldaia Aux. - Caldaia Prerisc.1 - Caldaia Prerisc.2	Sm ³		4a
Fattori Specifici Combustibile	P.C.I.	Gj / 1.000 Sm ³		3
	Fattore di emissione	tCO ₂ / TJ		3
	Fattore di ossidazione	%	99.5	1
Fonti Emissione: E1 - E2 - E3 - E4 (Emissioni tot. comb. 1)	Emissioni: TG - Caldaia Aux. - Caldaia Prerisc.1 - Caldaia Prerisc.2	tCO ₂		
Combustibile 2				
Combustibile fossile				
Tipo di combustibile:	Gasolio			
	Dati relativi all'attività	Unità	Dati	Livello applicato
Fonte Emissione E5	Motopompa: tempo funz.	h (1/100)		
	Motopompa: cons. spec. 100%	kg/h	31.63	costante
	Motopompa: cons. combustibile	t	0.000	Stima
Fonte Emissione E6	Gr. Elettrogeno: tempo funz.	h (1/100)		
	Gr. Elettrogeno: cons. spec. 100%	kg/h	220.16	costante
	Gr. Elettrogeno: cons. combustibile	t	0.000	Stima
Fattori Specifici Combustibile	P.C.I.	Gj / t	42.62	2
	Fattore di emissione	tCO ₂ / TJ	74.44	2a
	Fattore di ossidazione	%	99.0	1
Fonte Emissione E5	Emissioni Motopompa	tCO ₂	0.00	
Fonte Emissione E6	Emissioni Gr. Elettrogeno	tCO ₂	0.00	
	Emissioni totali comb. 2	tCO ₂	0.00	
Totale attività				
Emissioni totali (tCO₂)	0			

Note:

- Celle gialle: valori costanti

- Celle verdi: valori calcolati

Figura 4.4 – Format per la comunicazione mensile dell'emissione di CO₂

4.9 Tarature e manutenzioni

L'attività di taratura e manutenzione della strumentazione impiegata per la misura del gas metano viene eseguita con periodicità annuale a cura di società specializzata, autorizzata da SNAM.

4.10 Registrazione e archiviazione

Tutta la documentazione utilizzata per la dichiarazione annuale verrà archiviata in un archivio dell'impianto, sia in forma cartacea che su supporto informatico, in accordo con le modalità previste dal S.G.A..

Il tempo di conservazione della documentazione e dei supporti informatici è di dieci anni; i fogli di calcolo sono opportunamente protetti da modifiche mediante password.

4.11 Temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard

In caso di accertata anomalia o indisponibilità dei complessi di misura del gas, che pregiudica l'applicabilità della metodologia di livello standard per il monitoraggio delle emissioni di CO₂, si procederà come segue.

4.11.1 Possibili anomalie

1. anomalia/indisponibilità canale in servizio (A o B) del flow computer principale;
2. anomalia/indisponibilità del flow computer ausiliario (dedicato alla contabilizzazione dei consumi di gas nel caso del solo funzionamento caldaia ausiliaria);
3. anomalia/indisponibilità completa dei flow computer (principale e secondario).

4.11.2 Azioni correttive

- a) Nel caso di disservizio di cui al punto 1, il Responsabile di Esercizio provvederà a far attivare il canale di riserva del flow computer principale; i consumi di gas non contabilizzati nel periodo intercorso tra lo scambio dei due canali, saranno ricostruiti

attraverso le metodologie previste dalla procedura SNAM per la determinazione del gas negli impianti REMI con linee di misura di tipo volumetrico e venturimetrico, di seguito riassunte.

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

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

- ✓ se nel mese di riscontro dell'anomalia vi sono giorni di misura valida rappresentativi dell'andamento dei prelievi, ne viene applicata la media giornaliera ai giorni di misura non valida o di mancanza di misura;
 - ✓ altrimenti, viene calcolato un coefficiente rappresentativo dell'incremento-decremento dei prelievi, e viene applicato per determinare i volumi mensili dei mesi di mancata misura, moltiplicandolo per i corrispondenti volumi mensili dell'anno precedente; il suddetto coefficiente viene determinato come rapporto tra il m^3/d medio dei 90 giorni precedenti l'anomalia e il m^3/d medio dei corrispondenti giorni dell'anno precedente: nel calcolo del m^3/d medio, vengono esclusi i giorni di non prelievo;
 - ✓ nel caso il Proprietario/gestore fornisca i dati di produzione univocamente relazionabili al gas transitato ed una volta verificato che il rapporto tra tali dati e le relative quantità validamente misurate risulta costante, è possibile applicare tale rapporto ai dati di produzione (possibilmente giornalieri) riferiti ai periodi di mancata misura.
- b) In caso di disservizio di cui al punto 2, il Responsabile di Esercizio provvederà ad attivare il flow computer principale, che contabilizzerà i consumi del funzionamento della sola caldaia ausiliaria. In tali condizioni, l'accuratezza della misura del combustibile sarà affetta da un maggiore errore dovuto al funzionamento del misuratore volumetrico principale al di fuori del suo normale range di taratura. I consumi di gas non

contabilizzati nel periodo intercorso tra lo scambio dei due flow computer, saranno ricostruiti con le stesse metodologie descritte al precedente punto a).

- c) In caso di disservizio dei due flow computer, con conseguente impossibilità di registrare il consumo di gas assorbito dall'impianto, i consumi di gas naturale assorbiti nel periodo di disservizio dei complessi di misura, saranno ricostruiti con le stesse metodologie descritte al precedente punto a).
- d) In caso di anomalia del gascromatografo installato in impianto, saranno richiesti a SNAM Rete Gas i parametri di qualità del gas del punto AOP più prossimo all'impianto, riferiti al periodo interessato dall'anomalia.

4.11.3 Comunicazioni inapplicabilità livello standard

In conformità a quanto prescritto dal Decreto DEC/RAS/854/05 del 1/7/2005 (allegato – par.4), in caso di temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard a causa di motivi tecnici, il Responsabile dell'impianto comunicherà all'Autorità Nazionale Competente (A.N.C.) l'applicazione del livello più elevato raggiungibile, fino quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello standard autorizzato, per un massimo di 5 giorni lavorativi.

Superati i 5 giorni lavorativi, il Responsabile dell'impianto, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello standard, rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità all'A.N.C., giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità di applicare il livello standard.

Saranno conservate in sito, la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché le informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria.

5 MONITORAGGIO DELLE RISORSE IDRICHE

5.1 Scopo e campo di applicazione

Gli scopi dell'applicazione sono i seguenti:

- ✓ tenere sotto controllo i quantitativi di acqua emunta;
- ✓ definire le attività da intraprendere in caso di scostamenti rilevanti rispetto ai principali indicatori di prestazione;
- ✓ individuare i possibili interventi tecnici e/o gestionali per ridurre i consumi di acqua.

5.2 Riferimenti normativi

- ✓ concessione 37/2004 n.prot. 17799/04 della Provincia di Pavia della derivazione da pozzo ad uso industriale, igienico-sanitario, antincendio, irrigazione area verde;
- ✓ disciplinare all'emungimento rilasciato dalla Provincia di Pavia in data 21/12/04;
- ✓ DLgs152/2006 Titolo III, Capo II Tutela quantitativa della risorsa e risparmio idrico, Capo III Tutela quantitativa della risorsa e disciplina degli scarichi [Abrogati dal DLgs 152/2006: DLgs 152/99 così come modificato dal DLgs. 18-08-2000, n. 258].

5.3 Responsabilità

DIR, RSGA, ESE e CT hanno i compiti e responsabilità dettagliati nel seguito.

5.4 Modalità operative

La Direzione esamina periodicamente, e comunque, nel Riesame di Direzione, l'andamento dei consumi d'acqua e ricerca, ove possibile, le misure adatte ad eliminare eventuali sprechi,

ridurre i consumi ed incrementare il riutilizzo. Gli obiettivi individuati per questo aspetto ambientale sono riportati nel “Piano di miglioramento del SGA”.

Per il controllo e il monitoraggio delle risorse idriche la Centrale ha implementato le modalità operative descritte nel seguito.

5.4.1 Tipologia di acqua prelevata, suoi utilizzi e punti di misura

La Centrale preleva acqua esclusivamente da un pozzo autorizzato dalla Provincia di Pavia con Concessione 37/2004 n.prot 17799/04.

Non esistono allacciamenti ad acquedotti o reti pubbliche.

L’acqua emunta viene destinata ai seguenti utilizzi:

- ✓ alimentazione rete “acqua servizi” (usi industriali);
- ✓ produzione di acqua demineralizzata;
- ✓ alimentazione rete antincendio;
- ✓ alimentazione impianto potabilizzazione (uso igienico-sanitario);
- ✓ irrigazione aree verdi.

La Centrale si è dotata dei seguenti punti di misura (5 contatori):

- ✓ Contatore (1) a valle del pozzo autorizzato per tenere sotto controllo il prelievo complessivo di acqua;
- ✓ 3 contatori per monitorare gli utilizzi delle principali utenze
 - Contatore (2) a monte dell’impianto demi;
 - Contatore (3) a monte degli uffici;
 - Contatore (4) a monte delle aree verdi.
- ✓ Contatore (5) installato a valle del contatore dell’acqua potabile e a monte dei container/spogliatoi, per tenere sotto controllo i consumi di acqua utilizzata dalla ditte esterne.

Visti i modesti consumi di acqua dell'impianto antincendio non sono stati previsti sistemi di contabilizzazione di tali acque.

La Centrale di Voghera deve rispettare il limite massimo di emungimento di acqua da pozzo per un valore annuo di prelievo pari a 143.000 m³ e una portata massima di 20 l/s, prescrizioni richiesta dalla Provincia di Pavia e presente nella concessione 37/2004 n. prot. 17799/04.

Il rispetto del limite di 20 l/s è garantito dal fatto che Voghera energia ha installato n.2 elettropompe della portata di 9.83 l/s ciascuna.

Di seguito si riporta il flow chart degli utilizzi dell'acqua emunta, dei relativi punti di misura e delle principali utenze.

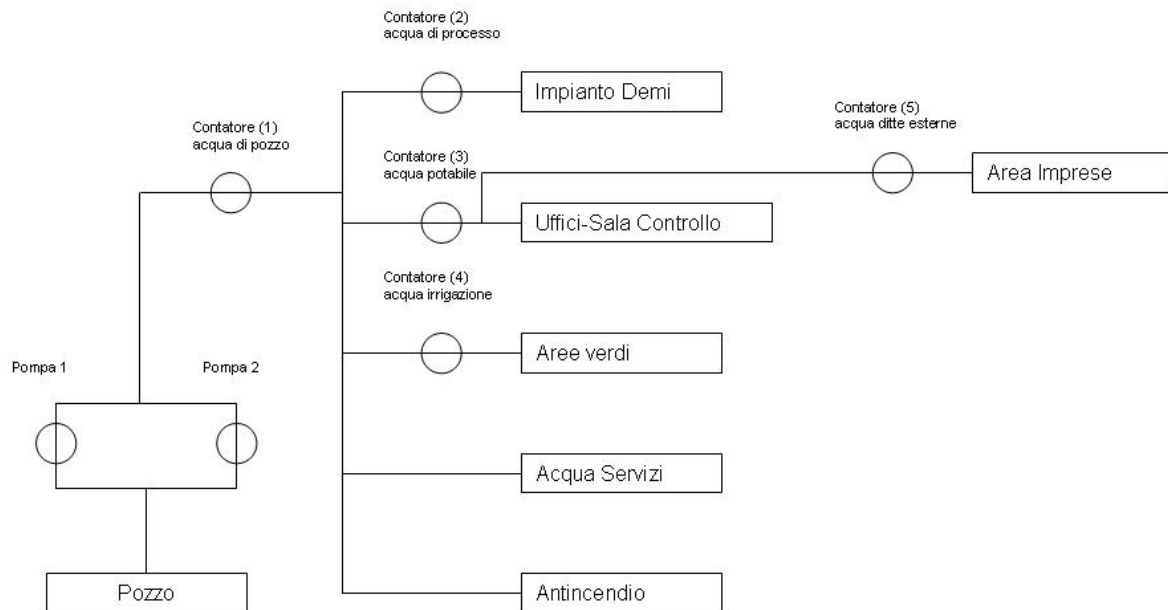


Figura 5.1 – Localizzazione dei contatori per il monitoraggio delle acque emunte

5.4.2 Controllo e registrazione del quantitativo di acqua emunto

- ✓ ACT, una volta al giorno riporta all'interno del ESE.MD.003 "LETTURE CONTATORI ACQUA" la lettura del contatore (1), dal contatore (2) e dal contatore (3). Inoltre per tenere sotto controllo l'acqua utilizzata dalla ditte esterne viene effettuata una lettura giornaliera del contatore (5). Con cadenza mensile viene effettuata e riportata sempre nello stesso modulo la lettura del contatore (4) che contabilizza i consumi dell'impianto demi;
- ✓ Il Capo turno / ARE verifica i dati riportati e, se non riscontra anomalie, valida il dato;
- ✓ ACT inserisce il dato validato nel file relativo al mese in oggetto all'interno di una cartella "Contatori" situata sul server VE nell'area Esercizio;
- ✓ Il Capo turno nel caso riscontri sensibili scostamenti rispetto ai dati storici, effettua un primo controllo dei dati di provenienza;
- ✓ Il Capo turno, se a seguito del controllo, appura che lo scostamento è reale, in collaborazione con l'RE si attiva ad un'analisi delle cause profonde;
- ✓ DIR in collaborazione con RSGA, RE e RM valuta, a seconda del tipo di anomalia, se gestirla come non conformità.

5.4.3 Consuntivazione dei parametri operativi

- ✓ RSGA, mensilmente, riporta all'interno del SGA TB 006 "Consuntivazione parametri ambientali" il quantitativo di acqua emunta;
- ✓ RSGA una volta ogni sei mesi, generalmente in occasione della riunione semestrale del Sistema di Gestione Ambientale, riferisce sull'andamento dei consumi e degli indicatori e su eventuali anomalie riscontrate ed effettua una valutazione previsionale sul rispetto del limite imposto dalla Provincia di Pavia nell'Autorizzazione;
- ✓ RSGA nel caso riscontri sensibili scostamenti rispetto ai dati storici ed ai principali indicatori di prestazione, effettua un primo controllo dei dati di provenienza;

- ✓ RSGA se, a seguito del controllo, appura che lo scostamento è reale, in collaborazione con RE e RM si attiva ad individuare le cause profonde dell'anomalia;
- ✓ DIR in collaborazione con RSGA, RE e RM valuta, solo nel caso in cui l'anomalia corrisponda a un peggioramento degli indicatori, se gestirla come non conformità e registrarla nel relativo modulo;
- ✓ RSGA in collaborazione con DIR in ogni caso valuta la necessità di rivedere la valutazione della significatività ambientale.

5.4.4 Analisi qualitativa e monitoraggio

- ✓ RE fa effettuare da un laboratorio esterno qualificato un'analisi di qualità dell'acqua emunta come previsto dal SGA.MD.027 - Piano di analisi. L'analisi prevede il monitoraggio di tutti i parametri riportati nella Tab. 4 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del DLgs 152/06 ogni 12 mesi e l'analisi, 2 volte all'anno, dei soli parametri pH, azoto totale e selenio;
- ✓ Il RSGA in caso riscontri la presenza di dati anomali o non congruenti si attiva in collaborazione con DIR ed RE per analizzarne le cause;
- ✓ La DIR in collaborazione con RSGA, RE e RM valuta, a seconda del tipo di anomalia, se gestirla come non conformità.

5.4.5 Comunicazione ad enti esterni

- ✓ RSGA, prima che Voghera Energia comunichi ufficialmente il quantitativo di acqua emunta, controlla che il dato presente nel file SGA TB 006 "Consuntivazione dei parametri operativi" sia corretto;
- ✓ DIR in collaborazione con RE effettua la validazione del dato;
- ✓ DIR entro il 30 gennaio di ogni anno comunica il quantitativo di acqua emunta alla Provincia di Pavia e copia del modulo trasmesso viene archiviata presso il proprio ufficio.

6 MONITORAGGIO SCARICHI IDRICI

6.1 Riferimenti legislativi

- ✓ Autorizzazione allo scarico n. 49/2004-AQ rilasciata dalla Provincia di Pavia in data 15/07/2004;
- ✓ D.Lgs.152/2006 Capo III Tutela quantitativa della risorsa e disciplina degli scarichi;
- ✓ D.M. Ambiente 2/05/2006 (Articolo 99, comma 1 del DLgs 3 aprile 2006, n. 152 - Norme tecniche per il riutilizzo delle acque reflue).

6.2 Responsabilità

RSGA è responsabile del coordinamento delle attività descritte in istruzione operativa.

RSGA è responsabile della richiesta di eventuali analisi chimico-fisiche per monitorare l'aspetto ambientale relativamente agli scarichi. La responsabilità operativa è del RE.

Il Responsabile Esercizio o persona da lui delegata è incaricato della definizione dei livelli di attenzione così come descritti nella procedura d'esercizio ESE.PR.001. Il responsabile di Esercizio è incaricato di svolgere i controlli semplificati prima dello scarico e di attivare il laboratorio certificato SINAL in accordo con quanto previsto dai livelli di attenzione di cui sopra.

Responsabile della gestione e conservazione del documento è il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale.

6.3 Parametri Monitorati

La Centrale ha previsto una serie di controlli periodici sui seguenti pozzetti di ispezione:

- ✓ ASL 01: Pozzetto di ispezione scarico bacino di raccolta BA-1803;
- ✓ ASL 02: Pozzetto di ispezione scarico sistema di desolazione;

- ✓ ASL 03: Pozzetto di ispezione scarico sistema di trattamento biologico;
- ✓ ASL 04: Pozzetto di ispezione scarico vasca di neutralizzazione eluati salini BA-1806.

anche in ottemperanza a quanto prescritto dall'autorizzazione all'autorizzazione N. 49/2004-AQ rilasciata dalla Provincia di Pavia.

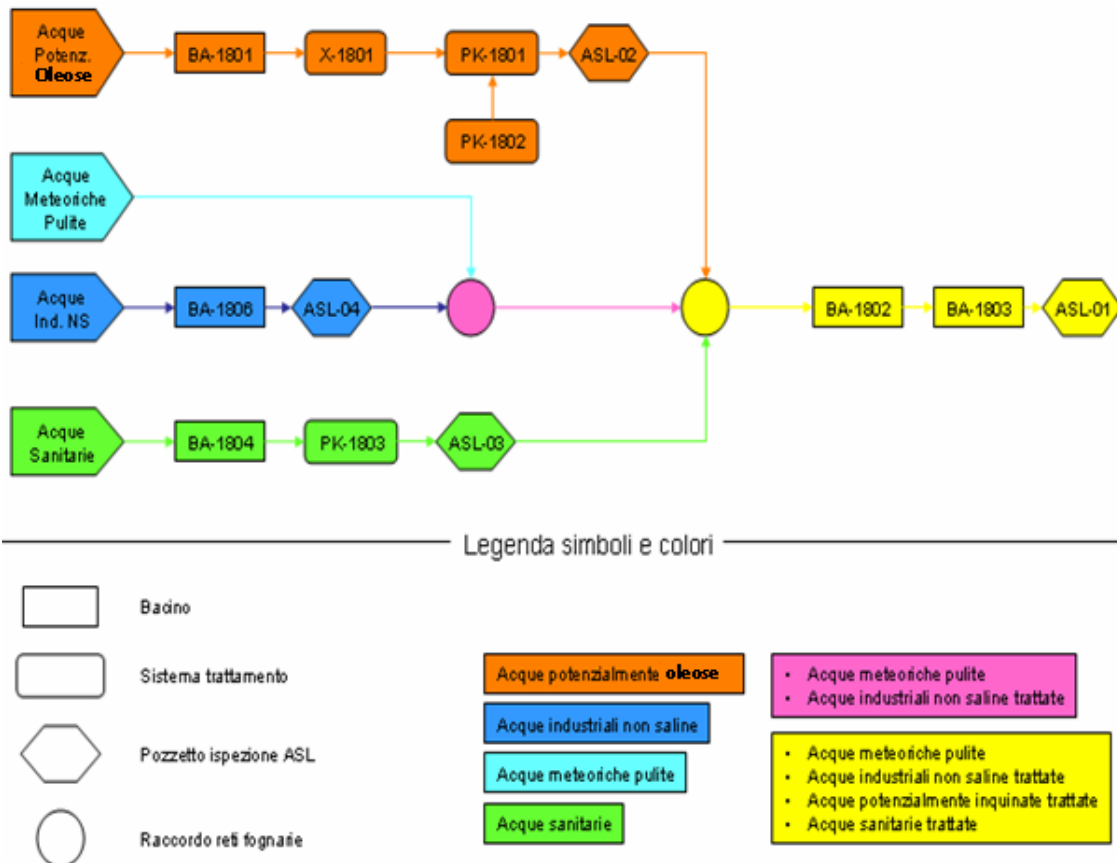


Figura 6.1 –Schema semplificato delle linee di trattamento delle acque reflue

I controlli vengono eseguiti sui parametri indicati nell'autorizzazione ex D.Lgs. 258/2000 (Tabella 4 per i pozzetti ASL 01, ASL 02, ASL 04 e in Tabella 3 per il pozzetto ASL 03), e D.Lgs. 152/06 Allegato 5 - Tabella 3: Valori limite di emissione in acque superficiali e in fognatura, Tabella 4: Limiti di emissione per le acque reflue urbane e industriali che recapitano sul suolo.

In aggiunta, per il sistema di desoleazione sono analizzati anche i parametri relativi alla presenza di oli e/o idrocarburi nel pozzetto di scarico ad esso collegato.

6.4 Metodi di campionamento ed analisi

Il campionamento viene effettuato da laboratorio esterno, in accordo alla metodica CNR IRSA 1977 – Campionamento acque di scarico.

Di seguito si riportano i metodi analitici utilizzati per le analisi delle acque di scarico nei pozzetti di ispezione ASL-01, ASL-02 e ASL-04 (Tabella 6.1) e ASL-03 (Tabella 6.2).

Tabella 6.1 – parametri monitorati e metodiche analitiche utilizzate (ASL-01, ASL-02 e ASL-04)

Sostanza	Metodica analitica
pH	APAT IRSA CNR 2060 (2003)
SAR	-
Materiali grossolani	CNR IRSA
Solidi sospesi totali	APAT IRSA CNR 2090 B (2003)
BOD5	APAT IRSA 5100 Q100 (1994)
COD	APAT IRSA CNR 5130 (2003)
Azoto Totale	UNI EN 25663 (1995)
Fosforo Totale	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Tensioattivi totali	
Tensioattivi anionici	APAT IRSA CNR 5170 (2003)
Tensioattivi non ionici	UNICHIM 10511-1 (1996)
Tensioattivi cationici	P-AM-189 (1994)
Al	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Be	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
As	MIP P-PRO-41 (2002)
Ba	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Bo	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Cr Totale	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Fe	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Mn	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Ni	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000

Sostanza	Metodica analitica
Pb	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Cu	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Se	MIP P-PRO-41 (2002)
Sn	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
V	UNI EN ISO 11885 (2000)
Zn	EPA 3010 1992 / EPA 6010 C 2000
Solfuri	APAT IRSA CNR 4160 (2003)
Solfiti	APAT IRSA CNR 4150 A (2003)
Solfati	UNI EN ISO 10304-2 (2000)
Cloro attivo	APAT CNR IRSA 4080 (2003)
Cloruri	UNI EN ISO 10304-2 (2000)
Fluoruri	UNICHIM ACQUE 63 (2001)
Fenoli totali	APAT IRSA CNR 5070 A2 (2003)
Aldeidi totali	APAT IRSA CNR 5010 A (2003)
Solventi organici aromatici totali	EPA 8260 B (1996)
Solventi organici azotati totali	P-AM-60 (1994)
Saggio di tossicità su Daphnia Magna	CNR IRSA 1994
Escherichia coli	APAT CNR IRSA 7030A (2003)

Tabella 6.2 – parametri monitorati e metodiche analitiche utilizzate (ASL-03)

Sostanza	Metodica analitica
pH	APAT IRSA CNR 2060 (2003)
Colore	APAT IRSA CNR 2020 A (2003)
Odore	APAT IRSA CNR 2050 (2003)
Materiali grossolani	CNR IRSA
Materiali in sospensione totali	APAT IRSA 2050 Q100 (1994)
BOD5	APAT IRSA 5100 Q100 (1994)
COD	APAT IRSA 5110 Q100 (1994)
Al	EPA 6010 B (1996)
As	MIP P-PRO-41 (2002)
Ba	EPA 6010 B (1996)
Bo	EPA 6010 B (1996)

Maggio 2008
 Rev. 0
 76 di 100

Voghera Energia S.p.A.
 Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E di Voghera (PV)
 Allegato E4 - Piano di monitoraggio e controllo

Contratto FWIENV n° 1-BH-0350A

Sostanza	Metodica analitica
Cd	EPA 6010 B (1996)
Cr Totale	EPA 6010 B (1996)
Cromo VI	APAT IRSA CNR 3150 C (2003)
Fe	EPA 6010 B (1996)
Mn	EPA 6010 B (1996)
Hg	MIP P-PRO-41 (2002)
Ni	EPA 6010 B (1996)
Pb	EPA 6010 B (1996)
Cu	EPA 6010 B (1996)
Se	MIP P-PRO-41 (2002)
Sn	EPA 6010 B (1996)
Zn	EPA 6010 B (1996)
Cianuri Totali	P-AM-33 (1994)
Cloro Attivo	APAT CNR IRSA 4080 (2003)
Solfuri	IRSA CNR 4140 Q100 (1994)
Solfiti	IRSA CNR 4130 Q100 (1994)
Solfati	UNI EN ISO 10304-2 (2000)
Cloruri	UNI EN ISO 10304-2 (2000)
Fluoruri	UNICHIM ACQUE 63 (2001)
Fosforo totale	EPA 6010 B (1996)
Azoto ammoniacale	UNICHIM ACQUE 65 (2001)
Azoto nitroso	APAT IRSA CNR 4050 (2003)
Azoto nitrico	UNI EN ISO 10304-2 (2000)
Grassi e oli animali e vegetali	CNR IRSA 5140 Q100 (1994)
Idrocarburi totali	CNR IRSA 5140 A2 Q100 (1994)
Fenoli	CNR IRSA 5060 Q100 (1994)
Aldeidi	CNR IRSA 5010 Q100 (1994)
Tensioattivi totali	
Tensioattivi anionici	CNR IRSA 5150 Q100 (1994)
Tensioattivi non ionici	UNICHIM 10511-1 (1996)
Tensioattivi cationici	P-AM-189 (1994)
Solventi organici clorurati	MIP-P-PRP-28 (2004)
Cloroformio	MIP-P-PRO-28 (2004)

Maggio 2008
 Rev. 0
 77 di 100

Voghera Energia S.p.A.
 Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW_E di Voghera (PV)
 Allegato E4 - Piano di monitoraggio e controllo

Contratto FWIENV n° 1-BH-0350A

Sostanza	Metodica analitica
Solventi organici aromatici totali	MIP P-PRO-28 (2004)
Solventi organici azotati totali	P-AM-60 (1994)
Pesticidi fosforati	EPA 8270 D (1998)
Pesticidi totali	EPA 8270 D (1998)
Saggio di tossicità su Daphnia Magna	CNR IRSA 1994
Escherichia coli	ISO 9308-1 (2002)

6.5 Frequenza di campionamento

La frequenza e il tipo di controlli previsti sono riassunti nella tabella seguente, come riportati nella SGA.MD.027 Piano di analisi che viene definito annualmente dalla Direzione in collaborazione con RE e RSGA. La scelta dei parametri da controllare nelle analisi intermedie viene fatta in base alle criticità rilevate. Le analisi sono eseguite da un laboratorio certificato SINAL.

Tabella 6.3 – Piano di monitoraggio degli scarichi idrici

Scarico	Tipo di analisi											
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
pozzetto ASL 1 (scarico BA-1803)												
pozzetto ASL 2 (scarico disoleatore)												
pozzetto ASL 3 (scarico biologico)												
pozzetto ASL 4 (scarico BA-1806)												

NOTA

Parametri analizzati:

- Tutti i parametri Tab. 4 DLgs 152/06 – Allegato 5
- Tutti i parametri Tab. 4 DLgs 152/06 – Allegato 5 + oli e IPA
- Oli e IPA
- Alcuni parametri Tab. 4 DLgs 152/06 – Allegato 5 (esclusi metalli pesanti e di tossicità Daphnia Magna)
- Alcuni parametri Tab. 4 DLgs 152/06 – Allegato 5 (esclusi metalli pesanti e Escherichia Coli)
- Alcuni parametri Tab. 4 DLgs 152/06 – Allegato 5 (esclusi metalli pesanti e tossicità Daphnia Magna) + oli e IPA
- Tutti i parametri Tab. 3 DLgs 152/06 – Allegato 5
- Alcuni parametri Tab. 3 DLgs 152/06 – Allegato 5 (esclusi metalli pesanti e tossicità Daphnia Magna)

6.6 Metodi di calcolo e stima

Per determinare i flussi di massa dello scarico finale SF-01 (pozzetto di ispezione ASL-01), per ciascun inquinante monitorato, si procede nel modo seguente:

1. si raccolgono i dati delle analisi delle campagne di monitoraggio effettuate nell'anno solare;
2. Si determina una concentrazione media per ciascun inquinante per ogni anno;
3. La concentrazione media si moltiplica per la portata annuale dello scarico.

Nei casi in cui la concentrazione dell'inquinante nelle acque campionate, fosse inferiore alla rilevabilità strumentale del parametro, si assume il limite di rilevabilità strumentale.

Essendo lo scarico finale discontinuo, la portata finale dello scarico viene calcolata come somma delle singole portate scaricate in modo discontinuo. Il volume di acqua scaricata durante ogni scarico, è calcolata misurando il livello nella Vasca BA-1803, prima e dopo lo scarico, e moltiplicando la differenza di livello per la superficie della vasca stessa.

6.7 RegISTRAZIONI PERIODICHE DEI DATI

I rapporti di analisi sono conservati nell'archivio dell'Assistente del Responsabile Esercizio.

I risultati delle analisi vengono raccolti e analizzati periodicamente confrontandoli con i limiti prescritti dall'autorizzazione e con i dati storici al fine di poter aggiornare il Piano Analisi qualora si rilevino scostamenti o valori anomali.

I dettagli operativi sono descritti nella Procedura d'esercizio ESE.PR.001 e nell'Istruzione di esercizio ESE.IO.001

Per gli scarichi idrici, in fase di Riesame annuale della Direzione vengono individuati i possibili obiettivi di miglioramento, riportati nel Piano di miglioramento del SGA.

6.8 Trasmissione dei dati all'autorità competente

Non è prevista la trasmissione periodica di dati all'autorità competente.

7 MONITORAGGIO PRODUZIONE E SMALTIMENTO RIFIUTI

7.1 Riferimenti Legislativi

- ✓ D. Lgs. 22/1997 (abrogato dal Dlgs 152/06 Norme in materia ambientale);
- ✓ D.M. 1/4/98 n. 148 (abrogato dal Dlgs 152/06 Norme in materia ambientale);
- ✓ Parte quarta Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati - Titolo I Gestione dei rifiuti del DLgs 03.04/06 n. 152 Norme in materia ambientale.

7.2 Responsabilità

DIR, QAS, ARE, RE, RM hanno i compiti e responsabilità dettagliati nel seguito.

7.3 Tipologia di rifiuti prodotti e aree di deposito temporaneo rifiuto

Voghera Energia produce rifiuti sia dalle attività legate all'esercizio sia da quelle legate alla manutenzione della Centrale.

I rifiuti prodotti da Voghera Energia sono: eluati salini prodotti dall'impianto demi, resine, carboni attivi, olii esausti, stracci, stracci contaminati, rifiuti ferrosi e metallici, legno, imballaggi, materiali filtranti, carta, rifiuti prodotti dalla manutenzione dell'area verde e plastica.

Tutti i rifiuti vengono raccolti in un'area dedicata o in appositi contenitori, identificati con il codice CER e il nome del rifiuto, localizzati nei punti più strategici dell'impianto e/o nella piazzola dedicata al deposito temporaneo, in particolare per i rifiuti pericolosi è stata predisposta un'area coperta, dotata di bacini di contenimento per evitare accidentali impatti sul terreno.

Voghera Energia produce oli usati per una quantità superiore a 300 l/anno, pertanto si è dotata di un'area di raccolta dotata di recipiente (con un livello di soglia a 400 litri) con

adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità munito di appositi bacino di contenimento.

In quest'area sono temporaneamente depositati gli oli usati in modo idoneo ad evitare qualsiasi commistione tra emulsioni ed oli propriamente detti oppure qualsiasi dispersione o contaminazione degli stessi con altre sostanze o la miscelazione con sostanze pericolose.

Per quanto riguarda le modalità di deposito dei rifiuti liquidi quali: eluati salini prodotti dalle rigenerazione resine impianto demi, fanghi biologici, emulsioni oleose e acque di lavaggio TG, si veda quanto riportato al punto 5.4.

7.4 Produzione del rifiuto

I rifiuti prodotti presso le aree di lavoro, ad eccezione di quelli riportati al punto 7.6 della presente procedura, vengono raccolti in appositi contenitori, fusti presenti nella Piazzola di deposito temporaneo dei rifiuti e/o nei punti più strategici dell'impianto.

Il **Coordinatore Logistico**, invia tramite mail ad **ARE** la comunicazione dell'avvenuta produzione di un rifiuto, indicando la data, il depositante, la provenienza (rifiuti prodotti da VE o da impresa), la tipologia di rifiuto e la stima della quantità.

L'**ARE** raccoglie tali informazioni, ed entro 10 giorni, previa verifica di quanto trasmesso, e dell'area di stoccaggio temporaneo, provvede alla registrazione dei rifiuti nel "Registro di carico e scarico" che deve essere conforme a quanto riportato dall'art. 12 del D. Lgs. 22/1997 e dal D.M. 1/4/98 n. 148 (vidimato con le modalità e le procedure previste per i registri Iva).

Voghera Energia, in linea di massima, privilegia la gestione temporale a quella quantitativa, del deposito temporaneo. Voghera Energia per tenere sottocontrollo tali limiti ha predisposto un applicativo excel che viene gestito dalla funzione **ARE**.

7.5 Produzione del rifiuto da attività effettuate dal personale di ditte esterne

Nel caso di attività eseguite da imprese o fornitori esterni Voghera Energia chiarisce inizialmente nella fase di emissione ordini le responsabilità della gestione dei rifiuti (sfridi,

materiali di risulta, parti sostituite di macchine di proprietà del fornitore), e in particolare individua il soggetto produttore che diventerà di conseguenza responsabile di adempiere agli obblighi di legge.

I rifiuti provenienti da queste attività si considerano, quindi, prodotti presso la sede o il domicilio del soggetto che svolge tali attività. In tal caso gli obblighi previsti per l'eventuale deposito temporaneo provvisoriamente ubicato all'interno della Centrale devono essere assolti dalle imprese stesse.

E' compito di Voghera Energia assicurarsi che l'area dedicata al deposito posta all'interno del proprio sito, sia adeguata e mantenuta secondo i requisiti previsti, e che si evitino situazioni di non conformità rispetto alle norme vigenti e alla politica aziendale.

Voghera Energia invita i fornitori, laddove possibile, a ritirare giornalmente i materiali di risulta dai loro lavori.

Se invece si è convenuto che i rifiuti generati dalle attività del personale esterno siano gestiti da Voghera Energia, risulta necessario adempiere a quanto riportato al punto 7.4.

Periodicamente (nelle Riunioni mensili sulla sicurezza e prima di ogni fermata programmata per manutenzione), QAS svolge una riunione di coordinamento con la singola impresa e/o con tutte le imprese che opereranno nell'ambito della commessa per sensibilizzarli tra l'altro sulle modalità di gestione dei propri rifiuti.

Sistematicamente vengono svolte verifiche in campo a cura di QAS o da valutatori esterni, al fine di sensibilizzare e coinvolgere i fornitori sugli obiettivi aziendali e nel processo di miglioramento e di adesione alla Politica della centrale. *Tali audit vengono verbalizzati in specifici verbali.*

7.6 Rifiuti liquidi raccolti in serbatoi e/o vasche (eluati salini prodotti dalle rigenerazione resine impianto demi, fanghi biologici ed oleosi)

7.6.1 Eluati salini

L'eluato salino è depositato nella vasca (BA 1805) della dimensione di circa 100 m³. L'eluato salino viene prodotto ogni volta che avviene la rigenerazione delle resine dell'impianto di

demineralizzazione (2/3 volte a settimana) per un quantitativo variabile tra i 22 ed i 28 m³ circa a rigenerazione.

La registrazione del carico sul registro di carico e scarico avviene contestualmente alla rigenerazione. La quantità è stimata sulla base dell'esperienza acquisita.

7.6.2 Emulsioni oleose

Le emulsioni oleose vengono separate dall'impianto di disoleazione che raccoglie le acque potenzialmente contaminate da sostanze oleose.

Per Voghera Energia le emulsioni contenute nella vasca (*della dimensione di circa 45 m³*) vengono registrate sul Registro di carico e scarico. Tali registrazioni sono comunque legate al funzionamento dell'impianto ovvero se l'impianto non funziona per più di 10 giorni è chiaro che la registrazione sul Registro non viene effettuata. E' politica di Voghera Energia ridurre il più possibile il tempo di deposito dei rifiuti in tale vasca.

7.6.3 Olio esausto

L'olio esausto proveniente da attività di manutenzioni varie viene depositato in un contenitore graduato con un limite a 500 l dotato di bacino di contenimento e posizionato sotto una tettoia.

Voghera Energia registra sul Registro di carico e scarico l'olio contenuto almeno ogni 10 giorni. Tali registrazioni sono comunque legate alle attività di manutenzione dell'impianto ovvero se per 10 giorni non vengono effettuate attività di manutenzione che danno origine ad olio esausto è implicito che la registrazione sul Registro non deve essere effettuata.

E' politica di Voghera Energia ridurre il più possibile il tempo di stoccaggio dei rifiuti in tale serbatoio.

7.6.4 Acque di lavaggio TG

Le acque di lavaggio TG (acqua con detergente e residui da lavaggio) vengono depositate nell'apposito serbatoio della dimensione di circa 4 m³. Le acque di lavaggio vengono prodotte ogni volta che avviene il lavaggio off-line del TG-compressore per un quantitativo di circa 1,5 m³ a lavaggio.

La registrazione del carico sul registro di carico e scarico avviene contestualmente al lavaggio del compressore - TG. La quantità è stimata sulla base dell'esperienza maturata.

7.7 Produzione anomala di rifiuti

Una produzione anomala di rifiuti può avvenire in occasione della sostituzione dell'olio di regolazione della cassa olio, pompe alimento, trasformatori, di lubrificazione del TG o della TV durante le fermate di manutenzione della centrale oppure in situazioni di emergenza. Tale attività può dare luogo anche a 35 t di olio esausto.

Per ridurre il più possibile il rischio di contaminare il terreno, Voghera Energia in occasione della sostituzione dell'olio limiterà quanto possibile la presenza di olio pulito all'interno dell'area di centrale richiedendo in fase di acquisto ove possibile l'arrivo di olio in autobotte e non in fusti e il pompaggio diretto dell'olio dall'autobotte alla cassa d'olio.

Inoltre per ridurre a zero lo stoccaggio di olio esausto all'interno dell'area di centrale, Voghera energia prevedrà ad effettuare il pompaggio diretto dell'olio esausto dalla cassa olio della turbina all'autobotte del trasportatore.

Gli oli esausti vengono conferiti al Consorzio obbligatorio nazionale.

7.8 Classificazione: analisi e attribuzione dei codici CER

Il campionamento (che deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme Uni 10802) e l'analisi per la classificazione di un rifiuto sono eseguiti da laboratori specializzati e certificati che garantiscano un adeguato livello di qualità dei risultati, secondo metodiche standardizzate o riconosciute a livello nazionale, comunitario o internazionale. Qualora le analisi evidenziassero la pericolosità del rifiuto è necessario che il laboratorio determini anche la classificazione in base alla normativa ADR/RID. Le analisi per la determinazione delle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti sono effettuate da Voghera Energia nelle seguenti situazioni:

- ✓ al momento del primo conferimento di un rifiuto non rientrante tra quelli solitamente prodotti presso la centrale;

- ✓ ogni qual volta che rifiuti, solitamente classificati come non pericolosi, si presentino ad un esame a vista contaminati da sostanze potenzialmente pericolose (ad es: pezzi di tubazioni sporche di olio o di residui non identificati, stracci sporchi di sostanze potenzialmente pericolose);
- ✓ ogni dodici mesi nel caso di rifiuti pericolosi destinati a operazioni di recupero (ad es: oli esausti), ogni 2 anni (nel caso di rifiuti non pericolosi destinati a operazioni di recupero);
- ✓ ogni volta che intervengano modifiche sostanziali nel processo di produzione o anomalie di funzionamento che possano causare un cambiamento delle caratteristiche dei rifiuti di processo.

In particolare, per quanto riguarda l'eluato salino, l'analisi ai fini dello smaltimento viene effettuata ogni 4 mesi così come richiesto dallo smaltitore.

I risultati di queste analisi sono tenuti nell'archivio della funzione ARE presso il luogo di produzione dei rifiuti per almeno cinque anni.

Se il rifiuto verrà smaltito in discarica sarà cura dell'addetto alla gestione dei rifiuti farlo analizzare da un laboratorio esterno qualificato al fine di accertarsi che le caratteristiche tecniche degli impianti dello smaltitore siano conformi alla tipologia di rifiuti che ricevono.

A seguito dell'analisi del rifiuto viene individuato il codice CER.

7.9 Individuazione dei soggetti per conferimento: Trasporto / smaltimento

Quando si decide di smaltire il rifiuto, **ARE** contatta la ditta o le ditte specializzate al trasporto e/o smaltimento del rifiuto, individuate come di seguito.

Nel caso se Voghera Energia smaltisce un nuovo rifiuto occorre accertarsi che il trasportatore e lo smaltitore siano in grado di trasportare/smaltire tale rifiuto, verificando la presenza del codice CER all'interno delle relative autorizzazioni.

Tutte le imprese che effettuano il trasporto lo smaltimento e il recupero dei rifiuti della Centrale devono essere regolarmente autorizzate e devono fornire un'adeguata documentazione attestante la regolarità delle attività da loro svolte ovvero:

Attività di smaltimento e recupero non in regime semplificato.

- Autorizzazione unica (art. 208 del Dlgs 152/06)
- Copia dell'iscrizione all'Albo (art. 212 comma 5 Dlgs 152/06)
- Attestazione dell'avvenuta garanzia fideiussoria (art. 208 del Dlgs 152/06)

Attività di trasporto non in regime semplificato

- Copia Iscrizione all'Albo (art. 212 del Dlgs 152/06)
- Attestazione dell'avvenuta garanzia fideiussoria (art. 212 del Dlgs 152/06)

Attività di trasporto e recupero in regime semplificato

- Comunicazione di inizio attività alla Sezione regionale o provinciale territorialmente competente (art. 212 e 216 del Dlgs 152/06)
- Iscrizione all'Albo (art. 212 e 216 del Dlgs 152/06)

Tutta la documentazione è raccolta archiviata nell'ufficio dell'ARE, in modo che sia facilmente reperibile e identificabile.

7.10 Conferimento: compilazione dei formulari, verifica autorizzazioni

Prima di procedere allo smaltimento di un rifiuto occorre effettuare la registrazione sulla prima copia del formulario di identificazione dal quale devono risultare almeno i seguenti dati:

- a) nome ed indirizzo del produttore e del detentore;
- b) origine, tipologia e quantità del rifiuto;
- c) impianto di destinazione;
- d) data e percorso dell'istradamento;
- e) nome ed indirizzo del destinatario.

Il formulario di identificazione deve essere redatto in quattro esemplari, deve essere compilato e firmato dal produttore dei rifiuti e controfirmato dal trasportatore. Una copia

rimane presso il produttore, le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore che provvede a trasmetterne una al produttore.

Almeno entro dieci giorni lavorativi dallo scarico del rifiuto ARE annota l'operazione nel registro di carico/scarico. Le quantità di rifiuti devono essere espresse in kg o in litri o in metri cubi. Nel registro e nel formulario le unità di misura devono ovviamente essere le stesse. Le copie dei formulari vanno conservate per cinque anni.

L'acquisizione della IV copia del formulario entro tre mesi dalla data di conferimento al trasportatore, costituisce manleva della responsabilità del produttore per il corretto smaltimento dei rifiuti, in caso contrario, alla scadenza del predetto termine, il produttore dovrà dare comunicazione alla Provincia della mancata ricezione del formulario.

Relativamente alla numerazione e vidimazione, i formulari di identificazione devono essere numerati e vidimati dagli uffici dell'Agenzia delle entrate o dalle Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura o dagli uffici regionali e provinciali competenti in materia di rifiuti e devono essere annotati sul registro IVA acquisti. La vidimazione dei predetti formulari di identificazione è gratuita e non è soggetta ad alcun diritto o imposizione tributaria.

7.11 Conferimento: verifica autorizzazioni

Ogni qualvolta che il mezzo di trasporto del rifiuto entra all'interno di Voghera Energia, è compito della funzione ARE controllare che tale mezzo di trasporto sia autorizzato, verificando che la targa dell'automezzo sia presente all'interno dell'autorizzazione stessa.

In caso di rifiuti prodotti da attività eseguite da imprese esterne, per le quali si è convenuto che queste ultime figurino quali detentori del rifiuto e quindi responsabili della loro completa gestione, occorre farsi rilasciare un'autodichiarazione di avvenuto smaltimento in conformità alle normative vigenti (tale prescrizione è presente anche all'interno del contratto tra impresa di manutenzione e Voghera Energia).

7.12 Compilazione MUD

L'RE comunica annualmente le quantità e le caratteristiche qualitative dei rifiuti pericolosi oggetto delle predette attività.

La Direzione presenta il MUD alla Camera di Commercio della Provincia, entro il 30 Aprile d'ogni anno.

L'RE conserva copia del MUD per almeno cinque anni.

7.13 Consuntivazione dei parametri operativi

- ✓ QAS, con cadenza mensile, riporta all'interno del SGA MD 001 "Consuntivazione parametri ambientali" il quantitativo di rifiuti prodotti.
- ✓ QAS una volta ogni sei mesi, generalmente in occasione della riunione semestrale del Sistema di Gestione Ambientale, riferisce sull'andamento della produzione dei rifiuti e degli indicatori e su eventuali anomalie riscontrate.
- ✓ QAS nel caso riscontri sensibili scostamenti rispetto ai dati storici ed ai principali indicatori di prestazione, effettua un primo controllo dei dati di provenienza;
- ✓ QAS se, a seguito del controllo, appura che lo scostamento è reale, in collaborazione con DIR e RE si attiva ad individuare le cause profonde dell'anomalia;

La DIR in collaborazione con QAS, RE e RM valuta, solo nel caso in cui l'anomalia corrisponda a un peggioramento degli indicatori, se gestirla come non conformità e registrarla nel relativo modulo.

8 MONITORAGGIO RADIAZIONI NON IONIZZANTI

8.1 Premessa

Le misure sono finalizzate alla valutazione dell'esposizione dei lavoratori della centrale di Voghera Energia all'inquinamento elettromagnetico prodotto in ambiente di lavoro interno ed esterno da vari apparati/macchinari industriali utilizzati per la produzione di energia elettrica. Nei punti di rilievo in cui l'esposizione ai campi elettromagnetici è direttamente connessa all'esercizio dell'attività produttiva, il confronto con i limiti è effettuato considerando i limiti previsti per la categoria dei lavoratori professionalmente esposti; dove l'esposizione ai campi è di tipo non professionale, il confronto avviene con i limiti previsti per la categoria della popolazione.

8.2 Normativa di riferimento

La normativa in vigore disciplina l'esposizione ai campi magnetici, distinguendo fra popolazione esposta e lavoratori professionalmente esposti.

8.2.1 Categoria lavoratori

Per la categoria dei lavoratori non è ancora stata varata alcuna normativa di livello nazionale che indichi i livelli di esposizione: in mancanza di una tale regolamentazione, valgono come punto di riferimento le indicazioni contenute nella direttiva n. 2004/40/CE del Parlamento e del Consiglio dell'Unione Europea, del 29 aprile 2004, che indica le prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi che possono derivare dall'esposizione ai campielettromagnetici (da 0 Hz a 300 GHz).

I valori limite indicati dalla suddetta Direttiva sono riportati in Tabella 8.1: tali limiti coincidono, per le frequenze coinvolte nella presente indagine, con quelli indicati dalle linee guida dell'I.C.N.I.R.P. (International Comitee on Non-Ionizing Radiation) riconosciute dal Organizzazione Mondiale della Sanità e pubblicate nel 1998.

Nel caso specifico il confronto con i limiti previsti per la categoria dei lavoratori professionalmente esposti verrà effettuato per tutti i punti e le aree monitorate per i rilievi spaziali e di breve/lunga durata, effettuati in ambiente di lavoro/produttivo, utilizzando i valori indicati dalla direttiva n. 2004/40/CE relativamente agli intervalli di frequenza compresi tra 5 Hz e 32 kHz. Tali limiti risultano essere pari a:

- ✓ kV/m per il campo elettrico E (calcolato alla frequenza di 0,050 kHz, tramite la formula indicata per l'intervallo di frequenze 0,025 – 0,82 kHz);
- ✓ 500 μ T per il campo magnetico B (calcolato alla frequenza di 0,05 kHz, tramite la formula indicata per l'intervallo di frequenze 0,025 – 0,82 kHz).

Tabella 8.1 – Valori limite di azione Direttiva n. 2004/40/CE

Range di frequenza	E [V/m]	H [A/m]	B [μ T]	D [W/m^2]
0-1 Hz	-	$1,63 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^5$	-
1-8 Hz	20.000	$1,63 \cdot 10^5/\sqrt{2}$	$2 \cdot 10^5/\sqrt{2}$	-
8-25 Hz	20.000	$2 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^5/v$	-
0,025-0,82 kHz	500/v	20/v	25/v	-
0,82-2,5 kHz	610	24,4	30,7	-
2,5-65 kHz	610	24,4	30,7	-
65-100 kHz	610	1600/v	2.000/v	-
0,1-1 MHz	610	1,6/v	2/v	-
1-10 MHz	610/v	1,6/v	2/v	-
10-110 MHz	61	0,16	0,2	10
110-400 MHz	61	0,16	0,2	10
400-2000 MHz	$3 \cdot v^{1/2}$	$0,008 \cdot v^{1/2}$	$0,01 \cdot v^{1/2}$	$V/40$
2-300 GHz	137	0,36	0,45	50

8.2.2 Categoria Popolazione

Per la categoria della popolazione a livello nazionale è in vigore il D.P.C.M. del 08/07/2003. Tale decreto fissa esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti. Sulla base di tale decreto, i valori limite (valori

di soglia) di esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici connessi alle linee di distribuzione della corrente elettrica sono pari a 5000 V/m per il campo elettrico e pari a 100 μ T per il campo magnetico.

Il decreto fissa, inoltre, il valore di 10 μ T, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio, per il campo magnetico come valore di attenzione per tutti i luoghi abitativi, gli ambienti scolastici e le aree gioco per l'infanzia adibiti a permanenze superiori alle 4 ore.

8.3 Dispositivi di misura

Le misure sono effettuate da società esterna che si avvale della seguente strumentazione:

- ✓ Analizzatore Wandel & Goltermann EFA-300 equipaggiato con sonda esterna per campo elettrico (matricole n. B-0085 e B-0056). Tale sonda può lavorare in due modalità: Banda larga o a frequenza selezionata;
- ✓ Analizzatore TESI 2001 n. di Serie B308 (Cod. 1239) equipaggiato con una sonda a banda larga per campo magnetico;
- ✓ Analizzatore TESI 2001 n. di Serie B307 (Cod. 1240) equipaggiato con una sonda a banda larga per campo magnetico;
- ✓ Analizzatore TESI 2001 n. di Serie B308 (Cod. 1241) equipaggiato con una sonda a banda larga per campo magnetico.

La strumentazione utilizzata è regolarmente tarata presso laboratori accreditati.

8.4 Metodo di campionamento ed analisi

Le misure sono effettuate da società esterna, in accordo alla norma Norma CEI 211-6:2001, in prossimità dei punti individuati come potenziali sorgenti di inquinamento elettromagnetico.

Sono pianificate le seguenti tipologie di rilievi:

- ✓ mappature spaziali di campo elettrico e di campo magnetico di locali/aree situate all'interno dell'impianto produttivo in cui si trovano ad operare i lavoratori della centrale e nelle quali non è stato possibile individuare una postazione di lavoro fissa;

- ✓ rilievi puntuali di breve durata di campo elettrico e di campo magnetico di 5 minuti ciascuno in ambienti di lavoro all'interno dell'impianto produttivo nelle postazioni più significative occupate dai lavoratori. Per le misure di breve durata di campo elettrico e di campo magnetico a bassa frequenza, si utilizza un analizzatore EFA-300 munito di sonda isotropa per campo elettrico e di sonda interna, isotropa per campo magnetico. Entrambe le sonde sono predisposte per lavorare alla banda passante $5\text{Hz} \div 32\text{kHz}$.

Tutti i rilievi sono effettuati nelle condizioni lavorative usuali con tutte le apparecchiature caratteristiche presenti in funzione normalmente. In Tabella 8.2 sono indicate le zone individuate per i rilievi con una descrizione dell'attività svolta e del piano di monitoraggio.

Tabella 8.2 – Punti d'indagine

Zona	Descrizione	Monitoraggio
1	Condensatore ad aria: 21 motori BT	Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico) situata a quota del suolo
		Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico) situata a quota 40 metri
2	Trasformatori MT/BT (n. 4 trasformatori)	Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico in corrispondenza del trasformatore UAT2
		Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico in corrispondenza del trasformatore TVFFD2
		Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico in corrispondenza del trasformatore T2
3	Sala elettrica	Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico)
4	Sala batteriale	Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico)
7	Cabinato pompe condensato 2 motori MT x 100%	Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico
8	Cabinato pompe acqua alimento	Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico
9	Trasformatore sistema di eccitazione	Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico)
		Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico di fronte al quadro controllo
		Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico in prossimità del tavolo dell'operatore
10	Generatore raffreddato H2	Mappatura spaziale dell'area sottostante il generatore raffreddato (campo elettrico e campo magnetico)
		Rilievo di breve durata (5 minuti) di campo elettrico e di campo magnetico in corrispondenza della camera ad anelli
A	Scambiatore aria/acqua treno potenza 9 motori BT	Mappatura spaziale dell'area (campo elettrico e campo magnetico)

8.5 Frequenza di campionamento

E' prevista la ripetizione dei campionamenti ogni 5 anni.

8.6 Strumenti di calcolo e stima

I risultati delle misurazioni sono elaborati da software dedicati che permettono di ottenere le elaborazioni statistiche e la rappresentazione grafica delle mappe di isolivello all'interno dei locali monitorati e dell'andamento lineare dell'induzione magnetica.

8.7 Registrazioni dei dati

Il rapporto sulle misure dei campi magnetici è archiviato presso l'ufficio segreteria.

9 MONITORAGGIO EMISSIONI SONORE

Relativamente alle emissioni sonore, il piano di monitoraggio prevede che siano indagati due diversi aspetti legati alla rumorosità indotta dal funzionamento delle apparecchiature presenti in Centrale:

- ✓ La rumorosità emessa all'esterno durante le attività della Centrale;
- ✓ Esposizione professionale.

9.1 Valutazione della rumorosità emessa all'esterno durante le attività dello stabilimento

9.1.1 Parametri da monitorare e limiti di riferimento normativi

I parametri da monitorare sono i livelli di emissione acustica al perimetro dell'unità produttiva, sia diurno che notturno, durante il normale funzionamento dell'impianto e in condizione di avviamento dell'impianto. Il valore limite di emissione è il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa.

I valori limiti di emissione sonora, espressi come livello sonoro equivalente $Leq(A)$, relativi alle classi di destinazione d'uso del territorio stabiliti dalla classificazione acustica comunale, sono definiti dalla Tabella B "Valori limite assoluti di emissione" del DPCM del 14 Novembre 1997 e sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 9.1 – Limiti massimi di emissione sonora

Classe di destinazione d'uso del territorio		Tempi di riferimento	
		Diurno (06:00 – 22:00)	Notturno (22:00 – 06:00)
I	Aree particolarmente protette	45 dB(A)	35 dB(A)
II	Aree prevalentemente residenziali	50 dB(A)	40 dB(A)
III	Aree di tipo misto	55 dB(A)	45 dB(A)
IV	Aree di intensa attività umana	60 dB(A)	50 dB(A)
V	Aree prevalentemente industriali	65 dB(A)	55 dB(A)
VI	Aree esclusivamente industriali	65 dB(A)	65 dB(A)

L'area in cui sorge la Centrale di Voghera Energia S.p.A. è classificata dal Comune di Voghera come zona industriale e pertanto si dovranno rispettare, ai confini di proprietà, i valori limite per la classe VI – aree esclusivamente industriali.

9.1.2 Dispositivi di misura

La strumentazione utilizzata, la catena di registrazione, i filtri ed i microfoni impiegati, sono conformi all'art. 2 del D.M. 16 marzo 1998. La strumentazione viene calibrata all'inizio e alla fine di ogni ciclo di misura.

9.1.3 Metodo di campionamento ed analisi

Le misure sono effettuate nel periodo di riferimento diurno (6.00-22.00) e notturno (22.00-6.00).

Tutti i rilievi sono condotti lungo il perimetro dello Stabilimento e in ciascun punto vengono svolte due tipologie di misura: la prima rappresentativa delle condizioni di normale esercizio e l'altra contemporanea all'avviamento dell'impianto.

Le misure sono eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche e di nebbia, con velocità del vento inferiore a 5 m/s.

Le misure strumentali sono eseguite per un tempo rappresentativo del fenomeno investigato e considerando la tipologia delle sorgenti sonore e la propagazione del rumore da loro emesso, al fine di ottenere un livello di rumore ambientale rappresentativo della zona esaminata, nei periodi di riferimento diurno e notturno.

I valori di L_{eq} sono misurati tenendo conto della sensibilità dell'orecchio umano medio alle varie frequenze, con filtro di ponderazione "A" direttamente associato al grado di disturbo del rumore sull'uomo.

9.1.4 Frequenza di campionamento

I campionamenti vengono eseguiti ogni tre anni.

9.1.5 Strumenti di calcolo e stima

Non viene applicato alcuno strumento di calcolo e stima. Si riportano i risultati delle analisi fonometriche effettuate dal tecnico competente in acustica.

9.1.6 RegISTRAZIONI periodiche dei dati

I risultati finali dei rapporti sulla rumorosità sono archiviati presso l'ufficio segreteria.

9.1.7 Trasmissione dei dati all'autorità competente

Non sono previste specifiche trasmissioni ad autorità ed enti.

9.1.8 Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio

Per il monitoraggio delle emissioni sonore, i soggetti coinvolti e le relative funzioni sono descritti nella Tabella 9.2. Le attività di monitoraggio sono appaltate a società esterna.

Tabella 9.2 – Risorse dedicate all'attività di monitoraggio

Risorsa	Funzione
RSGA	✓ Verifica della conformità dei dati monitorati con la legge vigente
RSPD	✓ Provvede ad archiviare i risultati dei monitoraggi;
SOCIETA' ESTERNA	✓ Effettua i rilievi acustici, elabora i dati e prepara una relazione tecnica

9.2 Esposizione professionale alla rumorosità

9.2.1 Parametri da monitorare e limiti di riferimento normativi

Per quanto concerne l'esposizione dei lavoratori al rumore il monitoraggio fa riferimento a quanto previsto dal DLgs. 10 aprile 2006, n. 195.

La normativa prevede il monitoraggio di due parametri che individuano il potenziale rischio per la salute dei lavoratori:

- ✓ La pressione acustica di picco (p_{peak}): valore massimo della pressione acustica istantanea ponderata in frequenza "C";

- ✓ Il livello di esposizione giornaliera al rumore ($L_{ex,8h}$): valore medio, ponderato in funzione del tempo, dei livelli di esposizione al rumore per una giornata lavorativa nominale di otto ore, definito dalla norma internazionale ISO 1999:1990 punto 3.6. Si riferisce a tutti i rumori sul lavoro, incluso il rumore impulsivo.

Nella Tabella successiva sono indicati i limiti espositivi fissati dal DLgs. 195/2006 e le azioni che spettano al datore di lavoro in caso di superamenti, in merito ad i diversi livelli espositivi da rispettare.

Tabella 9.3 – Limiti di esposizione al rumore previsti dal D.lgs 10 aprile 2006, n. 195

Livelli di esposizione al rumore	Limiti di legge previsti dal D.lgs 195/2006		Condizioni da rispettare e azioni ad opera del datore di lavoro in conseguenza al superamento dei limiti
	$L_{ex,8h}$ [dB(A)]	p_{peak} (Pa)	
Valori limite di esposizione⁽²⁾	87	200	I valori non devono essere superati in nessun caso.
Valori superiori di azione⁽³⁾	85	140	<ul style="list-style-type: none"> - Applicare un programma di misure tecniche e organizzative per ridurre l'esposizione al rumore; - Segnalare e delimitare le aree in cui si verificano i superamenti, limitandone dove possibile gli accessi; - Obbligo di utilizzo dei DPI⁽¹⁾ per esposizioni pari o superiori al limite; - Per esposizioni pari o superiori ai limiti il lavoratore ha diritto a sottoporsi al controllo dell'udito.
Valori inferiori di azione⁽³⁾	80	112	<ul style="list-style-type: none"> - Per esposizioni pari o superiori ai limiti il datore di lavoro deve mettere a disposizione i DPI; - In caso di esposizioni pari o superiori ai limiti il datore di lavoro garantisce che i lavoratori vengano informati e formati in relazione ai rischi provenienti dall'esposizione al rumore.

(1) DPI: Dispositivi di Protezione Individuali;
 (2) Tengono conto dell'attenuazione prodotta dai DPI;
 (3) Non tengono conto dell'attenuazione prodotta dai DPI.

9.2.2 Dispositivi di misura

Per il controllo della rumorosità è utilizzato un fonometro integratore della Bruel & Kjar mod. 2236 munito di filtri per bande di ottave, conforme alle prescrizioni della norma IEC 651, IEC 804 e ANSIS 1.04.1983 per gli apparecchi in classe 1.

Per la taratura della strumentazione si utilizza un calibratore Bruel & Kjar mod. 2260, di classe 1, conforme alle norme LEC n. 60651 e n. 60804.

Lo strumento è tarato all'inizio e al termine dei rilevamenti e la taratura va ricontrollata prima di ogni serie di misure. Sia il fonometro che il calibratore sono muniti di certificato di calibrazione.

9.2.3 Metodo di campionamento ed analisi

Per la determinazione dell'esposizione professionale alla rumorosità si effettuano rilievi fonometrici, eseguite in corrispondenza di tutti gli impianti, in particolare nelle aree oggetto d'interventi da parte degli operatori o comunque interessate dal transito degli stessi.

Tabella 9.4 – Aree interessate dai rilievi fonometrici per esposizione professionale

Posizione	Fonte di rumore – Condizione operativa
1a	Sottofondo ambientale – filtro a sabbia acqua di pozzo
1b	Compressore + sottofondo ambientale: Pompe distribuzione acqua servizi
1c	Pompe alimento + sottofondo ambientale: Pompe alimento GVR P-201
2	Pompe alimento + sottofondo ambientale: Zona pompe ricircolo condensato e circuito chiuso di raffreddamento MCW
3	Compressori aria + sottofondo ambientale: Sala acqua demi e compressori aria
4	Pompe estrazione P-301: Interno cabinato
5a	Pompe CCW – zona pompe rilancio acqua
5b	Pompe CCW + ventilatori: Zona interna sotto ai ventilatori
6a	Sottofondo ambientale: Zona piano by-pass vicino a turbina a vapore
6b	Turbina a vapore altra pressione: Zona clutch e stadio alta pressione
7	Sottofondo ambientale: skid controllo idrogeno per generatore
8	Sottofondo ambientale: skid olio tenute idrogeno
9	Sottofondo ambientale: controllo visivo camera combustione turbogas
10	Pompe cassa olio: cassa olio e refrigeranti

Posizione	Fonte di rumore – Condizione operativa
11	Sottofondo ambientale + Turbogas: banco analisi ciclo termico
12	Sottofondo ambientale + Turbogas skid valvole gas per TG:
13	Sottofondo ambientale: impianto trattamento acque
14	Sala controllo
15	Laboratorio analisi
16	Impianto riduzione gas: zona interna
17	Caldaie: stazione riduzione gas, zona preriscaldamento metano
18	Impianto eiezione: Piano eiettori
19	Ventilatori: Piano ventilatori aerocondensatori
20	Ventilatori: zona campata esterna aerocondensatori
21	Piano Generatore Vapore Recupero – Piano corpi cilindrici

9.2.4 Frequenza di campionamento

Le indagini per la determinazione dei livelli d'esposizione al rumore dei lavoratori sono eseguite con frequenza triennale.

9.2.5 Strumenti di calcolo e stima

Sulle indagini fonometriche non viene applicato alcun strumento di calcolo e stima. Si riportano i risultati delle analisi fonometriche effettuate dal tecnico competente in acustica.

9.2.6 Registrazioni periodiche dei dati

I risultati finali dei rapporti sulla rumorosità sono archiviati presso l'ufficio segreteria.

9.2.7 Trasmissione dei dati all'autorità competente

Non sono previste specifiche trasmissioni ad autorità ed enti.

9.2.8 Risorse dedicate ed organizzazione proposta all'attività di monitoraggio

Per il monitoraggio delle emissioni sonore, i soggetti coinvolti e le relative funzioni sono descritti nella Tabella 9.5. Le attività di monitoraggio sono appaltate a società esterna.

Tabella 9.5 - Risorse dedicate all'attività di monitoraggio

Risorsa	Funzione
RSGA	✓ Verifica della conformità dei dati monitorati con la legge vigente
RSPP	✓ Provvede ad archiviare i risultati dei monitoraggi;
SOCIETA' ESTERNA	✓ Effettua i rilievi acustici, elabora i dati e prepara una relazione tecnica