



energy to inspire the world

Crema, 08/01/2019  
Prot. n. 4 /HSEQ/SB

Spett.li

ISPRA  
Autorizzazioni e Valutazioni ambientali  
[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

Invio tramite P.E.C.

ARPA Campania  
Dipartimento Provinciale di Salerno  
[arpac.dipartimentosalerno@pec.arpacampania.it](mailto:arpac.dipartimentosalerno@pec.arpacampania.it)

p.c. MATTM  
Dir.Gen. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali  
[aia@pec.minambiente.it](mailto:aia@pec.minambiente.it)

**AIA n. 282 del 06/09/2010 centrale di Montesano  
Comunicazione per adempimento prescrizioni e piano di monitoraggio**

Con riferimento alla Vostra nota prot. n. 65020 del 13.11.18, relativa alla trasmissione del rapporto conclusivo d'ispezione ordinaria per l'AIA in oggetto, si riportano di seguito le informazioni inerenti a quanto indicato al paragrafo 3.2 del citato rapporto conclusivo d'ispezione:

1. si allega lo studio, documento n. SOM6667791 del 19.03.18, relativo al posizionamento delle prese di campionamento fumi per le turbine TC1-TC2-TC3, che evidenzia il rispetto delle velocità negative
2. si allega il Manuale di Gestione SME rev. 0 del 01.10.2018
3. dal 2011 al novembre 2018 i quantitativi di acque raccolte nel serbatoio slop sono state pari a circa 13.200 litri (smaltiti 1760 kg nel 2011 e 10.840 kg nel 2015, mentre dall'ultima lettura del livello del serbatoio di evidenzia una presenza di 598 litri); il rapporto tra tale quantitativo di acque raccolte e le 12.219 ore di funzionamento della centrale, nello stesso periodo, sarebbe pari a 1,1 litri/ora. Si evidenzia tuttavia che il quantitativo di acque raccolte nello slop non è direttamente proporzionale alle ore di funzionamento della centrale, ma dipende dalla qualità del gas che transita nella centrale. Si conferma infine che il serbatoio slop è un dispositivo funzionale all'esercizio ed alla sicurezza dell'impianto e non associabile ad un deposito temporaneo rifiuti.
4. le informazioni relative ai vent saranno trasmesse, come richiesto, con il rapporto annuale previsto entro aprile di ogni anno

Sede operativa  
Via Libero Comune, 5  
26013 Crema (CR)  
Tel. centralino + 39 0373.892.1  
[www.snam.it](http://www.snam.it)

**snam rete gas S.p.A.**  
Sede legale: San Donato Milanese (MI), Piazza Santa Barbara, 7  
Capitale sociale Euro 1.200.000.000,00 i.v.  
Codice Fiscale e iscrizione al Registro Imprese della CCIAA di Milano, Monza Brianza, Lodi n. 10238291008  
R.E.A. Milano n. 1964271, Partita IVA n. 10238291008  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di snam S.p.A.  
Società con unico socio



5. si allega la planimetria con l'identificazione dell'area di deposito temporaneo rifiuti e del deposito materiali, già opportunamente segnalate in impianto
6. si provvederà, come richiesto, a concordare con ARPA Campania tempi e modalità di esecuzione della campagna di monitoraggio rumore prevista nel 2019

Distinti saluti.



**Business Unit Asset Italia**  
**Trasporto**  
**Gestione Impianti**

Head   
Santo Nicola Molica Nardo

Ragione sociale                      Snam Rete Gas

Indirizzo                                p.zza Santa barbara, 7 San Donato Milanese (MI)

P. IVA / Codice fiscale              10238291008

# Manuale di gestione SME

## CENTRALE DI COMPRESSIONE GAS

### Montesano S/M

#### STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Autori	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati	
			Paragrafo	Oggetto revisione
00	01/10/2018	Bonetti Ruggiero Carbone	Tutti	Prima emissione

*Indice*

<b>1. INTRODUZIONE.....</b>	<b>3</b>
<b>2. DEFINIZIONI.....</b>	<b>3</b>
<b>3. DOCUMENTI APPLICABILI.....</b>	<b>3</b>
<b>4. VALIDITÀ DEL DOCUMENTO.....</b>	<b>4</b>
<b>5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E DEI PUNTI DI EMISSIONE.....</b>	<b>4</b>
5.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E DEI PUNTI DI EMISSIONE .....	4
5.1.1 Limiti alle emissioni.....	5
5.1.2 Condizioni Operative (stati impianti) .....	5
<b>6. CARATTERISTICHE DELLO SME .....</b>	<b>7</b>
6.1.1 Modalità di campionamento .....	8
6.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE – HARDWARE.....	18
<b>7. MODALITÀ DI TRATTAMENTO DEI DATI .....</b>	<b>21</b>
7.1 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE – SOFTWARE .....	21
7.2 SISTEMA ACQUISIZIONE/ELABORAZIONE DATI IN SALA CONTROLLO.....	21
7.2.1 Archiviazione dati.....	22
7.2.2 Visualizzazione degli allarmi .....	22
7.2.3 Gestione del controllo di taratura.....	22
7.2.4 Validazione dei segnali elettrici.....	22
7.2.5 Criteri di validazione dei dati elementari.....	22
7.2.6 Trattamento dei dati.....	22
7.2.7 Criteri di validazione medie.....	23
7.3 CALCOLO DELLA PORTATA DEI FUMI DI COMBUSTIONE .....	24
7.4 CONSERVAZIONE DEI DATI .....	26
7.4.1 Criteri di archiviazione dei dati.....	26
7.4.2 Tempi di conservazione dei dati .....	26
7.5 PRESENTAZIONE DATI.....	26
<b>8. GESTIONE DELLO SME.....</b>	<b>26</b>
8.1 MANUTEZIONE ORDINARIA .....	26
8.1.1 Manutenzione preventiva giornaliera .....	26
8.1.2 Manutenzione preventiva mensile.....	27
8.1.3 Manutenzione preventiva semestrale .....	27
8.1.4 Manutenzione preventiva annuale .....	28
8.2 ARCHIVIO MANUTENZIONE .....	28
8.3 VERIFICHE PERIODICHE .....	28
8.3.1 Sistema di riallineamento degli strumenti .....	28
8.3.2 Verifiche del sistema di campionamento e analisi in continuo (QAL 3).....	29
8.3.3 Manutenzione del sistema.....	29
8.3.4 Verifiche Pluriennali (QAL2 o AST) .....	29
8.3.5 Procedure preliminari alle QAL2 o alle AST (Prove funzionali).....	30
8.3.6 Procedura per l'esecuzione dello IAR .....	31
Definizione dell'Indice di Accuratezza Relativa (IAR) .....	31
Modalità di calcolo dell'Indice di Accuratezza Relativa .....	31
8.3.7 Verifica di trasmissione del segnale elettrico .....	31
8.4 GESTIONE DEI GUASTI E DEI SUPERAMENTI .....	32
8.4.1 MALFUNZIONAMENTI DELL' UNITA' DI COMPRESSIONE.....	32
8.4.2 MALFUNZIONAMENTI/ANOMALIE DELLO SME.....	32

## 1. INTRODUZIONE

Il presente Manuale di Gestione (MG) del Sistema di Monitoraggio per le Emissioni (SME), prodotte dal turbocompressore TC4 dell'impianto di compressione gas di Montesano S/M, viene realizzato in ottemperanza all'AIA D.D. n. 282 del 06.09.2010.

Il Manuale di Gestione ha lo scopo di:

- descrivere il funzionamento dell'impianto (stato turbocompressore)
- definire il sistema SME in ogni sua parte (campionamento a camino, analisi, elaborazione, validazione, archiviazione e trasmissione dei dati)
- indicare il tipo e la frequenza delle verifiche periodiche a cui è soggetto lo SME
- garantire il mantenimento delle prestazioni dello SME
- indicare le procedure in caso di avaria/guasto ai turbocompressori o allo SME
- identificare le responsabilità dei soggetti coinvolti nella gestione dello SME

## 2. DEFINIZIONI

Minimo tecnico: carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime e che dipende dalla potenza dell'apparecchiatura (è pari al 40% del carico ISO).

Stato di avviamento: coincide con il periodo che intercorre dal comando di start della macchina, all'accensione della miscela gas-aria in camera di combustione e fino al raggiungimento del minimo tecnico.

Stato di fermata: coincide con il periodo che intercorre dal comando di spegnimento della macchina fino al raggiungimento dello stato di macchina ferma.

SCS: Sistema Controllo Stazione, ossia il software di gestione dell'impianto

SME: Sistema Monitoraggio Emissioni

MG: Manuale di Gestione

## 3. DOCUMENTI APPLICABILI

I riferimenti normativi e tecnici sono i seguenti:

**D. Lgs. 152/06**: “Norme in materia ambientale”

**UNI EN 17025** “Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura”

**UNI EN 14181** “Emissioni da sorgente fissa – assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici”

**UNI EN 15259** “Emissioni Requisiti delle sezioni e dei siti di misurazione”

**UNI EN 15267** “Qualità dell'aria - Certificazione dei sistemi di misurazione automatici”

**UNI EN ISO 16911** “Determinazione manuale ed automatica della velocità e della portata di flussi in condotti” Parte II:Sistemi di misurazione Automatici

**Linee guida ISPRA Quaderno 87/13** “Guida tecnica per i gestori dei Sistemi di monitoraggio in continuo delle Emissioni in atmosfera”

## 4. VALIDITÀ DEL DOCUMENTO

Il presente MG ha validità non superiore a 5 anni dalla data della sua emissione.

Il MG viene considerato automaticamente da revisionare nei casi di:

- modifica sostanziale dell'impianto tale da comportare una significativa modificazione dei parametri chimico-fisici dell'effluente
- modifica sostanziale dello SME
- modifiche al quadro normativo di riferimento

## 5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E DEI PUNTI DI EMISSIONE

### 5.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E DEI PUNTI DI EMISSIONE

La centrale effettua il servizio di compressione del gas nei gasdotti nazionali attraverso turbine, alimentate a gas naturale, utilizzate per l'azionamento diretto di compressori centrifughi che forniscono l'energia necessaria per il trasporto del gas nella rete gasdotti.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto non sono costanti nel tempo ma variano a seconda delle richieste di trasporto gas.

Il processo di compressione del gas naturale si compone delle seguenti fasi:

#### Aspirazione gas

Il gas da comprimere, proveniente dalla linea, viene immesso in centrale attraverso un collettore di aspirazione munito di valvole motorizzate di intercettazione e passando dai filtri gas confluisce alle tubazioni di aspirazione delle unità di compressione,.

Sul collettore di aspirazione sono derivate le linee per:

- gas servizi e gas alimentazione attuatori valvole di centrale;
- gas combustibile per le unità di compressione;

Il gas combustibile passa in un sistema di separatori per essere filtrato e viene preriscaldato tramite scambiatori di calore, prima di essere inviato in camera di combustione.

Il gas servizi viene ridotto alla pressione di utilizzo, filtrato, misurato ed utilizzato per l'alimentazione dei generatori di calore, dedicati al preriscaldamento gas combustibile delle unità di compressione, per il riscaldamento di ambienti (riscaldamento uffici) e produzione di acqua calda per uso igienico sanitario.

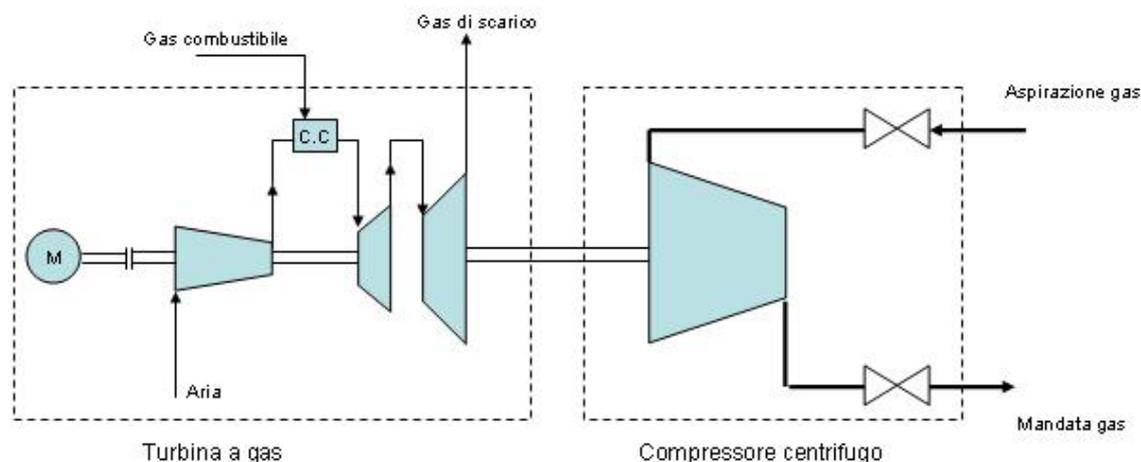
#### Compressione gas

La centrale è equipaggiata con unità di compressione costituite da turbine a gas (parte motore) accoppiate a compressori centrifughi (componente che conferisce al gas l'energia necessaria per il trasporto nella rete gasdotti).

#### Mandata gas

Il gas in uscita dai turbocompressori è convogliato al collettore di mandata della centrale e da qui inviato al dispositivo di misura della portata e poi immesso nella rete gasdotti.

### SCHEMA DI FUNZIONAMENTO UNITA' DI COMPRESSIONE



Le caratteristiche del turbocompressore TC4 sono le seguenti:

Potenza Termica (KW)	Portata fumi (Nmc/h)	H punto prelievo fumi (m)	Area punto prelievo (m2)	H bocca camino (m)	Area interna camino sommità uscita
64438	143229	16,5		21.00	12.18

#### 5.1.1 LIMITI ALLE EMISSIONI

Unità	Limite per NOx mg/Nm3	Limite per CO mg/Nm3
TC4 (*)	75	100

I limiti si intendo rispettati se:

- nessun valore medio giornaliero supera i pertinenti valori limite
- il 95% di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il 200% dei pertinenti valori limite di emissione previsti per gli NOx
- nessuna delle medie orarie supera i valori limite di emissione di un fattore superiore a 1,25 per il CO

#### 5.1.2 CONDIZIONI OPERATIVE (STATI IMPIANTI)

Gli stati impianto, relativi a ciascun turbocompressore, sono i seguenti:

Codice	Descrizione	Segnali
NF	Impianto in marcia regolare (Normale Funzionamento)	Impianto fermo off Impianto in accensione off Impianto in spegnimento off Carico (potenza) > 40% ISO
TA	Impianto in avviamento (Transitorio Avviamento)	Impianto fermo off Impianto in accensione on Impianto in spegnimento off Carico (potenza) < 15%

TS	Impianto in spegnimento (Transitorio Spegnimento)	Impianto fermo off Impianto in accensione off Impianto in spegnimento on
DNF	Impianto in manutenzione (Diverso Normale Funzionamento)	Impianto in manutenzione on: attivato mediante switch software
F	Impianto fermo (Fermo)	Impianto fermo on Impianto in accensione off Impianto in spegnimento off
SMT	Funzionamento al di sotto del minimo tecnico (Sotto Minimo Tenico)	Impianto fermo off Impianto in accensione off Impianto in spegnimento off Carico (potenza) < 40% ISO

### Fase Avviamento

Azionato il comando di start, in automatico, la turbina inizia la sequenza di avviamento, con le seguenti fasi:

1. Pressurizzazione compressore gas
2. Azionamento generatore gas tramite il motore ausiliario elettroidraulico e mantenimento della velocità dell'albero della turbina di alta pressione;
3. Accelerazione dalla velocità con apertura delle valvole combustibile e consenso di accensione fiamma ai bruciatori
5. Aumento della portata del combustibile ai bruciatori in modo da aumentare il numero di giri del generatore gas fino al raggiungimento di una velocità adeguata;
6. Fine sequenza e l'unità di compressione è pronta per l'esercizio richiesto.

Tempo medio per la fase di avviamento è di 10-15 minuti per la singola TC.

### Fase Fermata

A seguito del comando di stop, la turbina inizia la sequenza di fermata con le seguenti fasi:

1. diminuzione della portata di combustibile ai bruciatori in modo da consentire la diminuzione del numero di giri dell'unità;
2. permanenza per circa 3 minuti nello stato di fine sequenza;
3. diminuzione della velocità fino ad un valore adeguato;
4. perdita fiamma e fermata dell'unità.

Tempo medio per la fase di fermata è di 5-10 minuti per la singola TC.

### Normale funzionamento

Campo operativo di funzionamento nel quale la turbina si trova ad operare ad una percentuale superiore al 40% della potenza nominale meccanica (alle condizioni ISO).

### Funzionamento sotto il "Minimo tecnico":

Esercizio turbina con potenza meccanica inferiore al 40%, per esempio in occasioni di ispezioni/pulizie programmate dei metanodotti a monte/a valle della centrale, tramite apposite apparecchiature (pig). La durata di tale attività dipende dalla lunghezza della tubazione e può richiedere fino a 24 ore.

## Manutenzione

Attività di prova della turbina per:

- messa a punto dei sistemi di protezione e controllo
- ricerca guasti
- lavaggio compressore assiale
- prove di prestazione
- mappatura del sistema di combustione

Durante tali attività sono necessarie repentine variazioni di carico e di giri della turbina che influiscono sul sistema di combustione della turbina stessa.

### 5.1.1 RESPONSABILITA'

**Gestore IPPC:** responsabile dell'esercizio e manutenzione di tutti gli impianti Snam Rete Gas e che garantisce il rispetto delle prescrizioni AIA

**Responsabile impianto:** responsabile dell'esercizio e manutenzione della centrale, compresa la gestione e manutenzione dello SME

**Referente ambientale:** unità HSEQ di Snam che supporta la centrale per la gestione delle tematiche ambientali

## 6. CARATTERISTICHE DELLO SME

Lo SME, installato, si compone del sistema di prelievo fumi, del sistema di convogliamento del campione agli strumenti d'analisi, degli strumenti d'analisi e dal sistema di elaborazione/archiviazione dei dati.

Alla base di ciascun camino è presente una cabina strumenti nella quale sono alloggiato le apparecchiature di analisi, mentre in sala controllo sono presenti due pc, uno di back-up all'altro, con il sistema di acquisizione, elaborazione ed archiviazione dati d'analisi.

Nell'archivio di centrale è disponibile tutta la documentazione della società fornitrice dello SME, comprensiva di schemi, certificati QAL1, descrizione strumenti e manutenzioni.

L'ubicazione delle prese campionamento fumi sono state individuate sulla base degli studi fluidodinamici elaborati ai sensi della UNI 16911 (ex Uni 10169).

Il Sistema d'analisi, prevede l'analisi in continuo di tipo estrattivo per CO, NO/NOx, O2, nei fumi in uscita dal Camino.

Per ciascun camino il sistema analizza CO (Analizzatore Sidor), NO/NOx (Analizzatore S800/DEFOR), O2 (Analizzatore S710), con tecnica estrattiva, indicando con tale termine il modo in cui il gas campione viene prelevato, trasportato a distanza e, dopo opportuni condizionamenti, addotto al corrispondente analizzatore.

Alcune funzioni vengono attivate manualmente localmente, altre ancora sono automaticamente eseguite.

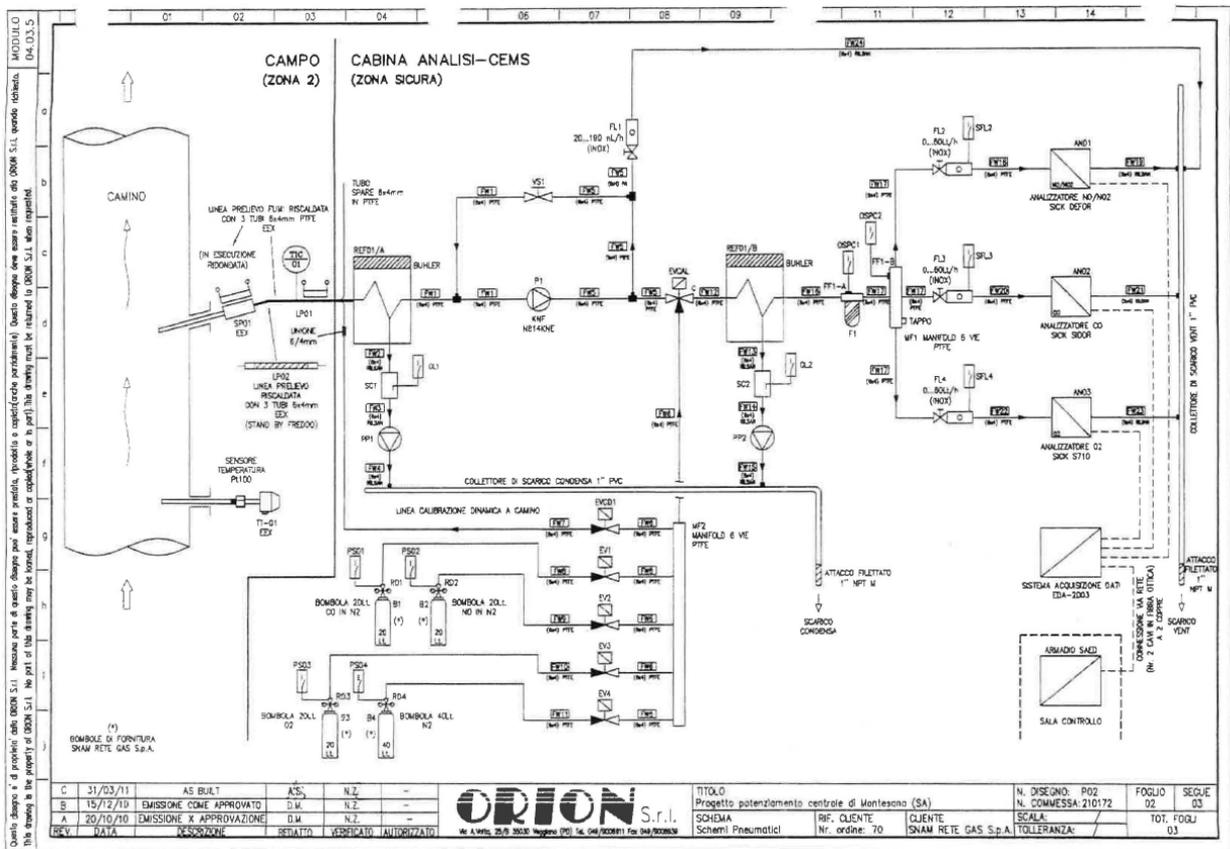
Gli stati ed allarmi del sistema analisi sono collegati al PC di acquisizione in Sala Controllo, mediante connessione in Fibra Ottica.

Il condizionamento del gas campione consiste in:

- 1) Filtrazione grossolana del particolato;
- 2) Riscaldamento e coibentazione della sonda di prelievo e della linea di trasporto, al di sopra del Punto di Rugiada, al fine di evitare la formazione di condensa e conseguenti assorbimenti dei composti solubili;
- 3) Essiccazione controllata del gas campione per l'eliminazione del contenuto di vapore d'acqua;

Il Sistema di analisi opera nel modo di seguito descritto facendo riferimento al disegno Pneumatico di progetto(P&I), di seguito riportato:

fig.n2\_schema pneumatico SME



### 6.1.1 MODALITÀ DI CAMPIONAMENTO

Di seguito, è descritto il campionamento e l'analisi dei fumi provenienti dal camino del turbocompressore.

Il campione aspirato viene convogliato dalla sonda di prelievo SPO1 alla cabina analisi CEMS mediante la linea riscaldata LPO1, costituita da tre tubi in PTFE. Il gas campione trasportato dalla linea arriva come evidenziato dallo schema pneumatico di Figura 2, al primo stadio del gruppo refrigerante REFO1/ A il quale ha il compito di eliminare l'eventuale condensa presente nei fumi. All'uscita del primo stadio di refrigerazione, troviamo nell'ordine il gruppo d'aspirazione del gas campione costituito dalla pompa d'analisi PI collegata in parallelo alla valvola di regolazione portata gas VS1.

La valvola VS1 così collegata, ha il compito di regolare l'aspirazione e quindi la portata del gas campione tramite il secondo stadio del gruppo refrigerante REFO1/B direttamente agli analizzatori di NO/N02 (ANO1), CO (AN02) ed O2 (AN03). In diramazione alla valvola VS1, troviamo il flussimetro con valvola di regolazione FL1 il quale permette di regolare la quantità di gas d'analisi in eccesso da inviare al collettore di scarico gas.

Il secondo stadio di refrigerazione REFO1/B, ha il compito di eliminare l'eventuale condensa ancora presente dopo la compressione da parte della pompa del gas da analizzare. Con riferimento allo schema pneumatico, ogni stadio di refrigerazione è dotato di un sistema integrato automatico dello scarico della condensa. Tale sistema è costituito da un scaricatore di condensa in vetro ( SC1 ed SC2) aventi un sensore di livello con contatto d'allarme ( GL1 e GL2) e di una pompa peristaltica ( PP1 e PP2 ) per l'eliminazione della condensa accumulata all'interno degli scaricatori. Il gas d'analisi, una volta uscito dal secondo stadio del gruppo refrigerante, entra nel filtro FI (filtro in Teflon antipolvere) il quale ha installato nella parte superiore un Sensore Presenza Condensa FF1. Tale sensore ha il compito di rilevare l'eventuale

presenza di condensa che dovesse formarsi all'uscita del 2° gruppo di refrigerazione e tramite contatto d'allarme in uscita ( OSPC1 ) arresterà il sistema di campionamento per evitare l'arrivo della condensa agli analizzatori danneggiandoli. Il gas da misurare a questo punto si divide in tre rami, che tramite le valvole di regolazione con flussimetro FL2, FL3 e FL4 permettono di regolare la corretta portata nominale del gas d'analisi che arriva alla strumentazione analitica. Nel dettaglio: ramo FL2 per analisi di N<sub>2</sub>-NO , ramo FL3 per analisi CO, infine ramo FL4 per analisi O<sub>2</sub>. L'uscita del gas di analisi da ogni singolo strumento viene convogliata nel collettore di scarico in PVC da 1", lo stesso dicasi per lo scarico della condensa che dalle pompe peristaltiche viene convogliato nell'apposito collettore di scarico condensa da 1" in PVC. L'impianto d'analisi della cabina CEMS, è dotato dell'elettrovalvola EVCAL, vedi schema di Figura 2 e delle elettrovalvole EV1, EV2, EV3 ed EV4 per eseguire la taratura di zero e span degli analizzatori mediante l'uso di bombole di gas campione a concentrazione nota.

Nel sistema analisi CEMS, l'operatore può eseguire la TARATURA A CAMINO, della strumentazione inviando il gas di zero e span direttamente alla sonda di prelievo SPO1 attraverso l'elettrovalvola EVCD1 e sfruttando il secondo tubo in PTFE contenuto all'interno della linea di prelievo LPO1. In questa fase l'operatore verifica la congruenza dei valori forniti dalle bombole di gas campione e letti dalla strumentazione, e che il sistema Sonda - linea - Frigo sia a tenuta e che non ci siano eventuali perdite e/o rientrate indesiderate di gas e/o aria esterna nel sistema di analisi, che potrebbero inficiare e/o falsare i valori analizzati dal CEMS.

### **6.1.1 Caratteristiche degli analizzatori impiegati**

All'interno della cabina analisi CEMS (vedi figura n.3 e n.4), posizionata all'esterno in zona sicura dell'edificio contenente il Turbocompressore TC-4 è contenuta la strumentazione analitica, i termoregolatori per la regolazione della temperatura per linea riscaldata. Sul fondo della cabina è installata la piastra elettro/pneumatica (vedi figura n°6) con tutti gli accessori (gruppo refrigerazione, elettrovalvole, pompe, componenti elettrici, etc.), compresi i fori d'entrata per l'arrivo della linea riscaldata e cavi dal camino.

Figura 3 – Layout vista frontale accesso cabina analisi CEMS.

VISTA ESTERNA – LATO "A"

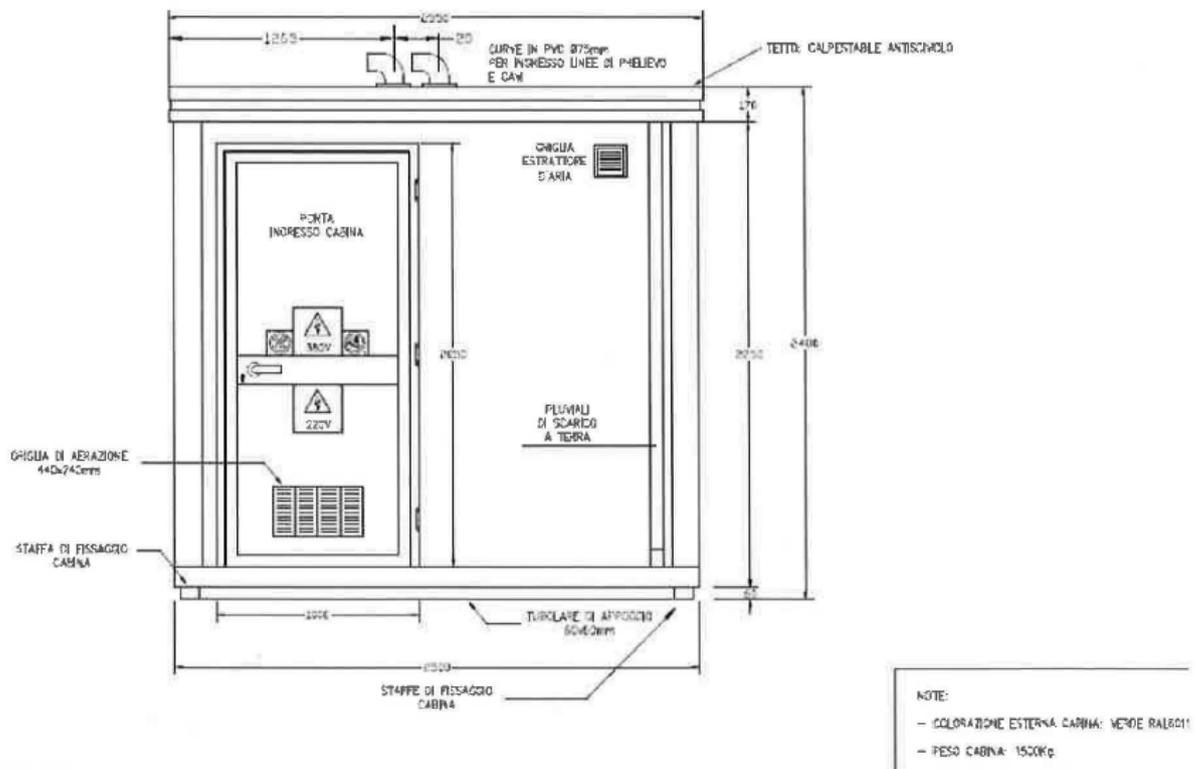
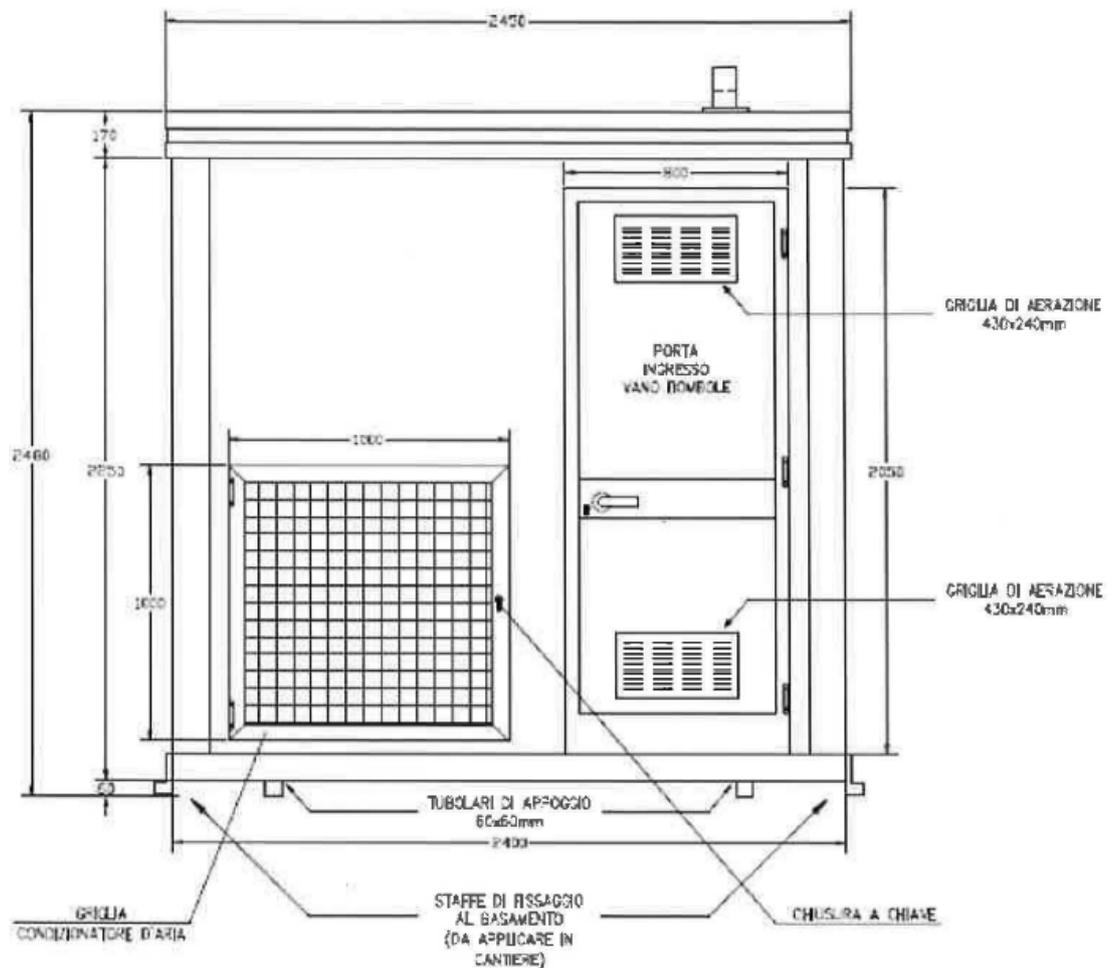
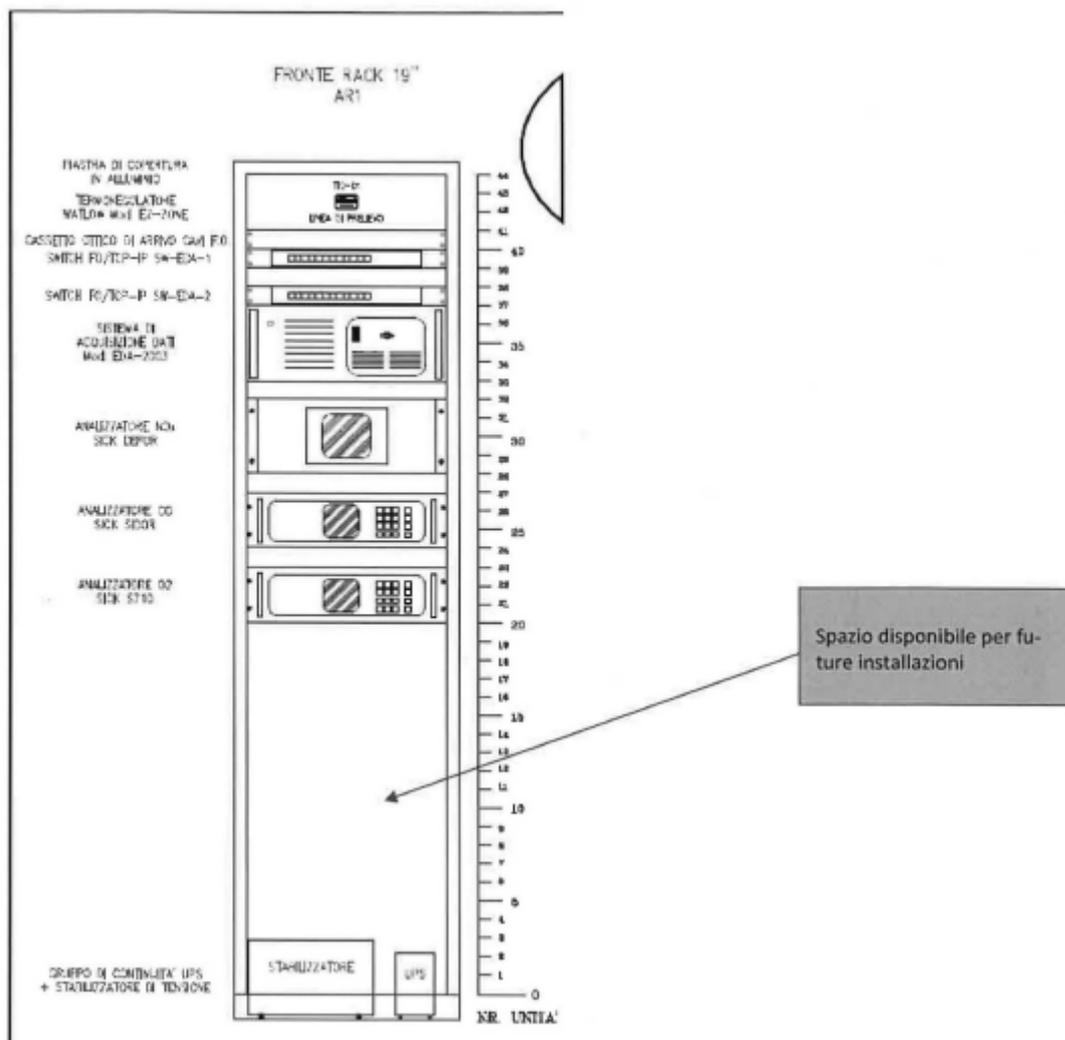


Figura 4 – Layout vista unità condizionamento esterno e vano bombole cabina analisi CEMS.



La cabina analisi CEMS, è dotata di sistema di condizionamento automatico split-system atto a garantire una temperatura omogenea al suo interno. L'unità esterna è contenuta in vano dedicato accessibile mediante griglia apribile, sempre all'esterno della cabina CEMS si trova la porta di accesso al vano bombole gas di calibrazione, come evidenziato dalla figura n°4.

Figura 5 – Layout vista fronte rack strumentazione.

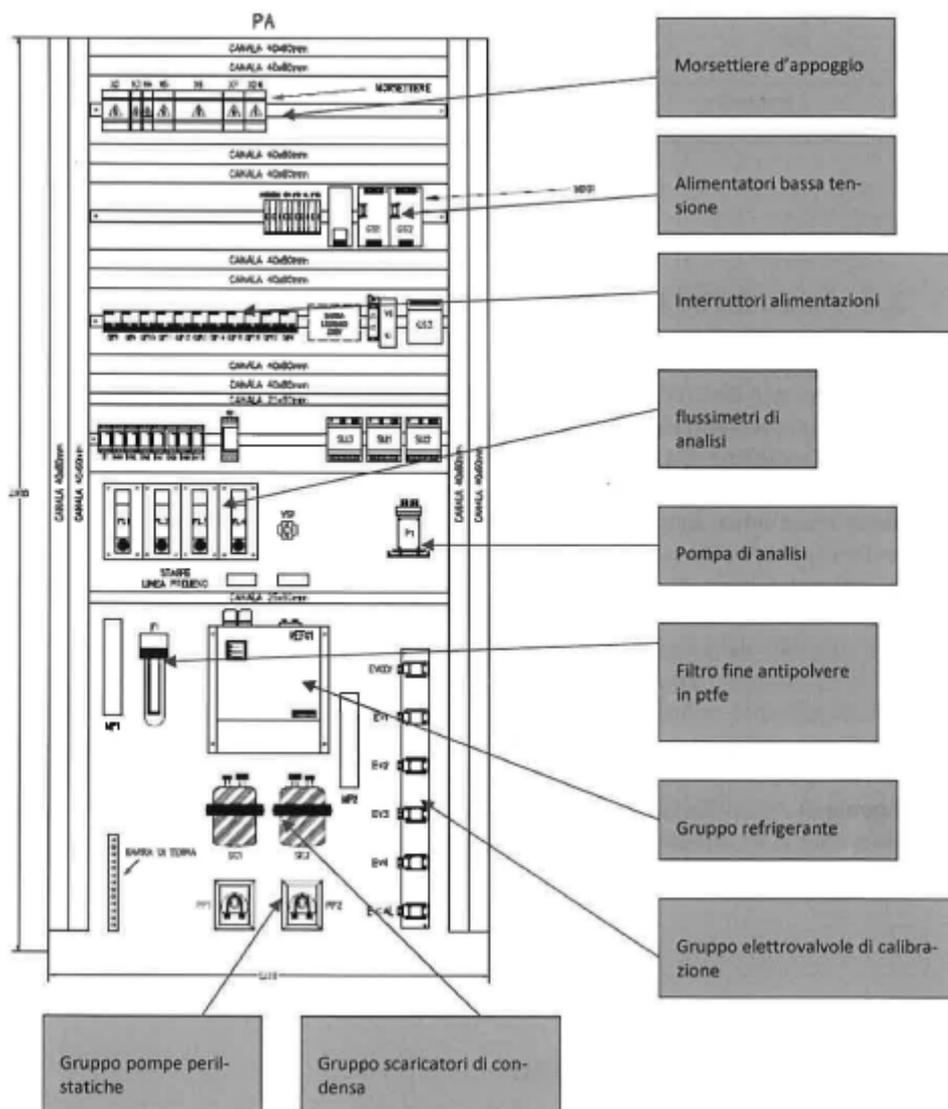


Come si nota dalla figura n°5, nella parte superiore del rack contenuto all'interno della cabina CEMS, è installato il termoregolatore per la regolazione della temperatura per la linea di prelievo.

Nello spazio sottostante al termoregolatore si trovano il cassetto interfaccia del cavo per la fibra ottica, i due cassette switch fibra ottica - rete ethernet, il sistema di acquisizione dati EDA2003, e gli analizzatori di NO-N02, CO ed O2. Sul fondo del rack si trovano installati lo stabilizzatore di tensione ed il gruppo UPS.

Nella piastra pneumatica mostrata in figura 6, gli accessori elettrici e pneumatici sono stati installati e posizionati tenendo in considerazione anche le attività di manutenzione che l'operatore andrà a svolgere per tenere in regime di buon funzionamento il sistema di analisi CEMS. In questa piastra si trovano oltre ai componenti pneumatici ( valvole, pompe, gruppo frigo, flussimetri, etc.) anche i componenti elettrici come interruttori di alimentazione dei vari apparati ( gruppo frigo, termoregolatori, analizzatori, etc.), alimentatori a bassa tensione, relè vari e le morsettiere di appoggio per i vari apparati.

Figura 6. layout piastra elettro-pneumatica



Nella tabella che segue è riportato l'elenco degli analizzatori installati nella cabina CEMS, con la descrizione del principio di funzionamento degli stessi ed il fondo scala utilizzato.

Parametro	Analizzatore	Principio di misura	Range di misura	Note
NO-NO2	SICK- MAIAK DEFOR	NDUV	NO = 0 .... 125 mg/m3 NO = 0 .... 1250 mg/m3 NO2 = 0 .... 125 mg/m3 NO2 = 0 .... 1250 mg/m3	Segnali uscita 4 ... 20mA,
CO	SICK- MAIAK SIDOR	INFRAROSSI-NDIR	CO= 0 .... 250 mg/m3 CO= 0 .... 1250 mg/m3	Segnali uscita 4 ... 20mA,
O2	SICK- MAIAK S710	PARAMAGNETICO	O2 = 0 .... 25Vol%	Segnali uscita 4 ... 20mA,
Temperatura Fumi	ELSI	PT100	Temp. = 0 .... 600°C	Contatto allarme BT

### **ANALIZZATORE NO/NOx DI TIPO UV**

È presente analizzatore, modello DEFOR di produzione SICK-MAIHAK, per la misura in continuo delle concentrazioni di NO, con le seguenti caratteristiche:

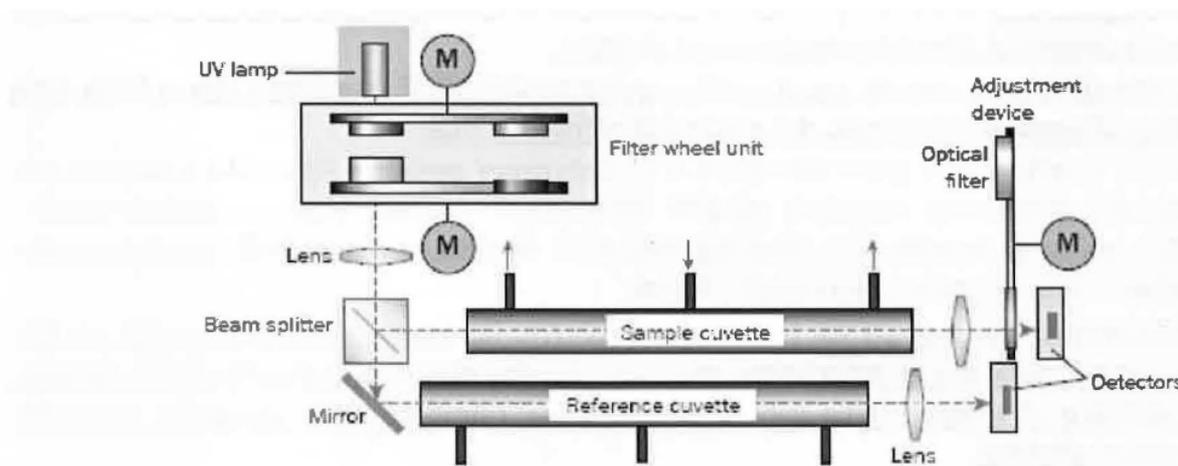
— Campo minimo (testato TUV)	0...50 mg/N <sup>3</sup>
— Linearità:	≤ 1 % dello span
— Ripetibilità:	≤ 0.5 % dello span
— Deriva di zero:	≤ 1 % dello span per settimana
— Deriva di sensibilità:	≤ 1 % del valore misurato per settimana
— limite di rilevabilità:	≤ 1 % dello span
— Tempo di riscaldamento:	ca. 2,5 ore
— Portata gas:	20...120 l/h
— Dew Point del gas campione:	Sotto la temperatura ambiente
— Alimentazione:	186...264 VDA
— Consumo:	50 VA / max. 300VA
— Uscite:	4...20 mA
— Condizioni ambientali:	
Temperatura:	
In misura:	+5...+45 °C
Spento e durante il trasporto:	-10...+70 °C

L'analizzatore DEFOR, opera secondo il principio dell'assorbimento della radiazione nella gamma dei raggi ultravioletti. L'emissione a banda larga nel campo di misura degli UV, è possibile mediante l'utilizzo di una lampada UV a scarica senza elettrodi.

La lunghezza d'onda necessaria per la misura ed il riferimento del gas campione è generata dal sistema "Filter Wheel Unit", composto da una/due ruote di correlazione. Nel caso specifico della misura dell'NO, il DEFOR utilizza un filtro interferenziale caricato con gas "NO" installato.

su un lato della ruota di correlazione, mentre sull'altro lato si trova un foro passante. In questo modo si ottiene una divisione del segnale di misura e riferimento del gas campione. Come evidenziato dalla figura n°11, all'uscita della "Filter Wheel Unit" il segnale UV attraversa una lente di focalizzazione ed un divisore ottico che permette l'entrata del raggio UV in contemporanea nella camera di misura e riferimento. All'uscita delle due camere "Meas & Ref" il segnale arriva sui due Detectors (Rilevatori), i quali hanno il compito di fornire in uscita il segnale del gas da misurare tenendo conto della compensazione delle derive del segnale UV attraverso il percorso nelle camere di Misura e Riferimento. Il segnale di misura così calcolato è proporzionale alla concentrazione di gas presente nel campione, ed attraverso un convertitore AD, sarà disponibile in uscita (segnale analogico mA, Volt).

figura n°11, schema a blocchi misura DEFOR



### ANALIZZATORE CO DI TIPO NDIR

E' presente analizzatore, modello SIDOR di produzione SICK-MAIHAK, per la misura in continuo delle concentrazioni di CO, con le seguenti caratteristiche :

- Linearità:  $\leq 1\%$  dello span
- Ripetibilità:  $\leq 0.5\%$  dello span
- Deriva di zero:  $\leq 1\%$  dello span per settimana
- Deriva di sensibilità:  $\leq 2\%$  del valore misurato in 3 mesi
- limite di rilevabilità:
  - per misurare span  $\geq 200\%$  del minimo misurazione dello span  $\leq 1\%$  dello span
  - per misurare span  $< 200\%$  del minimo misurazione span  $\leq 2\%$  dello span
- Portata gas: 36...120 l/h
- Dew Point del gas campione: Deve essere inferiore della temperatura ambiente
- Alimentazione: 230 VAC  $\pm 5\%$
- Consumo: 50 W, max 150 W
- Uscite: 4...20 mA
- Condizioni ambientali:
  - Temperatura:
    - In misura:  $+5...+45\text{ }^{\circ}\text{C}$
    - Spento e durante il trasporto:  $-20...+70\text{ }^{\circ}\text{C}$

Nell'analizzatore SICK-MAIHAK SIDOR, i valori di misura vengono automaticamente letti utilizzando

una nuova tecnologia di valutazione del segnale che riduce enormemente l'influenza del rumore di fondo. L'unità motor chopper è stata progettata consentendo in futuro l'installazione di una seconda sorgente IR, in modo tale che due gas possano essere misurati contemporaneamente ed essere indipendenti l'uno dall'altro. L'analizzatore SIDOR è stato studiato inoltre per facilitare la manutenzione e/o riparazione in campo da parte del personale qualificato, (vedi figure n.10-11).

figura n°10, vista motor chopper

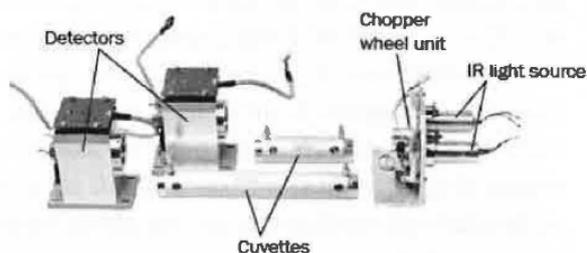
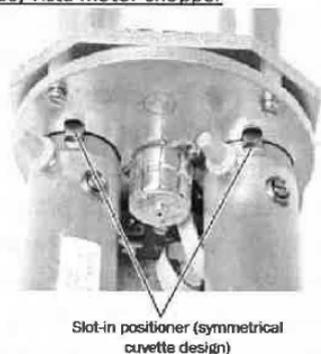


fig.n°10, vista ir source/chopper – camera di misura – detector.

L'analizzatore SIDOR è utilizzato per analizzare in continuo i parametri succitati, secondo il principio NDIR (Non Dispersive Infrared Radiation). Facendo riferimento al manuale d'istruzione, s'illustra brevemente il principio di misura. I gas con la molecola asimmetrica possono assorbire i raggi infrarossi riscaldandosi. Una sorgente di radiazione IR una volta alimentata viene riscaldata a circa 700°C al fine di emettere radiazioni nel campo dell'infrarosso. Le lunghezze d'onda assorbite sono caratteristiche di ogni singolo gas, ma possono parzialmente sovrapporsi portando ad avere delle interferenze che nel caso dell'analizzatore SIDOR sono limitate al minimo utilizzando alcuni accorgimenti:

- Celle di misure- filtro riempite con lo stesso gas d'analisi.
- Detector a doppio strato con optoaccoppiatore-Eventuale filtro ottico selettivo.

Le radiazioni all'infrarosso vengono divise in due raggi identici (misura e riferimento) dal divisore. Il raggio di riferimento arriva alla camera di misura e attraversando la cella di riferimento (riempita di N<sub>2</sub> che non assorbe i raggi IR) arriva praticamente invariato al detector. Il raggio di misura attraversando la camera di misura affluisce con il gas campione, arriva alla cella di misura e quindi al detector, attenuato in maniera proporzionale alla concentrazione del gas stesso.

La cella di misura è riempita con gas aventi una concentrazione nota dei componenti del gas da misurare. I due raggi (misura e riferimento) arrivano al detector in maniera pulsante grazie al chopper, che interrompe con frequenza prefissata ed alternativamente i raggi IR. Questo fenomeno genera un flusso pulsante nella camera di misura che colpendo un sensore di micro-flusso provoca una modifica della resistenza del ponte di Wheatstone provocando uno sbilanciamento proporzionale alla concentrazione del gas campione presente nei fumi.

### ANALIZZATORE O<sub>2</sub> DI TIPO PARAMAGNETICO

E' presente analizzatore, modello S710 di produzione SICK-MAIHAK, per la misura dell'O<sub>2</sub>, con le seguenti caratteristiche :

- |                                |   |
|--------------------------------|---|
| • Linearità:                   | < 0.3 % dello span                              |
| • Ripetibilità:                | ≤ 0.5 % dello span                              |
| • Deriva di zero:              | ≤ 0.2 % Vol per settimana                       |
| • Deriva di sensibilità:       | ≤ 0.2 % Vol per settimana                       |
| • limite di rilevabilità:      | ≤ 0.2 % dello span                              |
| • Portata gas:                 | 5...100 l/h                                     |
| • Dew Point del gas campione:  | Deve essere inferiore alla temperatura ambiente |
| • Alimentazione:               | 230 VAC   |
| • Consumo:                     | 50VA, max 150VA                                 |
| • Uscite:                      | 4...20 mA                                       |
| — Temperatura:                 |   |
| In misura:                     | +5...+45 °C                                     |
| Spento e durante il trasporto: | -20...+70 °C                                    |

- Umidità relativa: media annuale  $\leq 75\%$  (temporanea  $\leq 95\%$ )
- Range pressione aria 700...1200 hPa
- Vibrazioni massime: Il rack di installazione dev'essere libero da vibrazioni e impatti

L'analizzatore di O<sub>2</sub> S710 è utilizzato per analizzare in continuo il tenore di ossigeno, secondo il principio paramagnetico.

Per la misura dell'ossigeno, si sfrutta ai fini analitici la caratteristica della molecola di essere dotata di rilevante polarità magnetica: infatti, quando sottoposta ad un campo magnetico essa si orienta secondo le linee del campo e viene attratta verso l'area ove il campo è più intenso.

Va premesso che tutte le molecole sono suscettibili ai campi magnetici, ma nel caso dell'analisi dei fumi di combustione e/o incenerimento i composti presenti in abbondanza ( N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, NO, NO<sub>2</sub> etc.) sono scarsamente magnetici o presenti in concentrazioni trascurabili, se comparate a quella d'ossigeno. La misura dell'ossigeno utilizza il principio della bilancia a torsione magnetica: all'interno della cella, due corpi sferici in vetro sono fissati ad un bilanciere che può deviare dalla propria posizione di equilibrio torcendo il filo di platino che lo sostiene al centro del suo asse. Il filo di platino che sostiene il bilanciere è anche parte di un circuito elettrodinamico capace, se alimentato di imprimere una coppia al bilanciere. Durante il processo di analisi, il gas contenente ossigeno scorre nella cella: le molecole di O<sub>2</sub>, per effetto del loro paramagnetismo tendono a portarsi al centro del campo magnetico generato dalla cella e, premendo contro le superfici dei corpi sferici forzano il bilanciere a ruotare.

Un piccolo gruppo ottico, composta da una lampada e rivelatori esterni alla cella e da un riflettore interno alla cella, rivela la rotazione del bilanciere e, tramite un amplificatore, controlla la corrente da fornire al circuito elettrodinamico per mantenere il bilanciere nella sua posizione originale. Tanto maggiore è la concentrazione di ossigeno presente nella cella ( e quindi anche la spinta sul bilanciere) tanto maggiore sarà la corrente richiesta dal circuito per mantenere la posizione originaria del bilanciere : detta corrente è quindi proporzionale al segnale di misura e quindi al tenore di ossigeno presente nei fumi.

### MISURATORE DI TEMPERATURA FUMI

E' presente un misuratore di temperatura dei fumi istallato direttamente sul camino, composto da sensore PT100 (termoresistore al Platino da 100 Ohm a 0°C).

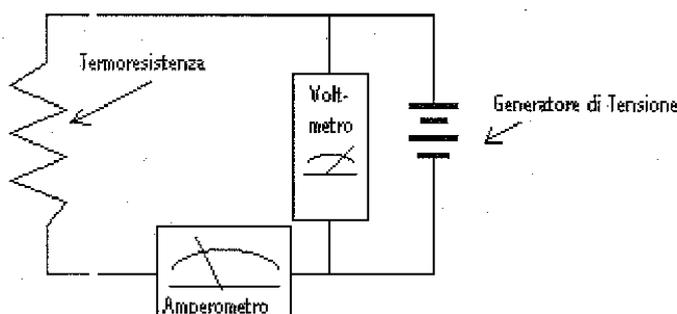
Principio di funzionamento:

La resistenza di un sensore al platino Pt100 varia al variare della temperatura secondo una legge ben definita ed altamente riproducibile (ad esempio assumendo che è lineare in un range da 0 a 100°C, l'errore a 50°C è 0,4°C).

Vi è dunque una dipendenza della resistenza elettrica dalla temperatura:

$$R = R_0 * (\alpha \cdot t + \beta \cdot t^2)$$

dove R<sub>0</sub> è la resistenza per t = 0 °C, mentre α, β sono delle costanti.

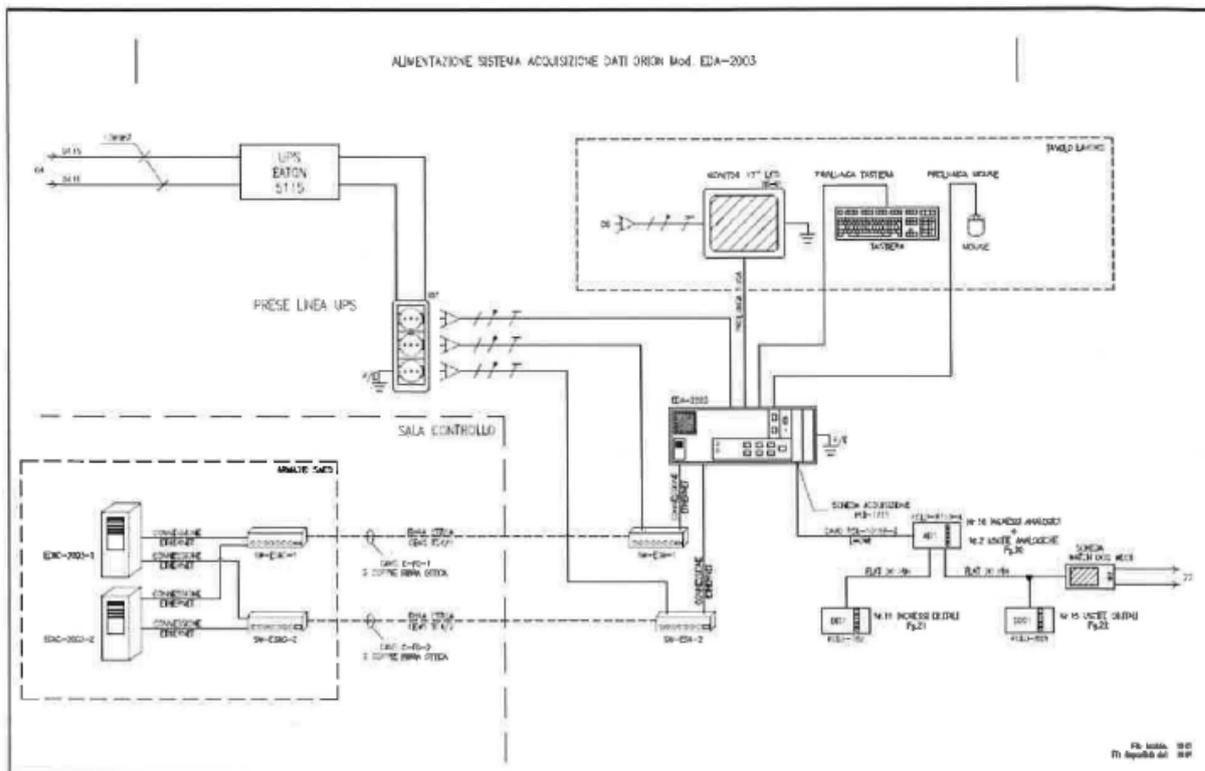


Principio di misura:	Sensore PT100
Materiale pozzetto:	AISI 316.
Termoelemento:	Termoresistenza PT100
Segnale di uscita:	4-20 mA da trasmettitore sulla sonda .

## 6.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE – HARDWARE

L'acquisizione dei dati e la gestione del sistema di analisi, viene eseguita da un sistema di acquisizione dati EDA2003 di produzione Orion installato nel rack all'interno della cabina analisi. I segnali provenienti dagli strumenti e sensori sono inviati ad una scheda d'interfaccia tramite segnale analogico 0/4 ... 20mA, 0 ... 5Volt. Inoltre il sistema EDA2003 gestisce le uscite digitali (es. on/off pompa, comando tarature zero/span, etc) e la ricezione degli ingressi digitali (es. bassa temp linea, bassa temp convertitore, etc). All'interno del sistema d'acquisizione dati è residente il programma di acquisizione dati EDA2003 che archivia, elabora e gestisce tutte le misure del sistema di analisi. Inoltre il sistema è integrato con due unità di supervisione dati chiamati EDAC-2003-1 e 2 installati in un armadio denominato SAED che è installato nella sala controllo della Centrale di Compressione di Montesano. La funzione di questi due computer in esecuzione ridondante, è quella di comunicare/ricevere dalla cabina analisi CEMS tramite collegamento in fibra ottica i dati analizzati dalla strumentazione analitica che compone il CEMS. La visualizzazione di quest'ultimi è possibile mediante il monitor LCD all'interno dell'armadio SAED. Inoltre i due sistemi EDAC-2003 inviano al sistema DCS un segnale di stato digitale di Anomalia CEMS. Fare riferimento alla figura n.7 (architettura EDA2003 CEMS) e figura n.8 e n.9 (armadio SAED e schema connessioni armadio SAED).

Figura 7, layout architettura EDA2003 CEMS





Le principali caratteristiche dell'acquisitore dati installato nella cabina analisi CEMS, sono le seguenti:

- ~ Tastiera e mouse, Monitor a colori da 17" LCD
- ~ Sistema operativo Windows XP .
- ~ Scheda di rete tipo Ethernet RJ-45,
- ~ Software EDA-2003,
- ~ Cassetto interfaccia cavo fibra ottica
- ~ Switch cavo fibra ottica- rete ethernet

Le principali caratteristiche degli acquisitori dati installato nell'armadio SAED, sono le seguenti:

- ~ Tastiera e mouse, Monitor a colori da 17" LCD
- ~ Sistema operativo Windows XP .
- ~ Scheda di rete tipo Ethernet RJ-45,
- ~ Software EDAC-2003,
- ~ Convertitore rete Ethernet- segnale Digital Output
- ~ Switch cavo fibra ottica- rete ethernet

## 7. MODALITÀ DI TRATTAMENTO DEI DATI

### 7.1 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE – SOFTWARE

La descrizione del software è riportata in allegato nel "Manuale software EDA2003".

### 7.2 SISTEMA ACQUISIZIONE/ELABORAZIONE DATI IN SALA CONTROLLO

In generale il sistema acquisizione dati colloquia in continuo con gli analizzatori per effettuare le operazioni evidenziate nella seguente tabella.

<b>Acquisizione</b>	Dei segnali di diagnostica degli analizzatori e dei servizi di cabina Degli stati degli analizzatori chimici e dei sensori dei parametri fisici Delle misure e degli stati di impianto
<b>Elaborazione Archiviazione</b>	La pre-elaborazione dei segnali analogici L'effettuazione delle medie e la media delle loro deviazioni standard L'archiviazione dei dati La convalida dei dati in base ai parametri di processo La correzione dei dati in O <sub>2</sub> .
<b>Comunicazione</b>	Rendere disponibili i dati per la teletrasmissione al DCS Rendere disponibili i dati per la stampa o il monitoraggio locale (uscita per il video e la stampante) Avere un sistema flessibile riprogrammabile anche a distanza
<b>Gestione</b>	Watch dog: controllo ciclico automatico del software installato Gestire direttamente la strumentazione installata E' predisposto per il riavvio automatico al ritorno dell'energia elettrica

#### Funzionalità del software

- Configurazione da remoto del sistema di acquisizione
- Visualizzazione del sinottico di impianto dal quale si possono monitorare allarmi e misure degli strumenti
- Visualizzazione dei grafici dei parametri monitorati in tempo reale
- Esportazione e stampa dei grafici
- Generazione di report di tabelle e grafici di dati grezzi o elaborati
- Configurazione dei parametri di validazione automatica (e.g. soglie, limiti di emissione, gradienti, allarmi della strumentazione),
- Validazione dei parametri misurati: validazione dei valori istantanei, calcolo e validazione medie
- Esportazione degli archivi in formato testo o Excel.

### 7.2.1 ARCHIVIAZIONE DATI

I dati istantanei acquisiti dagli analizzatori sono ricevuti dai pc in sala controllo ogni 2 secondi per calcolare la media minuto.

I dati elementari delle medie minuto sono archiviati automaticamente e sempre disponibili senza un limite temporale (garantito archivio per almeno 10 anni).

Il sistema di archiviazione è costituito dal PC principale e da quello di riserva, entrambi installati nella sala controllo della centrale.

### 7.2.2 VISUALIZZAZIONE DEGLI ALLARMI

Le attivazioni di allarme sono individuabili sulla pagina principale.

Agli ingressi digitali configurati è riservato un archivio in cui vengono memorizzate tutte le loro variazioni di stato, cioè sia l'inizio dello stato di allarme che il rientro dello stesso. La visualizzazione di tale archivio è effettuata tramite la relativa funzione di menù dalla pagina principale.

### 7.2.3 GESTIONE DEL CONTROLLO DI TARATURA

Il controllo di taratura degli strumenti è eseguito in automatico mensilmente dal software in modo temporizzato. La temporizzazione è impostata nella pagina di configurazione delle tarature.

### 7.2.4 VALIDAZIONE DEI SEGNALI ELETTRICI

I segnali elettrici provenienti dagli analizzatori subiscono una prima validazione automatica da parte del sistema di acquisizione dati in base allo stato di alcuni ingressi digitali (alta temperatura cabina, altissima temperatura cabina, mancanza tensione, presenza condensa linea, fault NO, fault CO, fault O2, ecc.).

### 7.2.5 CRITERI DI VALIDAZIONE DEI DATI ELEMENTARI

Ogni valore istantaneo acquisito è sottoposto a verifiche in conformità a criteri di validazione:

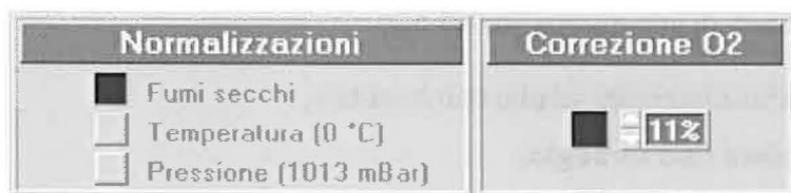
- Appartenenza al campo di misura del relativo strumento (il valore deve essere compreso tra -5 e +105% del relativo campo di misura);
- Scarto tra ultimo valore acquisito ed il precedente maggiore di soglia massima prefissata;
- Presenza di allarmi invalidanti la misura;
- Stato di funzionamento dello strumento;
- Stato di funzionamento dell'impianto.

In base al risultato di tali operazioni di validazione, il dato elementare è reso o meno disponibile per le successive elaborazioni (medie orarie, giornaliere, ecc.)

### 7.2.6 TRATTAMENTO DEI DATI

Le misure acquisite sono già secche e normalizzate in pressione e temperatura.

Con il termine normalizzazione s'intende una serie di operazioni o calcoli matematici per riportare a "condizioni normali" le caratteristiche chimico fisiche di un gas. Le condizioni di normalizzazione previste dalla normativa vigente, sono riferite a 0°C e pressione atmosferica 1013 mbar. In aggiunta a questa normalizzazione, le normative impongono la normalizzazione delle misure a "gas secco" e rispetto ad un valore d'ossigeno di riferimento. Ciò deriva dalla necessità di omogeneizzare le misure delle concentrazioni delle emissioni tra i diversi impianti e riferirle all'aria libera.



Esempio di configurazione normalizzazioni

la formula implementata nel sistema per la normalizzazione della concentrazione di un generico componente è la seguente descritta nel paragrafo 1 :

dove:  $M_N$  misura normalizzata e corretta in ossigeno  
 $M_{TQ}$  misura tal quale acquisita dalla strumentazione  
 $C_T$  coefficiente di correzione in temperatura con T temperatura del gas  
 in °C  $C_T = (273 + T)/273$

$C_P$  coefficiente di correzione in pressione con P pressione del gas in mbar  
 $C_P = 1013/P$

$C_U$  coefficiente di correzione a gas secchi con U misura in % v/v dell'umidità del gas  
 $C_U = 100/(100-U)$

$C_O$  coefficiente di correzione in ossigeno con  $O_{-RIF}$  misura in % v/v dell'ossigeno di riferimento determinato dall'ente di Controllo e  $O_{MIS}$  misura in % v/v dell'ossigeno del gas di analisi  
 $C_O = (21 - O_{-RIF}) / (21 - O_{MIS})$

Le formule precedenti si prestano ad alcuni commenti:

- I coefficienti di correzione si basano su alcuni parametri del gas come rilevati in camera di misura. Solo per i metodi di analisi in sito vanno considerati i valori misurati sui fumi nel punto di emissione.
- Il coefficiente di correzione in pressione risulta di solito trascurabile e molto vicino a 1.
- Il coefficiente di correzione in ossigeno può raggiungere valori molto elevati se l'ossigeno misurato si avvicina al 21% (es. in fermata o avviamento dell'impianto).

In condizioni di regime, il tenore di ossigeno dovrebbe essere prossimo al valore di riferimento (es. 11%), fissato dagli Enti di Controllo e solitamente pari a:

- 10 ... 11% per gli impianti di incenerimento rifiuti;
- 3 ..... 6% per gli impianti alimentati ad olio combustibile;
- Circa 15% per gli impianti tipo turbogas.

### 7.2.7 CRITERI DI VALIDAZIONE MEDIE

I valori medi orari sono riferiti alle ore di normale funzionamento e con un indice di disponibilità dei dati elementari di almeno 70%.

Lo SME, per ciascun inquinante, deve garantire un indice di disponibilità mensile delle medie orarie non inferiore all'80%. ( $ID = 100 \times (\text{medie orarie valide} / \text{ore normale funzionamento})$ ).

La media giornaliera è invece definita come il rapporto tra la somma dei dati medi orari validi acquisiti in corrispondenza di ore di normale funzionamento nell'arco delle 24 ore e il numero delle stesse.

La media giornaliera viene ritenuta valida se si sono osservate almeno 6 ore di normale funzionamento nel giorno, ed il numero di dati validi nelle ore di normale funzionamento raggiunge almeno il 70%.

### 7.3 CALCOLO DELLA PORTATA DEI FUMI DI COMBUSTIONE

La procedura utilizza un metodo di calcolo indiretto, ipotizzando la combustione completa e partendo dai seguenti dati:

- composizione molare del combustibile (fino all'esano) trasmessa da SCS (Sistema di Controllo Stazione);
- % volume di Ossigeno nei fumi (misurata con analizzatore).

Tali dati consentono di calcolare la portata dei fumi in Nm<sup>3</sup>/h per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile che risulta essere la somma delle seguenti grandezze calcolate attraverso i rapporti definiti dalle reazioni stechiometriche:

REAZIONI STECHIOMETRICHE DI COMBUSTIONE					
CH <sub>4</sub>	+ 2 O <sub>2</sub>	⇒	CO <sub>2</sub>	+	2H <sub>2</sub> O
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	+ 3.5 O <sub>2</sub>	⇒	2 CO <sub>2</sub>	+	3H <sub>2</sub> O
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	+ 5 O <sub>2</sub>	⇒	3 CO <sub>2</sub>	+	4H <sub>2</sub> O
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	+ 6.5 O <sub>2</sub>	⇒	4 CO <sub>2</sub>	+	5H <sub>2</sub> O
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	+ 8 O <sub>2</sub>	⇒	5 CO <sub>2</sub>	+	6H <sub>2</sub> O
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	+ 9.5 O <sub>2</sub>	⇒	6 CO <sub>2</sub>	+	7H <sub>2</sub> O

$X_i$  = percentuale molare del componente i-esimo

**A = volume di H<sub>2</sub>O (per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile)** calcolato mediante la sommatoria della percentuale di volume dei componenti del combustibile moltiplicate per costanti derivate dalle reazioni stechiometriche. Ai fini del calcolo della portata di fumi secchi questo dato non è necessario e pertanto non viene registrato nel database dello SME.

$$A = 2 X_1 + 3 X_2 + 4 X_3 + 5 X_4 + 6 X_5 + 7 X_6 = \sum_{i=1,6} [(i+1) X_i]$$

**B = volume di CO<sub>2</sub> (per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile)** calcolato mediante la sommatoria della percentuale di volume dei componenti del combustibile moltiplicate per costanti derivate dalle reazioni stechiometriche, sommata alla percentuale di volume di CO<sub>2</sub> contenuta nel gas combustibile.

$$B = X_1 + 2 X_2 + 3 X_3 + 4 X_4 + 5 X_5 + 6 X_6 + X_{CO_2} = \sum_{i=1,6} [(i) X_i] + X_{CO_2}$$

**C = volume dei non combustibili (per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile, esclusa la CO<sub>2</sub>)** calcolato mediante la differenza tra 100 e la sommatoria della percentuale di volume dei componenti del combustibile, sommata alla percentuale di volume di CO<sub>2</sub> contenuta nel gas combustibile.

$$C = 100 - (X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_{CO_2}) = 100 - [(\sum_{i=1,6} X_i) + X_{CO_2}]$$

**D = volume di N<sub>2</sub> (per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile)** calcolato mediante il prodotto tra 3.76 (rapporto tra la percentuale di volume di azoto nell'aria e la percentuale di volume di ossigeno

nell'aria) e la sommatoria della percentuale di volume dei componenti del combustibile moltiplicate per costanti derivate dalle reazioni stechiometriche.

$$D = 3.76 (2 X1 + 3.5 X2 + 5 X3 + 6.5 X4 + 8 X5 + 9.5 X6)$$

**E = volume dell'eccesso di aria (per ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h di combustibile)** calcolata mediante il rapporto tra il prodotto della somma di B+C+D per la percentuale del volume di ossigeno misurato e la differenza tra la percentuale di volume di ossigeno nell'aria e misurata.

E' ricavata dalla seguente coppia di equazioni a due incognite:

$$V \text{ fumi secchi totali al camino} = (B + C + D) + 4.76 MO$$

$$\%O_2 \text{ misurata al camino} = \frac{100 MO}{V \text{ fumi secchi totali al camino}}$$

dove:

MO = volume di ossigeno al camino

4.76 = rapporto tra aria ed ossigeno contenuto nell'aria si giunge quindi alla seguente equazione:

$$\%O_2 \text{ misurata al camino} [(B + C + D) + 4.76 MO] = 100 MO$$

$$\%O_2 \text{ misurata al camino} (B + C + D) = 100 MO - 4.76 MO \text{ \%O}_2 \text{ misurata al camino}$$

$$\%O_2 \text{ misurata al camino} (B + C + D)$$

$$MO = \frac{4.76 (100/4.76 - \%O_2 \text{ misurata al camino})}{\%O_2 \text{ misurata al camino} (B + C + D)}$$

$$\%O_2 \text{ misurata al camino} (B + C + D)$$

$$E = 4.76 MO = \frac{4.76 (100/4.76 - \%O_2 \text{ misurata al camino})}{\%O_2 \text{ misurata al camino} (B + C + D)}$$

**La portata dei fumi secchi in Nm<sup>3</sup>/h riferita al 15% O<sub>2</sub>** si ottiene moltiplicando la portata dei fumi ogni 100 Nm<sup>3</sup>/h per la portata di combustibile in Nm<sup>3</sup>/h (misurata con sistema di misura fiscale a ultrasuoni) e dividendo il risultato per 100.

$$Q_{\text{fumi secchi}} = \frac{(B + C + D + E) Q_{\text{combustibile}}}{100} * \frac{21 - O_2 \text{ misurato}}{21 - O_2 \text{ riferimento}}$$

Come si vede dal procedimento sopra illustrato le variabili di Temperatura, Pressione e Umidità dei fumi non sono necessari per il calcolo della portata dei fumi secchi.

In caso di indisponibilità dei dati di %O<sub>2</sub> al camino, di portata del gas naturale e di composizione del gas naturale, il dato relativo alla portata dei fumi risulterebbe indisponibile.

Si elenca pertanto il comportamento del sistema in caso di mancanza di una delle variabili sopracitate:

- Mancanza della misura di O<sub>2</sub>: nel caso di malfunzionamento/guasto dell'analizzatore o di uno dei componenti del sistema per la misura dell'O<sub>2</sub> si provvederà alla sostituzione dell'analizzatore o del componente guasto, con uno della stessa tipologia e caratteristiche tecniche

- Mancanza della misura di portata del gas naturale: nel caso di avaria del sistema di misurazione fiscale ad ultrasuoni verrà utilizzato il valore di portata rilevato dagli strumenti dedicati al sistema di combustione delle turbine.

– Mancanza dei dati sulla composizione di gas naturale: viene utilizzata una composizione media del gas inserita all'interno dell'SCS (Sistema di Controllo Stazione)

## **7.4 CONSERVAZIONE DEI DATI**

### **7.4.1 CRITERI DI ARCHIVIAZIONE DEI DATI**

Negli archivi devono essere presenti tutte le misure istantanee acquisite e medie calcolate, memorizzate con il proprio stato di validità.

I dati invalidi devono comunque essere archiviati, venendo codificati in modo ben distinto in relazione alla causa di invalidità stessa, distinguendo quelle derivanti dallo stato degli analizzatori:

- sistema fuori scansione
- sistema in taratura/calibrazione
- sistema guasto (SME)
- altro...

da quelle derivanti dall'impianto:

- stato di avviamento
- stato di fermata
- stato di guasto
- altro...

### **7.4.2 TEMPI DI CONSERVAZIONE DEI DATI**

Il Gestore garantisce, per tutta la durata dell'AIA, la conservazione e la possibilità di consultazione degli archivi dei dati elementari delle medie minuto, con la possibilità di estrazioni degli stessi dati in forma tabellare (medie orarie, giornaliere, mensili, ecc).

## **7.5 PRESENTAZIONE DATI**

Con frequenza annuale e previsto l'invio agli Enti dei files con le tabelle riepilogative delle medie orarie giornaliere relative all'esercizio dei turbocompressori nel mese precedente.

La gestione di eventuali anomalie avviene mediante comunicazione via pec con le tempistiche concordate in fase di rilascio autorizzazione AIA.

# **8. GESTIONE DELLO SME**

## **8.1 MANUTENZIONE ORDINARIA**

Le operazioni di manutenzione fanno riferimento ai manuali operativi di ogni singola apparecchiatura fornita e in generale al Manuale di Manutenzione fornito dal costruttore degli SME. Al fine di garantire il raggiungimento della minima disponibilità all'esercizio pari a 96%, la schedulazione avviene sulla base delle seguenti attività:

### **8.1.1 MANUTENZIONE PREVENTIVA GIORNALIERA**

Le operazioni di manutenzione, preventiva, da effettuarsi a cura SRG, sono di seguito indicate.

#### **Sistema SME**

- Ispezione visiva sistema analisi
- Controllo presenza allarmi

### 8.1.2 MANUTENZIONE PREVENTIVA MENSILE

Le principali operazioni di manutenzione, preventiva, da effettuarsi ogni mese a cura SRG, sono di seguito indicate.

- ***Sistema di campionamento e trattamento del campione***

- Controllo visivo e funzionale del sistema SME nel suo complesso (analisi errori, riconoscimento allarmi ed eventi, esito riallineamenti zero e span automatici, ecc.)
- Calibrazione Zero e span analizzatori
- Controllo delle linee di trasporto gas delle bombole di calibrazione agli strumenti

- ***Bombole***

- Verifica pressione gas nelle bombole di calibrazione (approvvigionare nuove bombole quando la pressione scende al di sotto del 30% del valore iniziale)
- Controllo che le bombole di taratura abbiano sufficiente quantità di gas (P.min sul manometro di alta  $\geq 20$  bar);
- Quando la pressione scende sotto i 20 bar, provvedere alla sostituzione della bombola, servendosi delle convenzioni in uso per i gas, adeguare il valore di SPAN sullo strumento di misura ed effettuare un riallineamento manuale completo (zero e span);

Le concentrazioni per le sostituzioni delle bombole sono le seguenti:

- N<sub>2</sub> puro: 99,999%
- O<sub>2</sub>: 22,5%
- CO: valore compreso tra il limite autorizzato delle emissioni (CO) fino a due volte il limite autorizzato
- NO: valore compreso tra il limite autorizzato delle emissioni (NO<sub>x</sub>) fino a due volte il limite autorizzato.

Nel caso sia presente anche la bombola di NO<sub>2</sub> usare lo stesso criterio per la bombola NO

- ***Sistema di analisi degli inquinanti***

- Verifica che le portate sui flussimetri frontali corrispondano ai valori previsti, ivi indicati;
- Effettuazione del riconoscimento degli allarmi ed eventi e riportare gli eventuali allarmi non rientrati. In relazione al tipo di allarme prendere le azioni opportune e nel caso contattare il fornitore;
- Stampa della QAL3 e sua valutazione; controllare il buon esito di tutti i riallineamenti (zero e span) automatici effettuati. Le stampe devono essere archiviate nel raccoglitore dedicato dello SME.

- ***Condizionatore***

- Verifica della corretta funzionalità e verifica della temperatura all'interno della cabina (temp. indicativa compresa tra i 21 e i 25°).

### 8.1.3 MANUTENZIONE PREVENTIVA SEMESTRALE

La manutenzione semestrale programmata nel periodo primavera-estivo mentre la seconda manutenzione semestrale, pianificata nel periodo autunno-inverno è eseguita dal personale della ditta esterna.

Le principali operazioni di manutenzione preventiva, da effettuarsi con cadenza semestrale sono di seguito indicate.

- ***Sistema di campionamento e trattamento del campione***

- Effettuare la pulizia della griglia di ventilazione estrazione aria;
- Verifica e controllo connessioni elettriche e pneumatiche
- Controllo tenuta raccordi serpentine di refrigerazione gas di analisi

- **Analizzatori**

- Controllo/pulizia tubi in/out gas campione
- Verificare l'assenza di perdite di gas dai condotti di adduzione gas agli analizzatori
- Controllo/sostituzione filtro interno di sicurezza

- **Sistema globale**

- Verificare lo stato del quadro elettrico generale, lo stato dei cablaggi e delle connessioni
- Effettuare la pulizia e verifica generale del condizionatore
- Controllo e pulizia dei riduttori di pressione sulle bombole
- Al termine delle operazioni verifica della funzionalità globale e del corretto funzionamento del software di sistema.
- 

#### **8.1.4 MANUTENZIONE PREVENTIVA ANNUALE**

La manutenzione preventiva annuale è eseguita dalla ditta esterna in contemporanea alle attività semestrale, oltre a quelle previste dal Costruttore e deve dare assistenza al laboratorio SRG accreditato Accredia nell'effettuazione della AST e/o QAL2. A tal fine la ditta esterna dovrà effettuare, in linea con quanto indicato nella norma UNI EN 14181, e fornire evidenza di:

- Prova di tenuta del sistema di campionamento.
- Tempo di risposta.
- Verifica ed eventuale riallineamento dello zero e dello span.
- Sostituzione convertitore Nox (dove presenti)
- Sostituzione del filtro sonda e pulizia del tubo di prelievo fumi.
- Riallineamento dei valori di span nel caso siano presenti fondoscala alti aggiuntivi per il CO e NOx
- Verifica del corretto funzionamento hardware e/o software del sistema SME.
- Eventuale aggiornamento degli applicativi software sul sistema SME.
- Back-up completo di tutti i dati (su formato ottico) dalla data dell'ultima manutenzione annuale effettuata.

#### **8.1.5 SCHEDULAZIONE INTERVENTI**

La corretta scadenza delle operazioni di manutenzione viene determinata in base alle condizioni di esercizio. Se si dovesse riscontrare qualche evidente cambiamento di valori, ciò potrebbe dipendere da un'usura di qualche componente o dal mutamento delle condizioni d'esercizio.

### **8.2 ARCHIVIO MANUTENZIONE**

Tutte le attività manutentive eseguite dalla ditta esterna, sono riportate su apposito rapportino d'intervento.

Le attività manutentive svolte dal personale Snam Rete Gas sono consuntivate su sistemi informatici interni e appositi rapportini di lavoro.

### **8.3 VERIFICHE PERIODICHE**

#### **8.3.1 SISTEMA DI RIALLINEAMENTO DEGLI STRUMENTI**

L'impianto di analisi è dotato di un sistema pneumatico per eseguire il riallineamento degli analizzatori mediante l'uso di bombole gas campione a concentrazione nota.

L'operatore può eseguire il riallineamento direttamente a valle del sistema di refrigerazione o inviando lo stesso alla sonda di prelievo utilizzando un secondo tubo in PTFE contenuto all'interno della linea di prelievo riscaldata. Con questa operazione comunemente chiamata "calibrazione dinamica" l'operatore, oltre a verificare il riallineamento della strumentazione, verifica che tutto il sistema di prelievo sia a tenuta e che non ci siano perdite e/o rientrate indesiderate di gas e/o aria esterna nel sistema. I riallineamenti possono essere eseguiti in manuale o in automatico, con report delle stesse disponibile sull'unità di elaborazione installata in cabina. Il controllo di zero/span viene eseguito almeno con frequenza mensile per tutti gli strumenti.

### 8.3.2 VERIFICHE DEL SISTEMA DI CAMPIONAMENTO E ANALISI IN CONTINUO (QAL 3)

Tutti i dati relativi alle correzioni delle derive strumentali effettuate durante i riallineamenti di zero e di span vengono registrati e utilizzati per l'implementazione della procedura di QAL 3, così come prevista dalla norma UNI EN 14181, atta a garantire che lo SME mantenga le sue caratteristiche di precisione e di deriva fra due controlli AST.

Le informazioni così memorizzate vengono utilizzate per la compilazione delle carte di controllo CUSUM previste dalla UNI EN 14181 e l'esecuzione dei relativi test di deriva e precisione.

La procedura QAL 3 viene eseguita con frequenza mensile.

### 8.3.3 MANUTENZIONE DEL SISTEMA

Le schede relative agli interventi di manutenzione sul sistema di monitoraggio delle emissioni, in cui si evidenziano le operazioni eseguite sia dalla società contrattista che dal personale di centrale, costituiscono il Registro di Manutenzione (composto da rapportini delle varie attività eseguite). Tale Registro è sempre disponibile per eventuali controlli

### 8.3.4 VERIFICHE PLURIENNALI (QAL2 o AST)

Con riferimento alla norma UNI EN 14181 vengono eseguite le seguenti verifiche periodiche:

- **QAL 2:** taratura del CEMS (NOx e CO) ogni 5 anni, nel caso di AST con esito negativo, dopo modifica sostanziale dell'assetto impiantistico e/o strumentale ed inoltre nel caso in cui settimanalmente, la verifica che le misure di CO ed NOx effettuate non si siano mantenute entro le condizioni di seguito riportate (cap.6.5 della norma UNI EN 14181):
  - Oltre il 5% dei valori misurati del CEMS calcolati su tale periodo settimanale (basato sui valori tarati normalizzati) non rientra nell'intervallo di taratura valido per più di 5 settimane nel periodo tra due prove di sorveglianza annuale (AST);
  - Oltre il 40% dei valori misurati del CEMS calcolati su tale periodo settimanale (basato sui valori tarati normalizzati) non rientra nell'intervallo di taratura valido per una o più settimane nel periodo tra due prove di sorveglianza annuale (AST).

I valori di incertezza / intervallo di confidenza massimi sul valore limite da applicare nei calcoli per il test di variabilità sono pari al 10% per il CO e 20% per NOx

- **AST** (Test di sorveglianza annuale): verifiche mantenimento prestazioni e taratura ogni 12 mesi;
- **LINEARITA'**: vengono effettuate annualmente prove con (almeno) cinque punti sul campo di misura con (almeno) tre ripetizioni per punto durante le QAL2 ed AST
- **IAR** (Indice di Accuratezza Relativa) così come definito secondo il D.lgs. 152/06 s.m.i., punto 4.4 dell'Allegato VI alla Parte V – sulla base delle differenze tra le misure fornite, prelevando il campione di gas nel medesimo punto, dallo strumento in prova (SME) ed

uno strumento/metodo di riferimento (SR); la determinazione annuale di tale indice deve avvenire utilizzando i dati acquisiti in fase di esecuzione della QAL 2 o AST.

- **TRASPORTO DEL CAMPIONE:** la verifica annuale della linea di trasporto gas (dal camino alla cabina analisi) va effettuata inviando azoto (da bombola) "in testa" alla linea di trasporto gas (a monte della sonda di prelievo), sfruttando la linea di taratura predisposta, e registrando la risposta dell'analizzatore di O<sub>2</sub>; il test di tenuta della linea è superato se la differenza tra le risposte degli analizzatori risulta inferiore a 1% del fondo scala di ciascun composto misurato.

Le verifiche eseguite dal Gestore<sup>1</sup> comportano:

- la verifica della rappresentatività della sezione di prelievo (prima della prima QAL2)
- la verifica del software di trattamento dei dati: sia a livello di acquisizione, che a livello di validazione ed elaborazione (prima della prima QAL2)
- le verifiche prescritte nel capitolo relativo alla QAL 2 della norma UNI EN 14181

Nel caso degli analizzatori di gas, qualora sia richiesta anche la valutazione dell'Indice di Accuratezza Relativa ( $I_{AR}$ ), la determinazione di tale indice deve avvenire utilizzando i dati acquisiti in fase di esecuzione della prova di QAL 2.

Si precisa inoltre che, qualora la valutazione dell'indice di accuratezza relativa non fosse tecnicamente possibile o dovesse fornire risultati non allineati con l'esito della prova di QAL 2 si deve ritenere valido l'esito di quest'ultima.

### 8.3.5 PROCEDURE PRELIMINARI ALLE QAL2 O ALLE AST (PROVE FUNZIONALI)

Le prove funzionali devono essere eseguite prima della prova di variabilità e della ricerca della curva di taratura. Viene di seguito riportato l'elenco delle prove o delle attività/azioni da eseguire (come da appendice A della norma UNI EN 14181) dal laboratorio e dal fornitore.

<b>Esecutore della verifica</b>	<b>Prove, attività-azioni</b>
Fornitore	Sistema di campionamento
Laboratorio	Documentazione e registrazioni
Laboratorio	Gestione
Fornitore	Prova di tenuta
Fornitore	Controllo dello zero e dello span
Laboratorio	Linearità
Fornitore	Tempo di risposta
Laboratorio	Interferenze
Fornitore	Audit registrazioni QAL 3 deriva zero e span
Laboratorio	Rapporto

Verrà quindi prodotto un rapporto da parte del laboratorio accreditato dando evidenza (oltre che dei report da parte del Fornitore) anche delle eventuali criticità e delle azioni correttive da apportare.

I dettagli di ogni singola prova sono descritti nell'allegato A della norma UNI EN 14181.

<sup>1</sup> Nel caso di assenza di un laboratorio interno deputato all'esecuzione di tali verifiche, il Gestore deve incaricare un laboratorio esterno, che operi conformemente a quanto indicato dall'ACC.

In particolare, la prova di linearità viene realizzata (appendice A.8 e B della norma UNI EN 14181) iniettando agli analizzatori un gas tramite l'utilizzo di miscele di riferimento e mass-flow tarati.

### 8.3.6 PROCEDURA PER L'ESECUZIONE DELLO IAR

#### Definizione dell'Indice di Accuratezza Relativa (IAR)

Per i parametri O<sub>2</sub> e portata fumi secca viene valutata l'accuratezza tramite il calcolo dell'Indice di Accuratezza Relativa (I<sub>AR</sub>), – così come definito secondo il D.lgs. 152/06 s.m.i., punto 4.4 dell'Allegato VI alla Parte V – sulla base delle differenze tra le misure fornite, prelevando il campione di gas nel medesimo punto, dallo strumento in prova (SME) ed uno strumento/metodo di riferimento (SRM), secondo la:

$$I_{AR} = \frac{\frac{1}{N} \sum |M_{rif,i} - M_i| + C_c}{\frac{1}{N} \sum M_{rif,i}}$$

dove: M<sub>ref,i</sub> misura i-esima fornita dallo strumento/metodo di riferimento  
 M<sub>i</sub> misura i-esima fornita dallo strumento in prova  
 C<sub>c</sub> coefficiente di confidenza (al 95%) relativo alle predette differenze ovvero:

$$C_c = \frac{S_n \cdot T_n}{\sqrt{n}}$$

e

$$S_n = \frac{\sqrt{n \sum_i z^2 - \left( \sum_i z \right)^2}}{n \cdot (n-1)}$$

e

$$z = M_{rif,i} - M_i$$

dove: N numero di misure effettuate.  
 T<sub>n</sub> il coefficiente T di Student relativo a n-2 gradi di libertà

#### Modalità di calcolo dell'Indice di Accuratezza Relativa

Operativamente, l'esecuzione della prova deve prevedere:

- periodo di osservazione: superiore al periodo di operatività strumentale non controllata
- livelli emissivi: tutti quelli caratteristici degli stati di funzionamento dell'impianto
- numero di campioni: possibilmente secondo le specifiche della UNI EN 14181, 15 per la QAL2 o 5 per la AST.
- tempo di riferimento per il calcolo del campione: ora o semiora, in relazione alla base temporale sulla quale è definito il limite emissivo autorizzato
- dati da utilizzare per le elaborazioni: i dati dell'analizzatore dello SME e del SR devono essere riferiti alle medesime condizioni di stato (T, P, umidità) e fare riferimento alle condizioni operative dell'analizzatore dello SME (dati tal quali)

### 8.3.7 VERIFICA DI TRASMISSIONE DEL SEGNALE ELETTRICO

Durante le verifiche in campo è importante anche verificare la catena elettronica di trasmissione, di acquisizione e di trattamento dei segnali acquisiti e trasmessi dagli analizzatori.

## 8.4 GESTIONE DEI GUASTI E DEI SUPERAMENTI

Nel corso dell'esercizio degli impianti possono verificarsi situazioni che possono evidenziare guasti dello SME o superamenti dei limiti imposti.

Per la gestione di tali eventi il Gestore è tenuto:

- ad informare tempestivamente l'ACC
- ad attuare le idonee azioni correttive in modo da garantire l'efficacia degli interventi e il ritorno delle condizioni di normalità nel più breve tempo possibile come di seguito descritto.

### 8.4.1 MALFUNZIONAMENTI DELL' UNITA' DI COMPRESSIONE

- 1) Il Dispacciamento Operativo, che telecontrolla gli impianti 24 ore su 24, acquisisce:
  - un segnale di “minimo tecnico” che segnala quando il turbocompressore sta lavorando ad un carico inferiore al minimo tecnico
  - un segnale di allarme nel caso il valore della media minuto del CO supera i 85,5 mg/Nmc
  - un segnale di allarme nel caso il valore della media minuto del NOx supera i 66,5 mg/Nmc
- 2) Al verificarsi di un superamento delle sopra citate soglie di allarme per i valori di CO e NOx, la Centrale valuta insieme al Dispacciamento l'operazione più efficace per la variazione ed il contenimento dell'emissione inquinante, compresa l'eventuale variazione del carico della macchina interessata.
- 3) In caso di superamento dei limiti medi orari il responsabile della centrale o il gestore IPPC provvederà a comunicare ad ISPRA/ARPA, tramite PEC, entro il giorno lavorativo successivo all'evento, i dati di emissione rilevati nonché le azioni correttive messe in atto.
- 4) Il Dispacciamento Operativo, in coordinamento con la centrale, nel caso in cui un turbocompressore superi i limiti medi orari, valuta l'eventuale spegnimento dell'unità.
- 5) Il personale di centrale verifica giornalmente i dati dello SME, registrando le eventuali note per i dati delle medie orarie non valide (avvio/arresto impianto, manutenzioni, ecc.).

### 8.4.2 MALFUNZIONAMENTI/ANOMALIE DELLO SME

Il Dispacciamento Operativo, che telecontrolla gli impianti 24 ore su 24, acquisisce un segnale cumulativo di anomalia SME che non comporta lo spegnimento dei turbocompressori, ma evidenzia la necessità di verificare, anche tramite il personale reperibile della centrale, la causa dell'anomalia.

Il personale della centrale/reperibile verifica il buon funzionamento degli analizzatori e del sistema di acquisizione dati e provvede eventualmente alla calibrazione degli strumenti e/o al riavvio del sistema.

Se necessario viene effettuata richiesta di intervento manutentivo alla società contrattista.

Nel caso di guasto al sistema di monitoraggio dei parametri di emissione si procederà con la registrazione di valori stimati, corrispondenti allo stato impiantistico in essere, elaborati sulla base delle emissioni storiche (vedi tabella a seguire).

In caso di interruzioni superiori a 12 ore dei sistemi di misura in continuo degli inquinanti e dei parametri di processo, il gestore invia informativa ad ISPRA ed ARPA, tramite PEC, nel più breve tempo possibile e comunque entro il giorno lavorativo successivo all'evento.

Il gestore provvede comunque a stimare i dati degli inquinanti sulla base dei dati storici e dei parametri di funzionamento del turbocompressore.

ESEMPIO TABELLA DI REGISTRAZIONE PARAMETRI STIMATI

<i>TC ...</i>	<i>DATA</i>	<i>ORA</i>	<i>NO<sub>x</sub></i> <i>mg/Nmc</i>	<i>CO</i> <i>mg/Nmc</i>	<i>Potenza</i> <i>Kw</i>

Nel caso in cui mancassero misure in continuo di CO o NO<sub>x</sub> per un tempo superiore alle 24 ore e si rendesse necessario l'utilizzo del turbocompressore, sarà eseguita una misura discontinua del parametro mancante, della durata di almeno 60 minuti. Dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, ciascuna della durata di almeno 60 minuti.

L'acquisizione e gestione dei dati inviati dalla strumentazione installata, è gestita su ciascuno dei due PC SME presenti in sala controllo; in caso di avaria di uno di questi PC i dati sono disponibili sull'altro.

In aggiunta a quanto riportato sul presente manuale, il Gestore ha elaborato una Istruzione Tecnica di lavoro "SNAM-HSEQ-ITL-011 GESTIONE EMISSIONI IN ATMOSFERA IMPIANTI TERMICI INDUSTRIALI E CIVILI" – All.5 Gestione operative SME, in modo da uniformare a livello nazionale la gestione dei propri impianti.

**NOTE:**  
 - LE MISURE SONO ESPRESSE IN CM LE QUOTE IN ELEVAZIONE IN M.  
 - LE QUOTE IN ELEVAZIONE SONO RIFERITE ALLA QUOTA 0,00 DELL'IMPIANTO CORRISPONDENTE A M. 837,00 ± 1,00m.

**APPARECCHIATURE ESISTENTI**

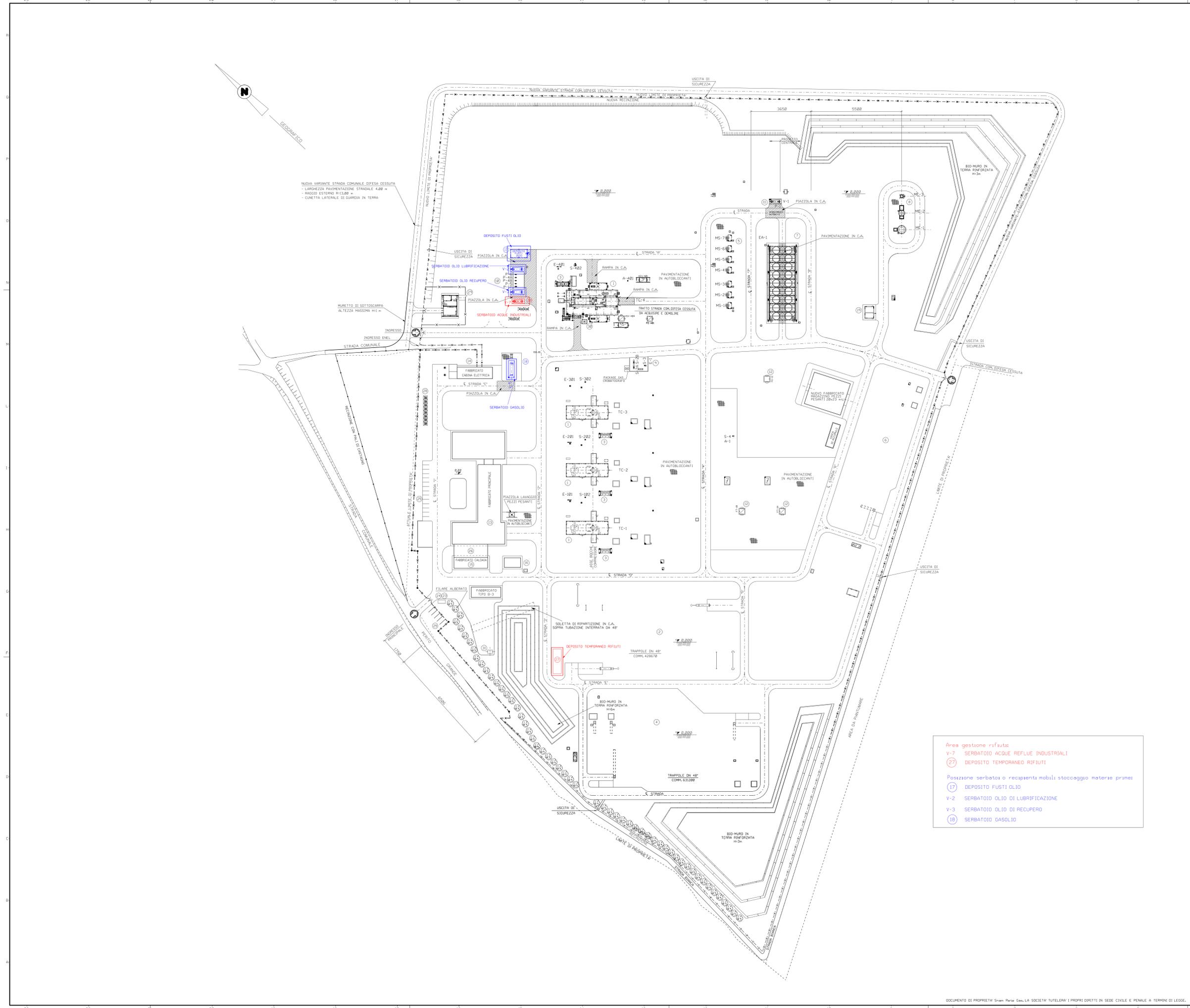
- TC-1 TURBOCOMPRESSORE TIPO PGT-25
- TC-2 TURBOCOMPRESSORE TIPO PGT-25
- TC-3 TURBOCOMPRESSORE TIPO PGT-25
- S-102 FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- S-202 FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- S-302 FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- S-2A FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- S-2B FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- S-3 FILTRO GAS SERVIZI
- S-4 SEPARATORE GAS ATTUATORI
- E-1 RISCALDATORE ELETTRICO A BAGNO D'OLIO GAS SERVIZI
- E-101 SCAMBIATORE GAS COMBUSTIBILE
- E-201 SCAMBIATORE GAS COMBUSTIBILE
- E-301 SCAMBIATORE GAS COMBUSTIBILE
- A-1 ESSICCATORE GAS ATTUATORI
- V-5 SERBATOIO GASOLIO

**NUOVE APPARECCHIATURE**

- TC-4 TURBOCOMPRESSORE TIPO PGT-25
- MS-1/2/3/4/5/6/7 FILTRI GAS PRINCIPALI
- S-402 FILTRO GAS COMBUSTIBILE
- E-401 SCAMBIATORE GAS COMBUSTIBILE
- A-401 ESSICCATORE GAS ATTUATORI
- EA-1 REFRIGERANTE GAS
- ME-1 VENT SILENZIATO
- ME-2 VENT SILENZIATO
- ME-3 TRALICCIO DI CANDELA
- V-1 SERBATOIO SLOP
- V-2 SERBATOIO OLIO DI LUBRIFICAZIONE
- V-3 SERBATOIO OLIO DI RECUPERO
- V-7 SERBATOIO ACQUE REFLUE INDUSTRIALI
- P-1 POMPA SLOP
- P-4 A/B POMPE CARICAMENTO OLIO LUBRIFICANTE
- P-5 POMPA TRASFERIMENTO OLIO DI RECUPERO
- P-6 POMPA SCARICAMENTO AUTOBOTTI
- P-17 POMPA ACQUE REFLUE INDUSTRIALI

**LEGENDA**

- 1 TURBOCOMPRESSORI (TC-1/TC-2/TC-3/TC-4)
- 2 STAZIONE DI LANCIO/RICEVIMENTO GAME "A"
- 3 REFRIGERANTE OLIO (TC-1/TC-2/TC-3/TC-4)
- 4 STAZIONE DI LANCIO/RICEVIMENTO GAME "B"
- 5 FILTRI GAS PRINCIPALE
- 6 METANODOTTO DN 42" PER BRINDISI
- 7 REFRIGERANTE GAS
- 8 ZONA VENT
- 9 FILTRI GAS SERVIZI
- 10 OLIO DI LUBRIFICAZIONE
- 11 SERBATOIO SLOP
- 12 ZONA MISURA PORTATA GAS
- 13 FABBRICATO PRINCIPALE
- 14 CABINA ELETTRICA E TRASFORMATORI
- 15 FABBRICATO CALDAIE E COMPRESSORI ARIA
- 16 VASCA STOCCAGGIO ACQUA
- 17 DEPOSITO FUSTI OLIO
- 18 SERBATOIO ALIMENTAZIONE GRUPPO ELETTROGENO
- 19 CABINA CO2
- 20 SERBATOIO RACCOLTA ACQUE REFLUE INDUSTRIALI
- 21 STAZIONE DI LANCIO/RICEVIMENTO GAME "C" (FUTURO)
- 23 PACKAGE AZOTO HSV-3
- 24 PACKAGE AZOTO HSV-82-83-92-93
- 25 AREA PARCHEGGIO AUTOMEZZI CON COPERTURA
- 26 DEPOSITO ATTREZZATURE COPERTO
- 27 DEPOSITO TEMPORANEO RIFIUTI
- 28 IMPIANTO DI FITODEPURAZIONE
- 29 FABBRICATO MISURE FISCALI
- 30 CEMS
- 31 POZZO DELL'ACQUA
- 32 NUOVO MAGAZZINO PEZZI PESANTI



**Area gestione rifiuti:**  
 v-7 SERBATOIO ACQUE REFLUE INDUSTRIALI  
 27 DEPOSITO TEMPORANEO RIFIUTI

**Posizione serbatoi e recipienti mobili stoccaggio materie prime:**  
 17 DEPOSITO FUSTI OLIO  
 v-2 SERBATOIO OLIO DI LUBRIFICAZIONE  
 v-3 SERBATOIO OLIO DI RECUPERO  
 18 SERBATOIO GASOLIO

1	28-04-09	Revisione a seguito commenti SRG	MELELLI	LETTI	MELELLI
2	24-03-09	EMISSIONE PER ENTI	BELELLI	LETTI	BELELLI
Rev.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO
		PROGETTISTA			
		COMPRESSA	022007	UNITA' N. 0570	
POTENZIAMENTO CENTRALE DI MONTESANO CENTRALE			DIS. N. 0570-CB-A-18971		
PLANIMETRIA GENERALE OPERE CIVILI DEPOSITO TEMPORANEO RIFIUTI			REVISIONE 1		
			FIG. 1 DI 1		
			SCALA 1:750		

# ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS TC1-2-3 MONTESANO

		ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO		DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>		REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION: ISSUED			REVISION DATE <b>19-Mar-18</b>	APPROVED Electronically Stored CHECKED Electronically Stored EXECUTED <b>MINOTTI, STEFANO</b>		SECURITY CODE <b>N</b>
	SCALE <b>N/A</b>	REPLACES/DERIVED FROM <b>N/A</b>	1 <sup>st</sup> EXECUTION <b>19-Mar-18</b>	ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>						SHEET <b>1 of 13</b>

# Indice

1. Introduzione .....	3
2. Dominio di calcolo .....	3
3. Griglia di calcolo .....	4
4. Setup del calcolo .....	6
5. Risultati.....	7
6. Conclusioni .....	13

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>		REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION: <b>ISSUED</b>		PAGE MARKER <b>N/A</b>		SECURITY CODE <b>N</b>
		ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.				SHEET <b>2 of 13</b>

# 1. Introduzione

Questo report mostra i risultati della simulazione numerica fluidodinamica (CFD Computational Fluid Dynamic) per mostrare le condizioni di flusso in corrispondenza della sezione di analisi dei gas nel condotto di scarico della turbina PGT25.

I risultati della simulazione CFD sono analizzati seguendo le linee guida suggerite dalla norma UNI10169. In particolare, i criteri di valutazione sono elencati nel paragrafo 7 della norma e qui di seguito è riportato un'estratto.

*Flow stream can be defined as favorable, if the requirements listed in Par. 1 are satisfied.*

- A. *The Reynolds number (RE), on the sampling points shall be:  $Re > 1200$*
- B. *Flow Velocity (ui):  $3 < (ui) < 50$  [m/s]*
- C. *The angle between the normal to the sampling plane and the velocity vector shall be  $\leq 14^\circ$*
- D. *The pressure fluctuation at the sampling plane shall not be more of 25 Pa, compared to the average differential pressure value between the sampling plane and the ambient*
- E. *The internal dimension of the duct is well known and with a tolerance no more than the 1% (Out of CFD Scope of Supply)*
- F. *The characteristics and the positioning of the sampling plane are in accordance to Point 7 (Out of CFD Scope of Supply)*
- G. *On no points on the sampling section negative velocity vectors are allowed*
- H. *On all the sampling points the absolute temperature does not differ more than the 5% of the average absolute temperature value at the sampling plane*
- I. *The projected area on the sampling plane of the measurement devices does not differ more than the 5% of the sampling plane area itself. (Out of CFD Scope of Supply)*

# 2. Dominio di calcolo

Il dominio di calcolo è costituito da tre domini.

- Dominio fisico: il reale condotto di scarico. I gas caldi rilasciati dalla turbina a gas sono indirizzati in questo condotto.
- Dominio di calcolo a monte del dominio fisico: è necessario modellare questo dominio al fine di ottenere una corretta inizializzazione del campo di velocità nel dominio fisico.
- Dominio di calcolo a valle del dominio fisico: è necessario modellare questo dominio al fine di ottenere una corretta soluzione del campo di moto nella sezione di uscita fisica. In particolare, per stimare opportunamente le vortici eventualmente presenti nella sezione di uscita.

	ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>		REVISION <b>0</b>
		PAGE MARKER N/A		SECURITY CODE <b>N</b>
REVISION DESCRIPTION:		ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.				SHEET <b>3 of 13</b>

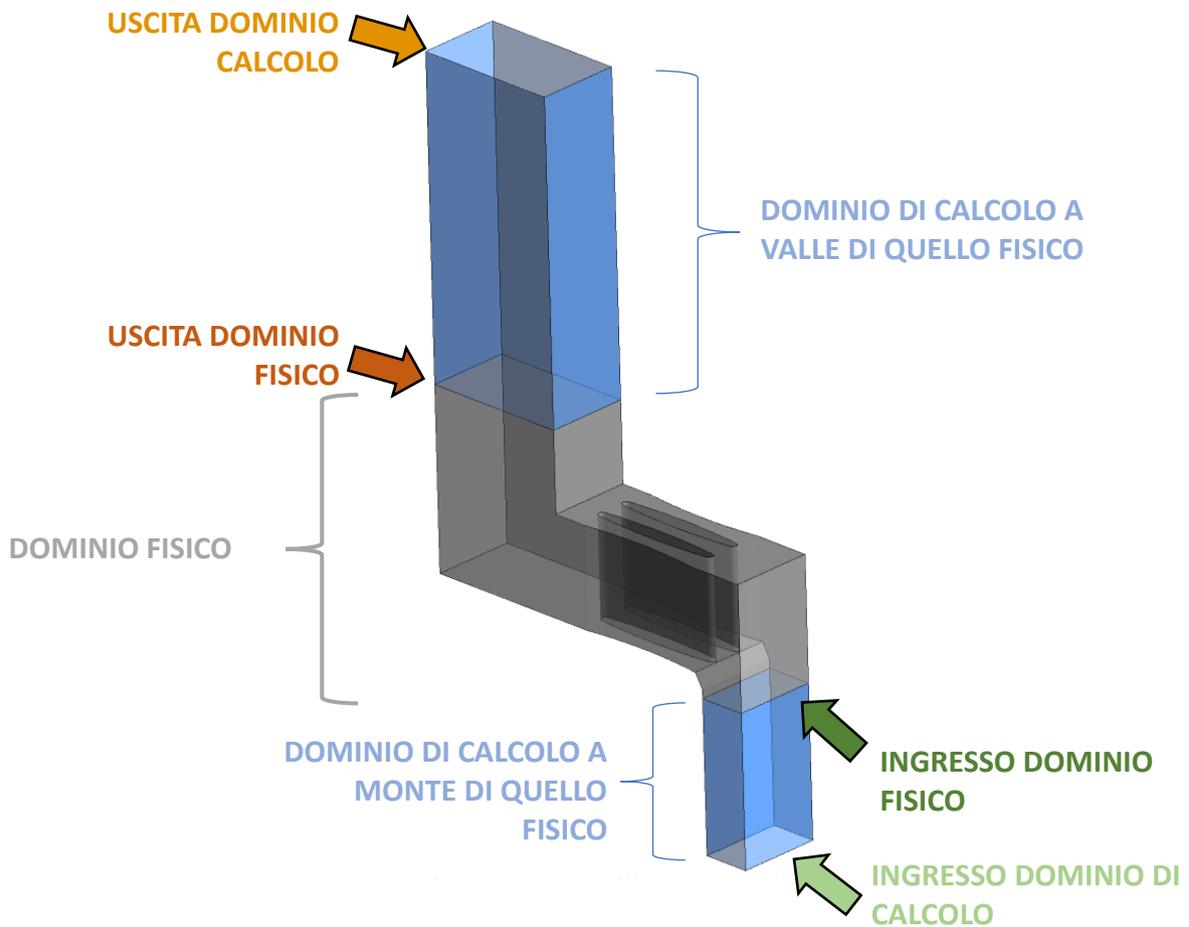


Figura 1: dominio geometrico

### 3. Griglia di calcolo

Ognuno dei tre dominio presenta una griglia di calcolo generate in modo diverso. L'obiettivo è di ottenere una griglia tale da ridurre al minimo la diffusione numerica e di aumentare l'accuratezza del calcolo. La dimensione media degli elementi giacenti nelle regioni di confine tra domini è dello stesso ordine di grandezza al fine di garantire una corretta interpolazione tra i vari domini.

- Dominio Fisico: è suddiviso in distinti sotto-domini al fine di applicare diverse strategie di generazione griglia. È costituito sia da elementi esaedrici che da elementi tetraedrici, la transizione tra i due è effettuata con elementi prismatici.
- Dominio di calcolo a monte del dominio fisico: è costituito da una griglia cartesiana ottenuta da una estrusione della sezione di ingresso del dominio fisico.
- Dominio di calcolo a valle del dominio fisico: è costituito da una griglia cartesiana ottenuta da una estrusione della sezione di uscita del dominio fisico.

Nella Tabella 1 sono mostrate le principali caratteristiche della griglia di calcolo, mentre Figura 2 mostra alcuni dettagli.

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE		REVISION
		<b>SOM6667791</b>		<b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER		SECURITY CODE	
	<b>N/A</b>		<b>N</b>	
ORIGINAL JOB		SIZE	LANGUAGE	
<b>2873535</b>		<b>4</b>	<b>A</b>	
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>				SHEET <b>4 of 13</b>

Tabella 1 Informazioni griglia di calcolo

# of Total Elements	# of Tetrahedral Elements	# of Wedge Elements	# of Pyramids Elements	# of Hexahedral Elements
19.444.433	7.242.440	6.045.040	6.195	615.075

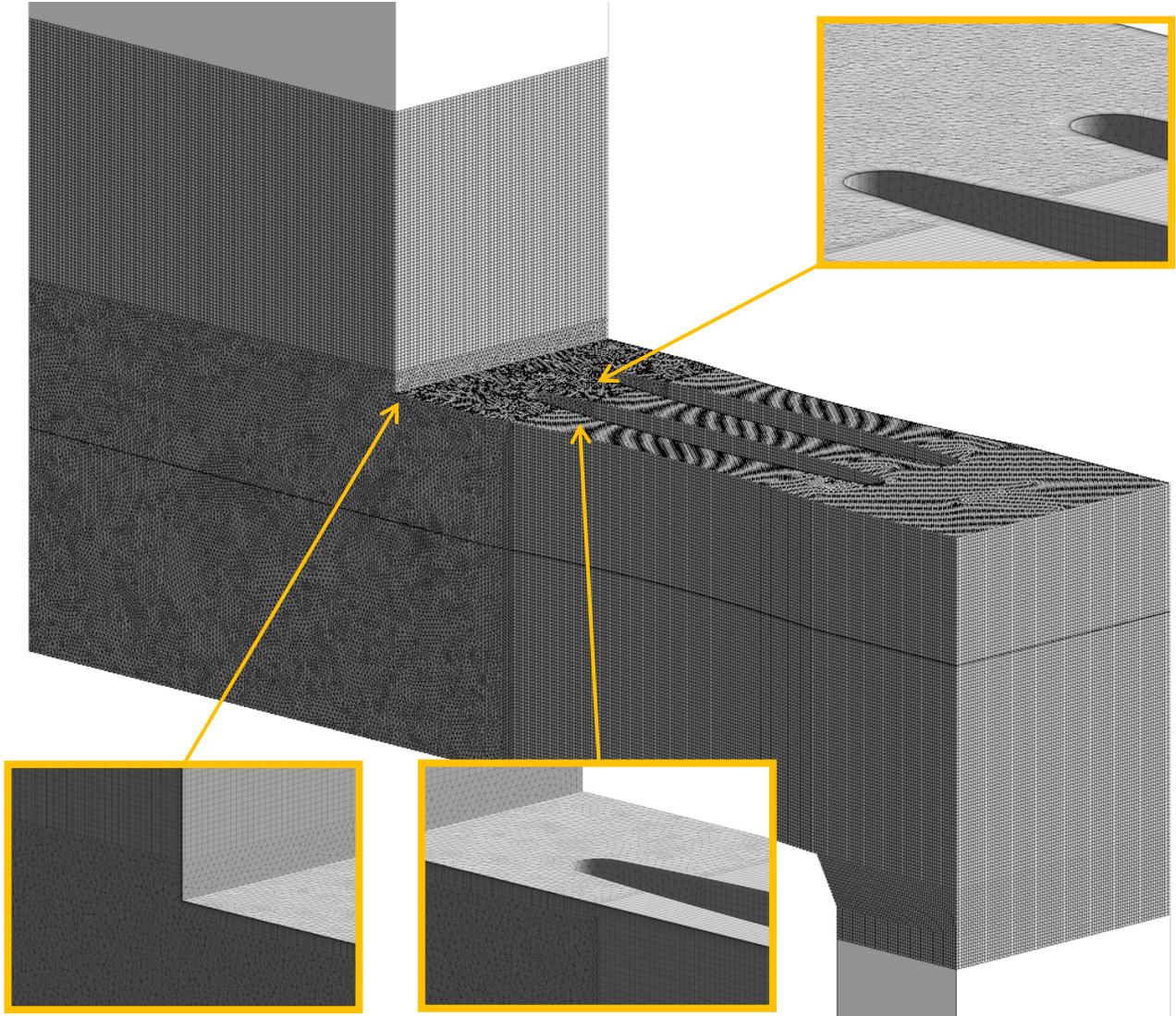


Figure 2: dettagli griglia di calcolo

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE		REVISION
		<b>SOM6667791</b>		<b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:		PAGE MARKER		SECURITY CODE
		N/A		<b>N</b>
		ORIGINAL JOB	SIZE	LANGUAGE
		<b>2873535</b>	<b>4</b>	<b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.				SHEET <b>5 of 13</b>

## 4. Setup del calcolo

Una simulazione stazionaria è stata eseguita, il fluido è stato considerato comprimibile a causa delle velocità che si raggiungono nei silenziatori.

Le impostazioni del modello fluido sono:

- Fluido: miscela gas ideali
  - $N_2$ : 74.86 %
  - $O_2$ : 13.04 %
  - $CO_2$ : 6.85 %
  - $H_2O$ : 5.25 %
- Scambio termico: Total energy model.
- Turbolenza: Shear Stress Transport (SST), risoluzione del secondo ordine.
- Metodo numerico: risoluzione high order.

Le condizioni al contorno adottate:

- Sezione ingresso:
  - $\dot{m}_{GAS} = 69 \text{ kg/s}$
  - $T_{GAS} = 525 \text{ °C}$
  - $Tu = 5\%$
- Sezione uscita
  - $P_{OUT} = 101300 \text{ Pa}$
- Pareti condotto e silenziatori:
  - *No slip, adiabatic*
- Pareti dei volume fluidi aggiuntivi:
  - *Free slip, adiabatic*

	ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>		REVISION <b>0</b>
		PAGE MARKER N/A		SECURITY CODE <b>N</b>
REVISION DESCRIPTION:		ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.				SHEET <b>6 of 13</b>

## 5. Risultati

Figura 3 mostra l'andamento della pressione statica e totale mediate sulle sezioni del condotto dall'ingresso all'uscita del dominio fisico e le linee di flusso tridimensionali all'interno del condotto di scarico la cui colorazione è basata sui valori di velocità.

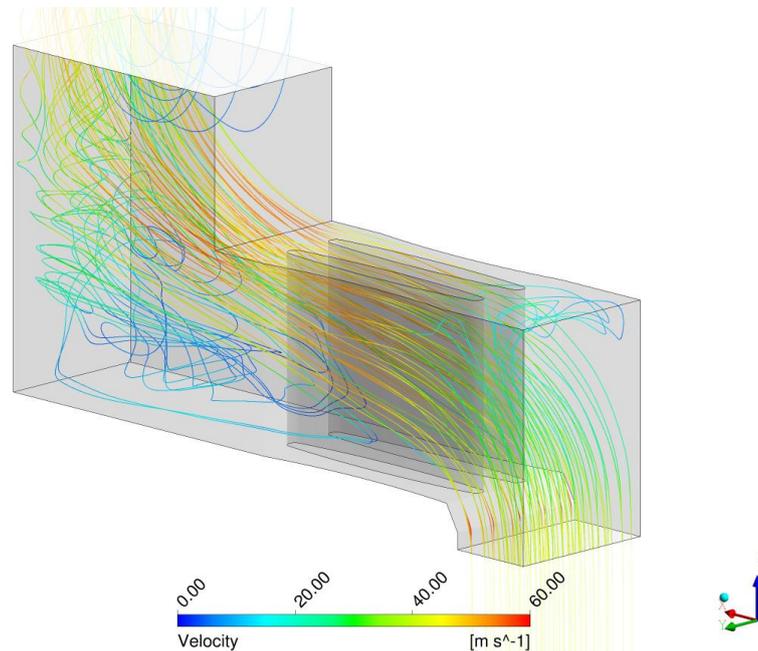
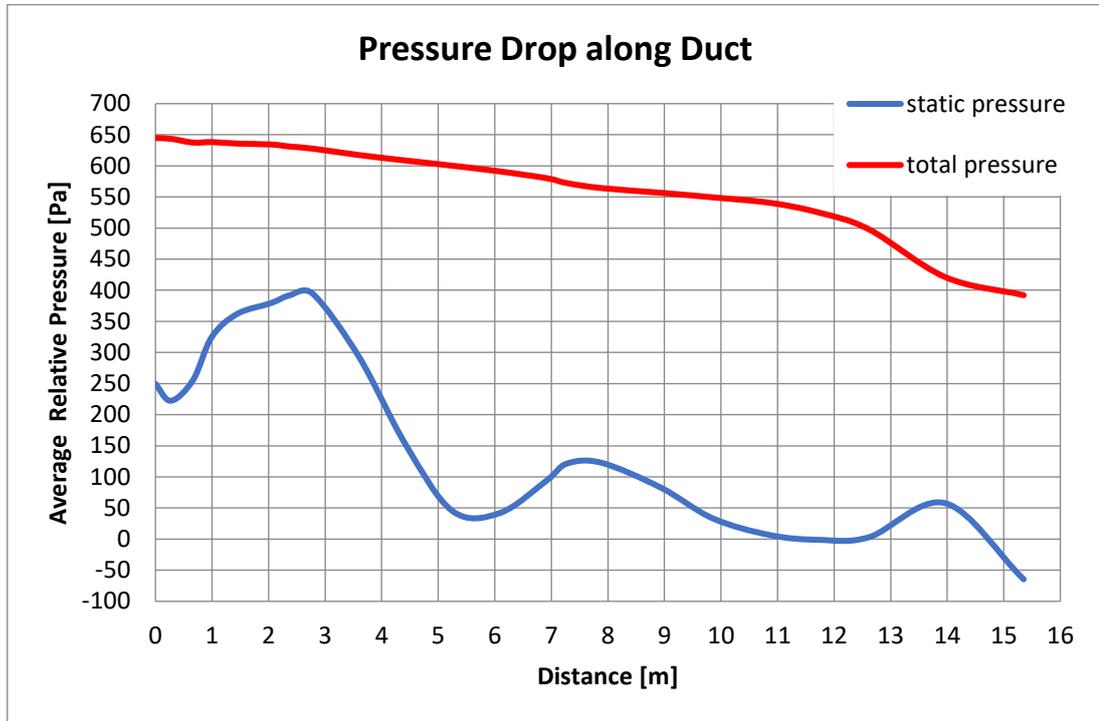


Figura 3: Caduta di pressione lungo il condotto e linee di flusso 3D

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE		REVISION
		<b>SOM6667791</b>		<b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:		PAGE MARKER		SECURITY CODE
		<b>N/A</b>		<b>N</b>
		ORIGINAL JOB	SIZE	LANGUAGE
		<b>2873535</b>	<b>4</b>	<b>A</b>
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>				SHEET <b>7 of 13</b>

Figura 4 mostra i campi di velocità su piani XZ, mentre Figura 5 mostra gli stessi campi su piani XY.

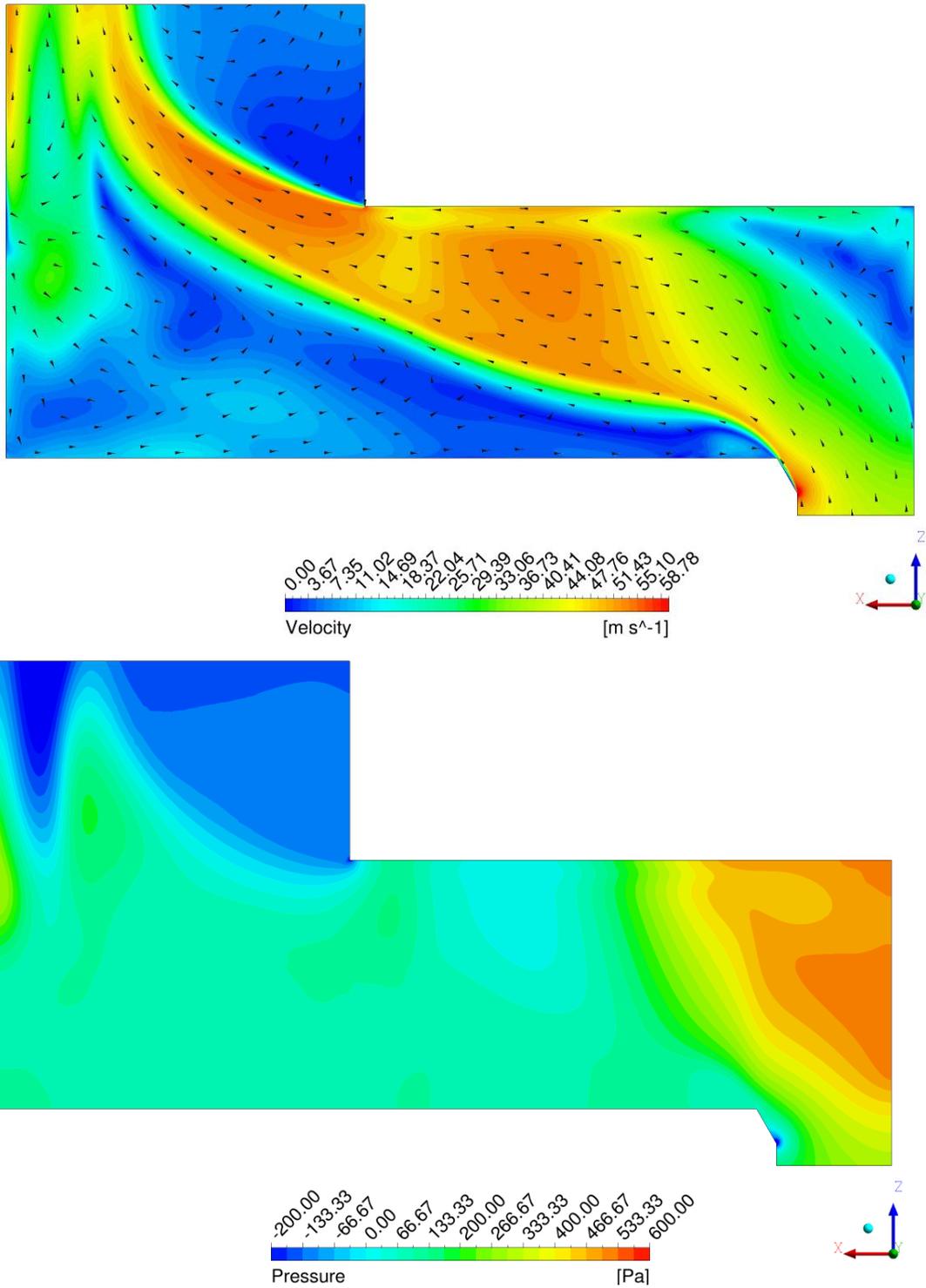


Figura 4: campi di velocità e pressione su piani XZ

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>	REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER N/A		SECURITY CODE N
	ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.			SHEET <b>8 of 13</b>

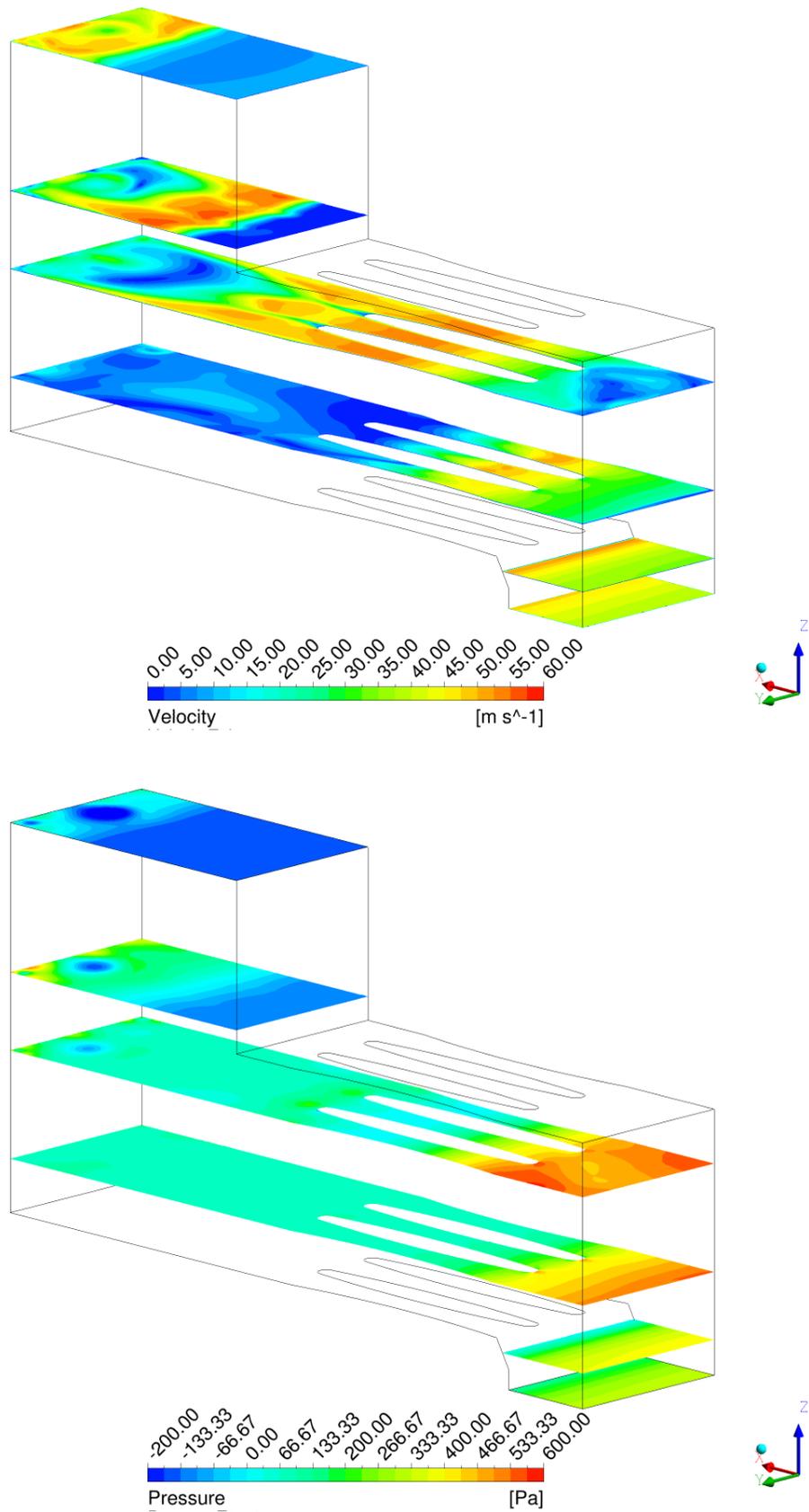


Figure 5: campi di velocità e pressione su piani XY

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>	REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER N/A	SECURITY CODE <b>N</b>	
	ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.			SHEET <b>9 of 13</b>

Figura 6 mostra un dettaglio del posizionamento nel condotto della sonda analisi gas di scarico e in rosso è indicata la sezione dalla quale sono state estratte le figure che seguiranno.

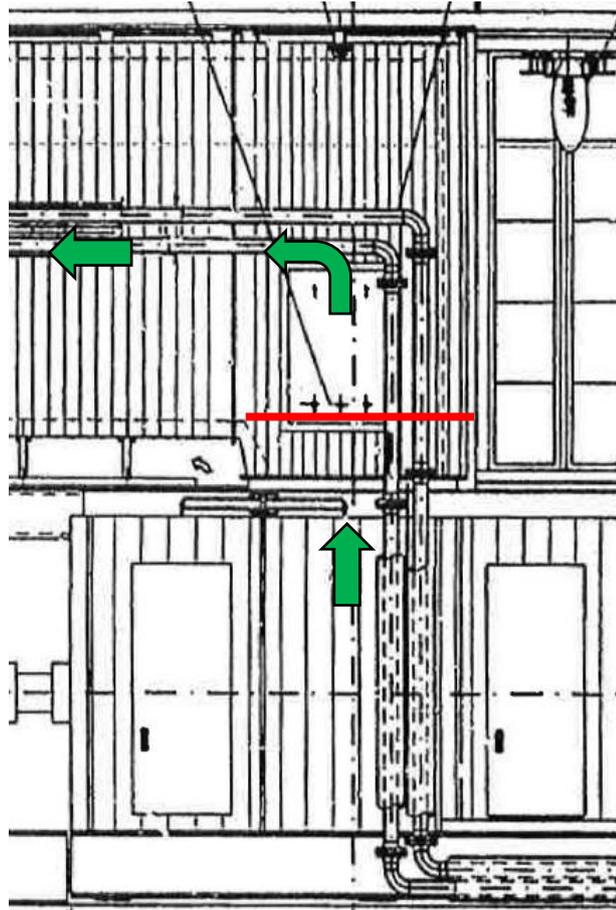


Figura 6: sezione della sonda analisi gas di scarico

Il profilo del numero di Reynolds (Figura 7) conferma che il valore minimo 30840 è maggiore di 1200 indicato nella norma UNI (punto A).

Come mostrato in Figura 8, è confermato che la velocità sia maggiore di 3 m/s e minore di 50 m/s (punto B).

In base al punto C, la direzione del flusso dovrebbe generare un angolo inferiore a 14° rispetto all'asse ortogonale alla superficie su cui giacciono le sonde dei punti di prelievo. Questo angolo è calcolato secondo la seguente formula:

$$angle = \text{atan}(U_t/U_z)$$

dove  $U_t$  è la componente della velocità sul piano XY, mentre  $U_z$  è la componente assiale della velocità. Figura 9 mostra i valori assunti da questo angolo.

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>	REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER N/A		SECURITY CODE N
	ORIGINAL JOB 2873535	SIZE 4	LANGUAGE A
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>			SHEET <b>10 of 13</b>

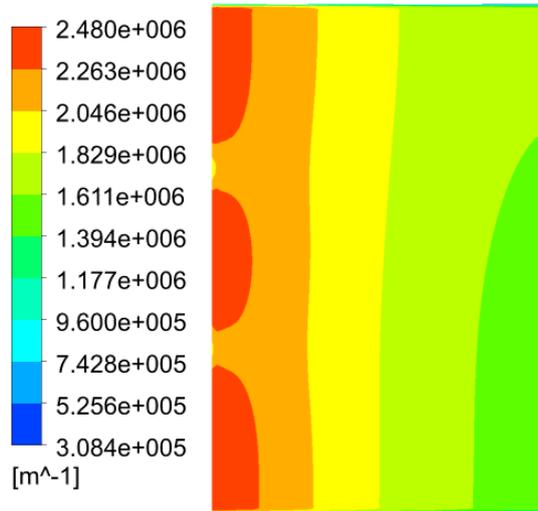


Figura 7: profilo del numero di Reynolds

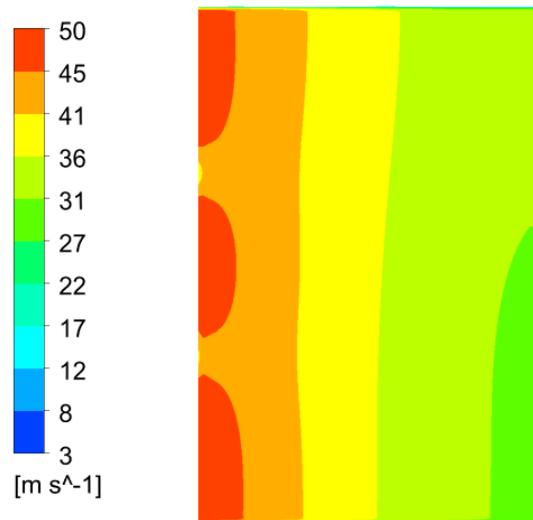


Figure 8: campo di velocità

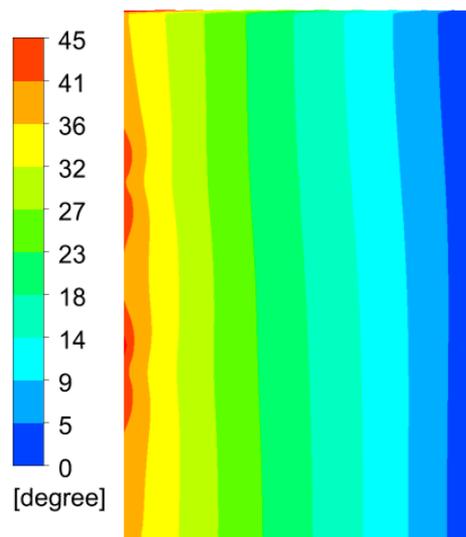


Figure 9: profilo dell'angolo del flusso

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>	REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER <b>N/A</b>		SECURITY CODE <b>N</b>
	ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>			SHEET <b>11 of 13</b>

Il punto D indica che le pulsazioni di pressione dovrebbero essere inferiori a 25 Pa. Sebbene, l'analisi è stata condotta in regime stazionario, le fluttuazioni di pressione, che possono essere misurate dal pitot, sono proporzionali al valore quadratico medio delle fluttuazioni di velocità e possono essere stimate secondo la relazione seguente:

$$p_{fluc} = \rho \cdot \frac{1}{2} (\overline{u_x'^2} + \overline{u_y'^2} + \overline{u_z'^2}) = \rho \cdot k$$

dove  $k$  è il valore medio quadratico dell'energia cinetica turbolenta,  $u'$  sono le component fluttuanti della velocità e  $\rho$  è la densità. Figura 10 mostra il campo di  $p_{fluc}$ , in corrispondenza della sezione dei punti di prelievo. Il valore assunto è al di sotto del limite.

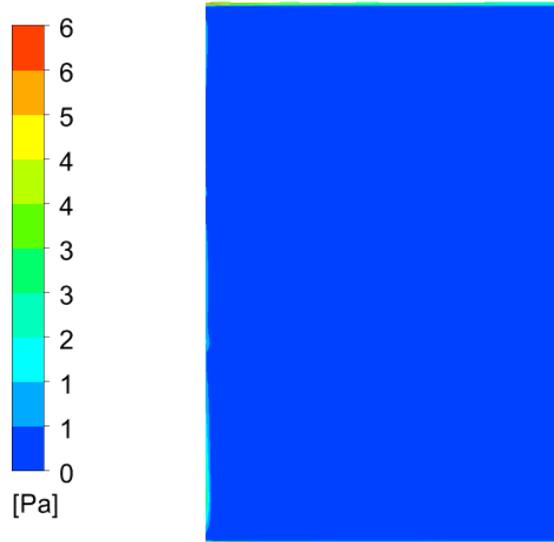


Figura 10: campo di fluttuazione pressione

La velocità assiale è mostrata in Figura 11. Il requisito dato dalla UNI nel punto G è di evitare valori negativi. Ovunque nella sezione la velocità è positiva.

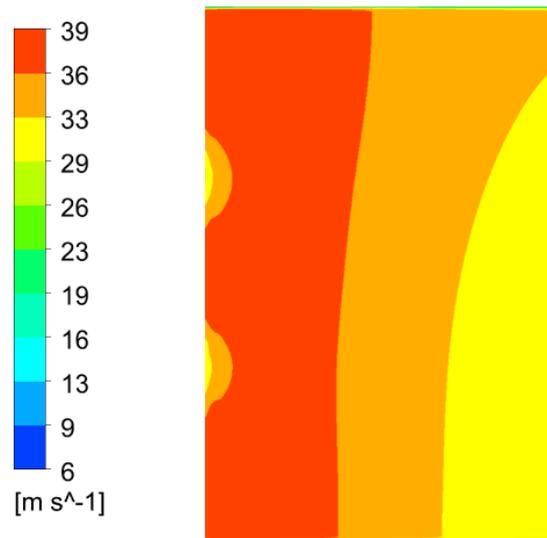


Figura 11: campo velocità assiale

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE		REVISION
		<b>SOM6667791</b>		<b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER		SECURITY CODE	
	<b>N/A</b>		<b>N</b>	
	ORIGINAL JOB	SIZE	LANGUAGE	
	<b>2873535</b>	<b>4</b>	<b>A</b>	
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>				SHEET <b>12 of 13</b>

Come mostrato in Figura 12, la variazione di temperature è inferiore a 2°C, è così soddisfatta la richiesta del punto H.

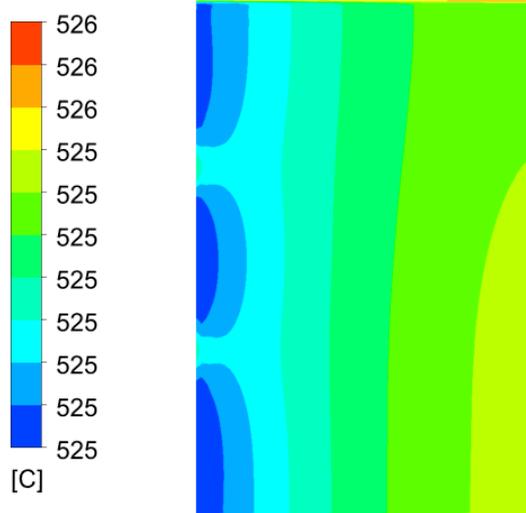


Figura 12: campo di temperatura

## 6. Conclusioni

La geometria del condotto di scarico è stata la base per la generazione del modello numerico. È stata modificata aggiungendo due domini addizionali, a monte e a valle rispettivamente della sezione di ingresso e della sezione di uscita, al fine di ottenere una corretta convergenza della simulazione e un risultato accurato. I risultati della simulazione CFD sono stati mostrati in questo report seguendo le linee guide date dalla norma UNI10169.

I punti "E" "F" e "I" non rientrano nello scopo di questa analisi CFD.

	<b>ANALISI CFD DEL CONDOTTO DI SCARICO DELLA TURBINA A GAS - TC1-2-3 MONTESANO</b>	DOCUMENT CODE <b>SOM6667791</b>	REVISION <b>0</b>
REVISION DESCRIPTION:	PAGE MARKER N/A		SECURITY CODE N
	ORIGINAL JOB <b>2873535</b>	SIZE <b>4</b>	LANGUAGE <b>A</b>
<small>© 2018 Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l., a Baker Hughes, a GE company, LLC ("BHGE") company: the information contained in this document is company confidential and proprietary property of BHGE or its affiliates. It is to be used only for the benefit of BHGE and may not be distributed, transmitted, reproduced, altered or used for any purpose without the express written consent of BHGE.</small>			SHEET <b>13 of 13</b>