



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,  
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



*Ministero dello Sviluppo Economico*

## RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Supporto scientifico allo studio dell'influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC e sull'impiego della tecnologia MCFC per la separazione e la cattura della CO<sub>2</sub>

Parte A: Studio dell'influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC

Parte B: Studio dell'influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC

*U. Desideri, G. Discepoli, G. Cinti, D. Penchini, E. Sisani, S. Proietti, L. Arcioni,  
P. Sdringola, C. Rossi*



SUPPORTO SCIENTIFICO ALL'OTTIMIZZAZIONE DELLA POLVERE DI LITIO ALLUMINATO PER MATRICI MCFC IN PLASTICO ED ALLO STUDIO DELLE CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE E MICROSTRUTTURALI DEGLI ELETTRODI METALLICI (ANODI, CATODI) DA OTTENERE IN PLASTICO

Umberto Desideri, Stefania Proietti, Livia Arcioni, Paolo Sdringola, Claudia Rossi, Gabriele Discepoli, Giovanni Cinti, Daniele PENCHINI, Elena Sisani, Università degli Studi di Perugia, Dipartimento di Ingegneria Industriale  
Settembre 2010

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Produzione e Fonti Energetiche

Tema: Sviluppo di tecnologie innovative per le applicazioni stazionarie cogenerative delle celle a combustibile anche con utilizzo di biogas e biomasse

Responsabile Tema: Angelo Moreno, ENEA

## Sommario

Premessa .....	3
1. Analisi delle caratteristiche della cella e progettazione campagna prove.....	5
1.1. Progettazione potenziamento banco prova .....	8
1.2. Progettazione preliminare.....	9
1.3. Sistema Cella a combustibile.....	11
1.4. Sistema piastre scaldanti.....	12
1.5. Sistema di distribuzione dei gas .....	13
1.6. Sistema di gestione dell'acqua.....	16
1.7. Sistema di Carico.....	17
1.8. Misurazione tensione.....	19
1.9. Carico Meccanico.....	19
1.10. Precisione delle misure .....	20
1.11. Automazione (specifiche software) .....	21
1.12. Collaudo.....	22
2. Progettazione definitiva del banco prova .....	24
2.1. Alimentazione Gas .....	25
2.2. Descrizione della linea anodica e scelta dei relativi componenti.....	45
2.3. Descrizione della linea catodica e scelta dei relativi componenti.....	52
3. INFORMAZIONI CIRCA LA PRESENZA SUL TERRITORIO NAZIONALE DI IMPIANTI DI COGENERAZIONE BASATI SU MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA.....	56
3.1. Dati raccolti e analisi degli indicatori specifici.....	57
3.2. Analisi statistica sugli impianti di cogenerazione in Italia.....	58
3.3. Analisi statistica sugli impianti di cogenerazione in Umbria.....	64
4. DEFINIZIONE DI POSSIBILI COMPOSIZIONI MEDIE E CARATTERISTICHE DEI GAS ESAUSTI IN USCITA DA MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA .....	68
4.1. La cogenerazione, strumento di efficienza energetica .....	68
4.2. La cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.....	69
4.3. Celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC).....	70
4.4. Impiego delle celle MCFC come tecnologia di separazione della CO2 .....	70
4.5. Descrizione degli impianti di cogenerazione e teleriscaldamento oggetto di studio .....	71
4.6. Analisi sperimentale delle emissioni inquinanti prodotte dagli impianti di cogenerazione in esercizio..	72
4.7. Analisi delle emissioni inquinanti prodotte dall'impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Perugia - località Prepo.....	72
4.8. Analisi delle emissioni inquinanti prodotte dall'impianto di cogener. e teleriscaldamento di Norcia.....	81
4.9. Confronto delle emissioni inquinanti prodotte dagli impianti esaminati .....	87

# Parte A

“Studio dell’influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC”

*U. Desideri, G. Discepoli, G. Cinti, D. Penchini, E. Sisani*

## Premessa

La presente relazione costituisce un documento aggiornato al periodo Settembre 2010 relativo alle attività che il Dipartimento di Ingegneria Industriale è incaricato di svolgere, in base all'accordo di collaborazione con l'ENEA, nell'ambito del Progetto CERSE titolato "Studio dell'influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC".

L'insostenibilità del sistema energetico attuale, fondato sull'incondizionato uso di risorse non rinnovabili nonché sul rilascio nell'ambiente di sostanze inquinanti, rappresenta sicuramente la più forte spinta verso la rivoluzione già in atto, rivolta al radicale mutamento dei sistemi di produzione dell'energia. In questo scenario le celle a combustibile assumono un ruolo di valida alternativa ai sistemi di produzione energetica attuali, grazie agli ottimi rendimenti e al basso impatto ambientale che ben si conciliano con le basi di un vero sviluppo sostenibile.

Le MCFC in particolare sono molto promettenti poiché presentano alcuni importanti vantaggi legati all'elevata temperatura di funzionamento:

- reazioni cineticamente favorite: i catalizzatori possono essere di metalli relativamente economici come il nichel;
- possibilità di reforming interno → grande varietà di combustibili;
- alti rendimenti energetici, soprattutto se si recupera il calore in uscita;
- sono poco soggette a stress termici in quanto l'elettrolita è liquido;
- sono inoltre relativamente tolleranti ad alcuni inquinanti presenti nei gas.

Il Dipartimento di Ingegneria Industriale di Perugia, nell'ambito del progetto CERSE ha come obiettivo la riprogettazione e aggiornamento, presso il Fuel Cell Lab, di un banco prova sperimentale per studiare come i contaminanti presenti nel biogas e nei gas d'impianto,

principalmente zolfo, possano incidere sulle prestazioni delle celle MCFC in gas ad alto utilizzo di combustibile e con alti valori d'umidità (fino al 50% in acqua). Le procedure per realizzare i test su banco prova per celle sono state recentemente standardizzate dal Fuel Cell TESTING and STANDARDISATION thematic NETWORK (FCTESTNET), e sono disponibili online al sito <http://www.jrc.nl/fctestnet/>. Nelle procedure sono indicate tutte le informazioni necessarie per definire le misure che devono essere realizzate e le relative precisioni.

Il Fuel Cell Lab ha acquisito esperienza nel corso degli anni in materia MCFC, allestendo un primo banco prova sperimentale per la valutazione delle prestazioni di uno stack di celle a combustibile a carbonati fusi, di potenza elettrica nominale di 1KW, alimentato da diverse tipologie di combustibile derivabili da fonti rinnovabili e non (progetto FISR 02) e, all'interno della stessa collaborazione CERSE, predisponendo un secondo banco finalizzato allo studio di una monocella sottoposte a regime d'inquinamento per di 500 ore alternato con periodi di rigenerazione di 350 ore.

In merito alle specifiche del progetto CERSE e delle procedure già ampiamente utilizzate all'interno del laboratorio le attività sono state strutturate come segue:

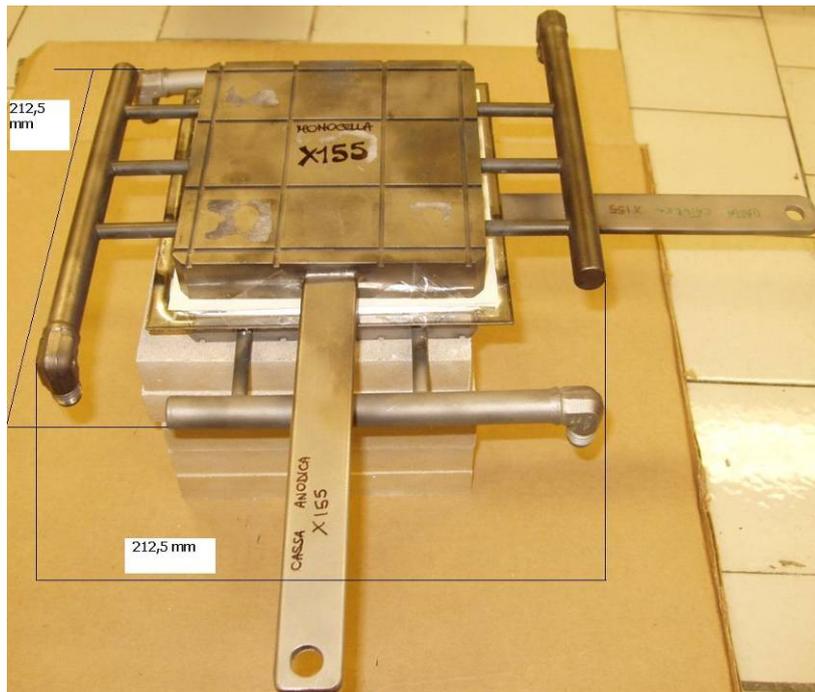
- Analisi delle caratteristiche della cella e progettazione della campagna prove: in tale fase si definisce l'unità da testare e, partendo dalle specifiche tecniche fornite da ENEA e Ansaldo Fuel Cell, si definiscono i test da effettuare e la relativa campagna prove.
- Progettazione potenziamento del banco di prova: in tale fase, partendo dalla campagna prove definita, si designeranno gli aggiornamenti e le migliorie necessarie, si riprogetterà preliminarmente il sistema, si realizzerà la distinta di base dei componenti e la relativa scelta.

- Approvvigionamento dei componenti: verranno ricercati i fornitori per i singoli componenti per ciascuno dei quali verranno richiesti i preventivi. Scelti i fornitori verranno inviati gli ordini .
- Assemblaggio e test singoli componenti: In tale fase verranno assemblati e testati tutti i componenti della test facility per procedere all'inizio della campagna prove .
- Collaudo del banco: terminata la fase di assemblaggio dei singoli componenti, si provvederà alla verifica del corretto funzionamento del banco prima di iniziare le prove di test.
- Prove di avvelenamento con zolfo: Enea fornirà una monocella standard che Uni Perugia provvederà a montare nella postazione di prova MCFC. Su tale monocella verranno simulate diverse composizioni gassose, caratterizzate da differenti coefficienti di utilizzo, e con differenti contenuti di zolfo.
- Elaborazione dei dati: Dopo l'esecuzione della campagna prove, verranno elaborati i dati acquisiti e verrà realizzato un report finale.

## 1. Analisi delle caratteristiche della cella e progettazione campagna prove

La cella a combustibile è costituita da un elettrolita composto da  $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-K}_2\text{CO}_3$ , carbonati alcalini che fondono alla temperatura di operazione di  $650^\circ\text{C}$ , contenuti in una matrice ceramica porosa da  $\gamma\text{-LiAlO}_2$ . Gli elettrodi sono composti a base di nichel, dove un anodo è costituito da Ni-Cr e un catodo di NiO litiato.

L'elettrolita e i due elettrodi sono assemblati insieme. La costruzione ed assemblaggio della monocella sono stati effettuati da Ansaldo Fuel Cell. Questa monocella costruita, ha una superficie attiva di circa  $55\text{cm}^2$ .



**Figura 1. Monocella Ansaldo ARI MCFC**

All'interno del progetto il laboratorio di Perugia svilupperà l'attività di testing di una cella fornita da AFCO tramite ENEA, testing che riguarda la sensibilità della cella a combustibile con percentuali di zolfo nel gas anodico indicate dalla stessa ENEA.

Tali studi rientrano nella valutazione dell'impatto sulle prestazioni della cella quando questa viene alimentata con gas non puri provenienti, ad esempio, da impianti di produzione energia ovvero di biogas o, in generale, con miscele di gas che hanno subito il processo di reforming.

L'attività dovrà testare la reazione della cella alimentate con gas anodici con differenti coefficienti di utilizzo e contenenti differenti percentuali di H<sub>2</sub>S. A tal fine il laboratorio si servirà di un banco prova completo e collaudato per acquisire i dati sperimentali secondo gli standard di precisione stabiliti dalla comunità scientifica.

Il banco prova è progettato per misurare la tensione della cella al variare della corrente, in modo tale da poter costruire la curva di polarizzazione, curva caratterizza la cella e che ne misura l'efficienza.

Per poter considerare scientificamente rilevanti i dati elaborati dal banco prova la cella fornita da ENEA dovrà essere sottoposta alle procedure di START-UP fornite con la cella. In seguito la cella verrà stabilizzata e sarà possibile procedere ai test con l'inquinante.

La campagna prove prevede le seguenti fasi:

- 1 Start up secondo le procedure indicate da AFCo;
- 2 Stabilizzazione con composizione Ref (vedi tabella), polarizzazione;
- 3 Caratterizzazione attraverso polarizzazioni con composizioni Ref B, Biogas e CC1 (una ogni 24 ore);
- 4 Avvelenamento con Ref B + H<sub>2</sub>O: 6 ppm di H<sub>2</sub>S per 72 ore a 5,5 A di corrente;
- 5 Rigenerazione in corrente a 5,5 A;
- 6 Polarizzazioni con composizioni Ref B, Biogas e CC1 (una ogni 24 ore);
- 7 Avvelenamento con CC1: 8 ppm di H<sub>2</sub>S per 300 ore a 5,5 A di corrente;
- 8 Rigenerazione in corrente a 5,5 A;
- 9 Curva caratteristica con CC1;
- 10 Avvelenamento con CC1: 16 ppm di H<sub>2</sub>S per 300 ore a 2,5 A di corrente;
- 11 Rigenerazione in corrente a 2,5 A
- 12 Curva caratteristica con CC1;
- 13 Avvelenamento con CC1: 16 ppm di H<sub>2</sub>S per 300 ore a 5,5 A di corrente;
- 14 Rigenerazione in corrente a 5,5 A;
- 15 Curva caratteristica con CC1;
- 16 Spegnimento.

Alla fine della fase 4, solo in caso di completa rigenerazione della cella, si potrà passare alla fase successiva mentre le fasi di rigenerazione

Per ogni fase è previsto il monitoraggio delle prestazioni della cella valutando le curve di polarizzazione.

Per danneggiare il meno possibile la cella ogni curva prevederà la misurazione del voltaggio aumentando la corrente secondo gradini costanti e prestabiliti.

In seguito sono riportate le concentrazioni dei gas anodici e catodici di riferimento per i test.

PORTATE GAS									
	ANODO						CATODO		
Gas (Nl/h)	N2	CO2	H2	CO	H2O	H2S (ppm)	Aria	N2	CO2
Ref (+H2O)	10	1	10	--	7,05	--	35	--	16
Ref B (+H2O)	13	1	7	--	7,05	0-6	35	--	16
Biogas	--	1,188	3,432	0,484	5,896	--	77,04	26,472	9,437
CC1	--	0,55	3,13	0,3	3,81	0-8-16	73	55,8	4,9

**Figura 2. Composizioni gas anodici e catodici.**

### 1.1. Progettazione potenziamento banco prova

L'attività di progettazione del banco prova è stata suddivisa in due fasi: la progettazione preliminare e quella definitiva. In fase di progettazione preliminare è stata analizzata la campagna prove e il tipo di test da effettuare. A seguito di questa analisi sono emerse le nuove funzionalità che il banco deve essere in grado di dimostrare e, conseguentemente, le tipologie di misure e le strumentazioni da inserire (o modificare), necessarie alla realizzazioni delle stesse. In

fase di progettazione definitiva sono stati individuati i modelli specifici di strumenti ed attrezzature e, in base alle specifiche tecniche di quest'ultimi, è stata completata la progettazione del banco. Nei capitoli successivi sono riportate le attività principali delle due fasi progettuali.

## 1.2. Progettazione preliminare

Il banco prova è progettato per misurare la tensione della cella al variare della corrente, in modo tale da poter costruire la curva di polarizzazione, curva che misura l'efficienza della cella. La stessa strumentazione permette di valutare la tensione di cella mantenendo costante la tensione e valutare eventuali cadute di tensione della cella a carico costante. La cella deve essere mantenuta alla temperatura d'esercizio di 650°C. Tale temperatura è necessaria per raggiungere la temperatura di fusione dell'eutettico di carbonati e per garantire una sufficiente conduttività dell'elettrolita senza comportare problemi di corrosione.

Per poter considerare scientificamente rilevanti i dati elaborati dal banco prova la cella è stata sottoposta alle procedure di START-UP fornite dal costruttore della cella. Anche nella fase successiva di testing, sono state seguite esattamente le specifiche di portate e condizioni termodinamiche valutate in accordo tra ENEA, AFCo ed Università di Perugia ed i risultati ottenuti sono riassunti nei capitoli successivi.

In questo capitolo verranno descritte le varie soluzioni impiantistiche già adottate e quelle necessarie all'aggiornamento e potenziamento della test facility, che hanno portato poi alla scelta dei vari componenti adottati per l'incremento del sistema complessivo.

La stazione di prova è costituita da una monocella, da un sistema di alimentazione dei gas, da un sistema per la realizzazione delle misure e da tutti gli ausiliari necessari per il corretto funzionamento della cella stessa.

La stazione di prova deve principalmente assolvere alle seguenti funzioni:

- assicurare una pressione sufficiente sulla cella;
- mantenere la cella alla temperatura di esercizio;
- mantenere la cella in un'atmosfera inerte;
- alimentare le portate richieste dei vari gas ;
- miscelare i gas e umidificare la portata anodica;
- garantire il carico elettrico desiderato in termini di corrente e tensione;
- misurare tutte le grandezze ed i parametri fondamentali;
- campionare i flussi in ingresso (analisi gascromatografica);
- misurare i flussi in uscita (esausti) sia quantitativamente (misura delle portate) che qualitativamente (analisi gascromatografica);
- garantire le condizioni di sicurezza del personale adetto ai test.

In definitiva il banco prova deve essere in grado di misurare e controllare:

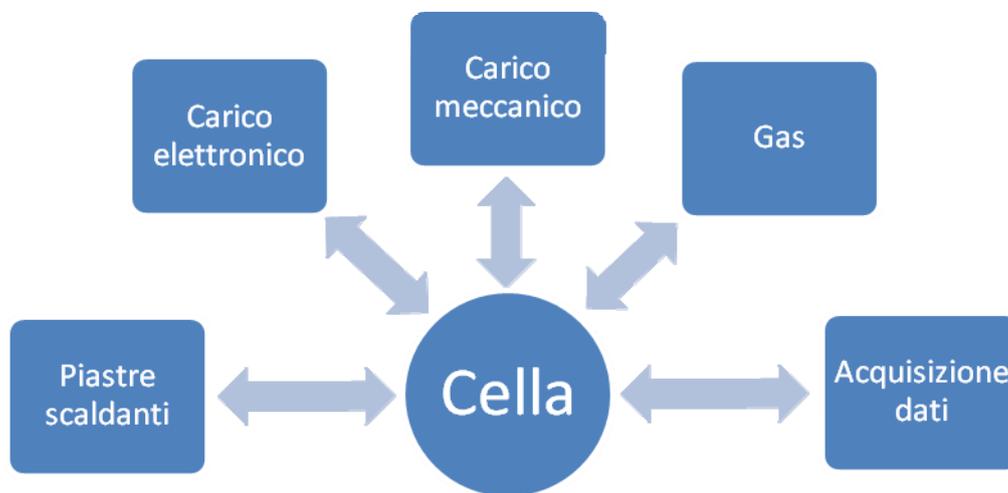
- Portata, temperatura e pressione dei flussi in ingresso;
- La tensione della cella;
- La densità di corrente;
- La temperatura della cella;
- La pressione meccanica sulla cella;
- La temperatura e la pressione della camera inerte contenente la cella.

Queste portano alla definizione dei seguenti sottosistemi:

- Sistema portate gas;
- Sistema di potenza;
- Sistema piastre scaldanti;

- Sistema carico meccanico;
- Sistema di acquisizione dati (tensione e temperature).

La progettazione del banco prova consiste dunque nell'integrazione della progettazione di ogni singolo sottosistema a ciascuno dei quali, forniti degli input, produce degli output ovvero le misure delle variabili che determinano il funzionamento del sottosistema stesso. Il fulcro dei sistemi è rappresentato dalla cella e dal suo funzionamento (Figura 3).



**Figura 3. Schema concettuale dei sottosistemi.**

### 1.3. Sistema Cella a combustibile

La cella a combustibile è costituita da un elettrolita composto da  $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-K}_2\text{CO}_3$  (carbonato che fonde alla temperatura di esercizio), da una matrice di  $\gamma\text{-LiAlO}_2$ , un anodo di Ni-Cr ed un catodo di NiO litiato. La costruzione, assemblaggio e messa in opera della monocella sono stati effettuati da Ansaldo Fuel Cells. La monocella ha una superficie attiva di circa 55 cm<sup>2</sup>.

A causa delle ridotte dimensioni del sistema, il calore generato dalla esotermicità delle reazioni elettrochimiche è inferiore alle dispersioni: la cella deve quindi essere riscaldata. Ciò viene realizzato ponendo la cella stessa tra due piastre di acciaio, riscaldate ciascuna da tre resistenze a temperatura variabile, alloggiare in appositi fori cilindrici praticati all'interno delle piastre stesse.



**Figura 4. Monocella di tipo MCFC Ansaldo ARI.**

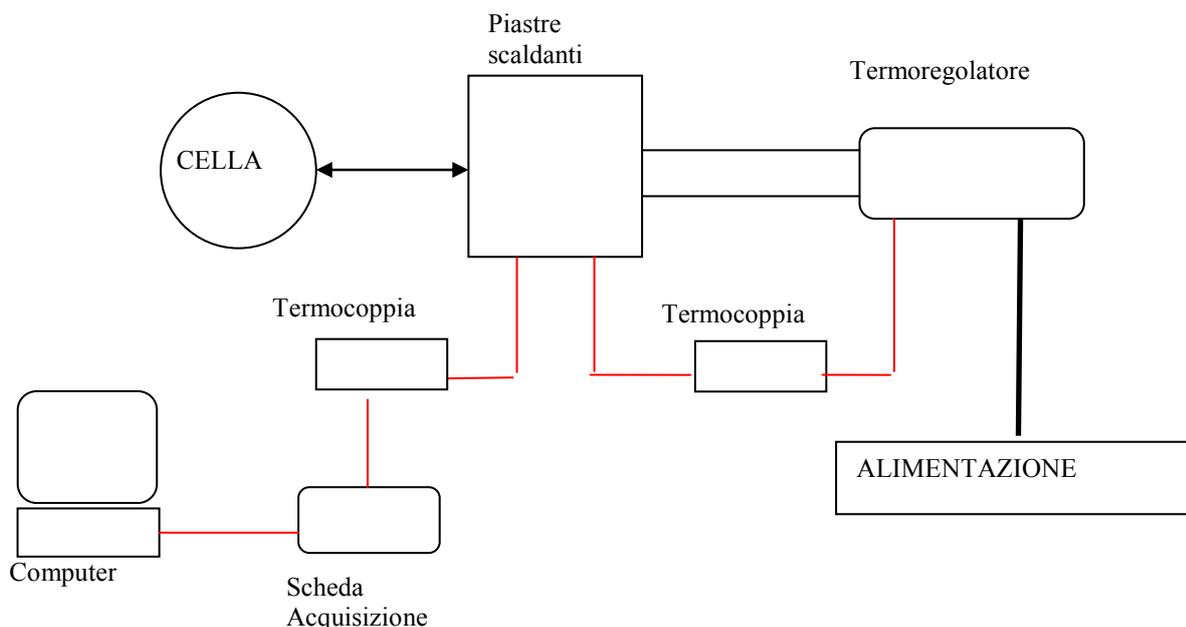
Il sistema di termostatazione deve mantenere la cella alla temperatura di set-point (650 °C) che rappresenta, un compromesso tra la necessità di mantenere allo stato fuso i carbonati e l'esigenza di limitare i fenomeni di corrosione dei materiali.

#### **1.4. Sistema piastre scaldanti**

Come sottolineato nel precedente paragrafo il sistema piastre scaldanti deve controllare la temperatura della cella. E' composto dall'involucro che contiene la cella e dal sistema di alimentazione e regolazione. Lo schema è molto semplice e la regolazione del carico è realizzata direttamente dal termoregolatore utilizzando la possibilità di programmazione dello strumento. Termocoppie misurano la temperatura della cella, una serve al

termoregolatore per la regolazione, l'altra invece fornisce un segnale che viene elaborato da una scheda di acquisizione che si interfaccia direttamente con il computer.

Gli isolanti a diretto contatto con le piastre metalliche riscaldanti sono costituiti da tavolette di materiale ceramico. Tutta la struttura è racchiusa da vari strati di fibra ceramica creando un involucro resistente alla alta temperatura della cella e limitare le dispersioni termiche.



**Figura 5. Schema di funzionamento delle piastre scaldanti.**

È opportuno sottolineare la presenza di un isolante elettrico tra le piastre riscaldanti e la monocella nella forma di un foglio di isolante.

### 1.5. Sistema di distribuzione dei gas

Il sistema di alimentazione dei gas ha il compito non solo di misurare, ma anche di regolare le portate in modo da dosare in ogni istante i quantitativi desiderati. Il sistema prescelto comprende una serie di flussimetri, già utilizzati nella campagna precedente, interfacciate con personal computer in modo da controllarne il set-point. Il sistema di comunicazione dei flussimetri è

stato profondamente cambiato, sfruttando un collegamento seriale su protocollo modbus direttamente collegato al pc tramite convertitore RS-232/Ethernet, che ha permesso il potenziamento del sistema complessivo (aggiunta del flussimetro del monossido di carbonio e possibilità di espandere ulteriormente il sistema) prima vincolato dal numero di porte della junction-box, la cui funzione è ora limitata alla sola alimentazione dei flussimetri, indipendente dal numero di porte della junction-box perché sfrutta un sistema di collegamenti in serie analogo a quello della comunicazione. A seguito di questa modifica è stato possibile rimuovere la scheda dedicata alla junction-box dal pc dedicato all'acquisizione dati.



**Figura 6. Flow Meter Controllers.**

Il dispositivo agisce sulle valvole di regolazione fino a quando il segnale di portata misurato non coincide con quello di set-point.

I gas sono stoccati alla pressione di 200 bar in bombole posizionate nel box esterno al laboratorio. Per ogni gas sono previste due pacchi bombole collegati entrambi ad un sistema di distribuzione, così da escludere il rischio di esaurimento degli stessi durante il periodo di attività della cella: ciò comporterebbe uno squilibrio al suo funzionamento, con possibili danni.

Il collegamento di ciascuna coppia di pacchi bombole dello stesso gas alla rete di distribuzione del laboratorio a 10 bar, attraverso la stazione di controllo comprendente riduttori di primo stadio, porta ai punti presa dove sono alloggiati i riduttori di secondo stadio che permettono la regolazione della pressione sulle linee a valle a 3 bar: quest'ultima è finalmente la pressione richiesta a monte dai flow meters per la regolazione dei gas d'alimentazione alla cella.

All'anodo vengono forniti H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub>O: la cella converte H<sub>2</sub> in H<sub>2</sub>O e CO<sub>2</sub> tramite l'utilizzo degli ioni  $CO_3^{2-}$ . All'anodo viene inoltre inviata la miscela di inquinante (N<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S o H<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S). Al catodo la cella utilizza CO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> per formare ioni carbonato.

Questi gas raggiungono la cella puri o miscelati tra loro secondo percentuali definite nelle procedure. Il sistema di gestione dell'acqua (miscelazione e vaporizzazione) è stato completamente rivisto: l'umidificatore che permette di ottenere in uscita un gas saturo di vapore, condizione corrispondente alle percentuali richieste dalle procedure della precedente campagna, è stato sostituito con strumentazione adeguata (vaporizzatore) a garantire percentuali di vapore richieste dalle nuove composizioni adottate (Biogas e CC1). Il sottosistema portate gas consta dunque dei collegamenti (tubi), strumenti di controllo e misurazione della portata (gas flowmeter controller) e del vaporizzatore. Gli strumenti di misurazione già presenti sono:

- Un flowmeter per il controllo della portata dell'idrogeno (anodo);
- Tre flowmeter per il controllo della portata dell'anidride carbonica (uno all'anodo, due al catodo);
- Due flowmeter per il controllo della portata dell'azoto (anodo e catodo);
- Due flowmeter per il controllo della portata dell'aria (catodo);

- Un flowmeter per il controllo della portata della miscela azoto e idrogeno solforato.
- Gli strumenti da implementare nel sistema sono:
  - Un flowmeter per il controllo della portata della CO (anodo);
  - Un flowmeter per il controllo della portata della miscela idrogeno e solforato (anodo; le miscele Biogas e CC1 non prevedono azoto all'anodo);
  - Sistema di gestione (miscelazione, vaporizzazione e mantenimento in temperatura) dell'acqua.

Il laboratorio celle a combustibile dell'Università degli Studi di Perugia ha ricevuto certificato di qualità ISO 9001. Le procedure di calibrazione dei mass flow controllers rispettano i criteri di certificazione e per questo motivo non vengono riportate nel presente documento.

### **1.6. Sistema di gestione dell'acqua**

La necessità di utilizzare miscele di origine impiantistica porta nuove esigenze da implementare nella postazione: le composizioni CC1 e Biogas hanno un contenuto in acqua prossimo al 50%, cosa che rende inadatto il precedente sistema adottato (un serbatoio riscaldato in vetro contenente acqua deionizzata in cui poter inviare il gas da far gorgogliare: il gas entra nel recipiente in corrispondenza della base e risale verso la superficie libera mescolandosi con l'acqua; il sistema è mantenuto a temperature elevate così da garantire la vaporizzazione dell'acqua e una buona miscela di gas e vapore), scelto per evitare la formazione di depositi carboniosi inviando all'anodo del vapor d'acqua.

Il sistema adottato è costituito da un miscelatore-vaporizzatore che si preoccupa di fornire la quantità corretta di acqua, miscelarla al flusso di gas anodico e portarla a temperatura adeguata

in modo da rendere il flusso complessivo omogeneo e tale da evitare inopportune ricondense dell'acqua. Il rifornimento continuo di H<sub>2</sub>O con caratteristiche adeguate (conducibilità < 0.1  $\mu$ S/cm, zolfo < 30 ppb, alogeni < 60 ppb, rame assente e TDS < 150 ppb) alle postazioni sperimentali sta diventando un problema piuttosto generale nel laboratorio: questo ha spinto a installare nel laboratorio Celle a Combustibile un impianto di distribuzione di acqua che fosse in grado di sopperire alle esigenze sia qualitative che quantitative delle varie postazioni, derivando acqua dalla normale linea che rifornisce il laboratorio e trattandola con un sistema di deionizzazione che ne garantisca il rientro nei parametri già specificati.

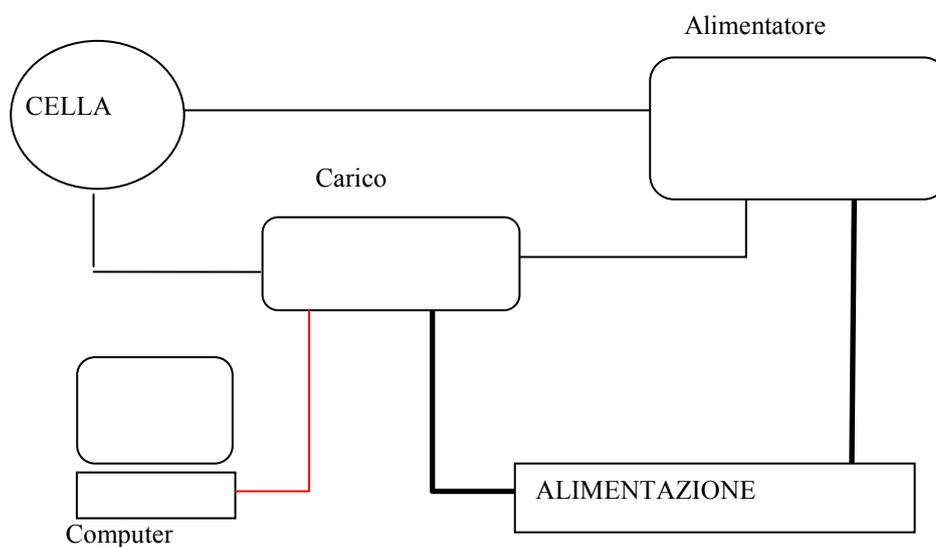
### 1.7. Sistema di Carico

Il compito del **carico elettrico** è quello di dissipare la potenza elettrica prodotta dalla monocella e di mantenere la cella nelle volute condizioni o di tensione o di corrente al fine di individuare il valore dell'altra grandezza. Il carico deve altresì offrire la possibilità di variare la grandezza prescelta, all'interno del range permesso dal sistema, secondo programmi prestabiliti.

La monocella lavora in condizioni molto dissimili da quelle che caratterizzano i sistemi di generazione elettrica utilizzati nelle comuni applicazioni. Essa fornisce una differenza di potenziale tra gli elettrodi di tipo continuo che come visto si aggira intorno agli 0.6 - 0.7 Volts. Se prendiamo in considerazione una monocella di dimensioni comuni, ovvero una lastra di 10 cm per 10 cm, in base alle intensità di corrente sopra esposte in precedenza si ottengono correnti dell'ordine dei 10 Ampers. Ci troviamo di fronte ad un generatore con bassissima differenza di potenziale agli elettrodi ed elevatissime correnti.

Questa peculiarità rende difficile la gestione del carico elettrico e la misura della corrente. Ipotizzando, per esempio, la tensione della cella pari a 0,6 V e una corrente di 10 A, abbiamo una resistenza del carico elettrico pari a 0,06  $\Omega$ . Inoltre, i misuratori di corrente, per rilevare una

misura attendibile, devono avere una resistenza elettrica interna inferiore dell'1% rispetto a quella del carico elettrico, vale a dire circa  $0,0006 \Omega$ . Per questo viene introdotto un carico elettronico in grado di regolare in modo affidabile la corrente che circola sul circuito. Poiché però il carico elettronico per un funzionamento ottimale deve operare in campi di tensioni maggiori di 3 V, irraggiungibili dalla sola cella, nel circuito viene introdotto un alimentatore che compensa le perdite elettriche del circuito e fornisce al carico la tensione richiesta.



**Figura 7. Schema del sistema di potenza**

Occorre notare che, per operare in tensione costante, il carico elettronico deve avere le prese di tensione direttamente collegate al generatore sotto test. Il generatore Booster deve garantire la tensione desiderata con una corrente almeno pari a quella di picco richiesta. Anche se questa soluzione compensa la tensione minima richiesta presenta degli svantaggi. In primo luogo i disturbi del Booster vanno ad influenzare le misure; in secondo luogo occorre sovradimensionare il carico poiché deve dissipare la potenza sotto test e quella erogata dal Booster. Un altro pericolo consiste nell'inversione della polarità del generatore sotto test; occorre quindi inserire un circuito di protezione che limiti la corrente circolante quando si abbia inversione.

Il sistema utilizzato in questa sperimentazione è commercializzato da Agilent Technologies, con un Load mainframe N3301A ed un Load module 3306 di cui in seguito verrà fornita una descrizione dettagliata. Non è superfluo sottolineare che la gestione dell'intero impianto dovrà essere eseguita tramite computer attraverso una opportuna programmazione.

### 1.8. Misurazione tensione

Il sottosistema di misurazione della tensione è forse il più importante e senza dubbio il più semplice. Per misurare la tensione è previsto un collegamento tra i morsetti sulla cassa della cella ANSALDO e uno strumento di misurazione e visualizzazione, individuato nel carico elettronico che è già presente nella configurazione attuale del banco: questo strumento è dotato di un ingresso indipendente dal circuito delegato al transito della corrente. Questo secondo ingresso è collegato ad un voltmetro di precisione che può essere letto in remoto da un computer attraverso la presa dati seriale dedicata del carico elettronico.

### 1.9. Carico Meccanico

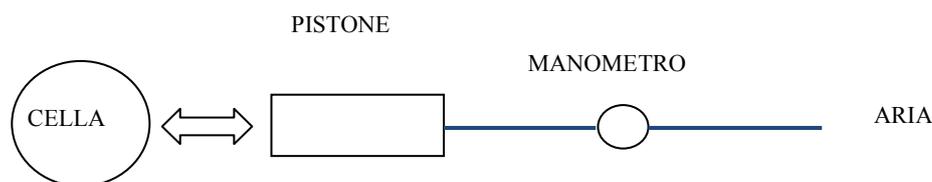


Figura 8. Schema di funzionamento del carico meccanico.

La cella necessita di una pressione compresa tra 1 e 3 Kg/cm<sup>2</sup> per garantire la coesione fra gli elettrodi e l'elettrolita. Il sistema che garantisce questa forza deve essere tale da garantire costanza anche in presenza di dilatazioni termiche differenziali. Perciò si è deciso di far agire un pistone ad aria compressa sulla cella poiché tale sistema è quello che, in maniera migliore, consente di impostare e mantenere costante la forza che agisce sulla stessa.

Il sistema è composto da un compressore che porta in pressione un serbatoio necessario a garantire la continuità dell'alimentazione d'aria anche in seguito ad interruzioni dell'alimentazione elettrica.

A valle del compressore è posto un regolatore che riduce la pressione a quella desiderata in quanto ad ogni pressione corrisponde una determinata forza sul pistone. Segue una valvola di sicurezza ed il distributore alimentare del pistone.

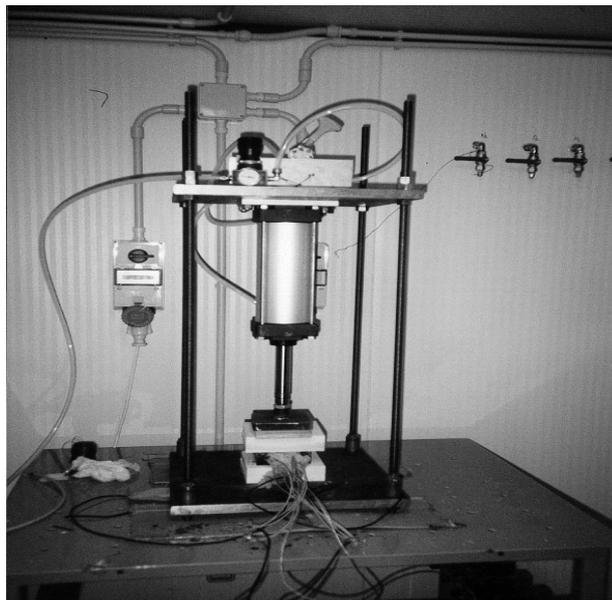


Figura 9. Sistema di pressurizzazione.

### 1.10. Precisione delle misure

La tabella di seguito riportata, indica la precisione con cui sono misurate alcune grandezze di interesse.

Grandezza	Range	Precisione
Densità di corrente	0,05 – 0,3 A cm <sup>-2</sup>	± 2 % (rel)
Temperatura	0 – 700 °C	± 5 °C
Tensione cella	0,4 – 1,1 V	± 2 % (rel)

Figura 10. Precisione delle misure.

La precisione delle misure è regolata dalle procedure FCTESTNET e dalle operazioni definite dall'ANSALDO. Gli stessi documenti forniscono anche i range di portata a cui spesso gli errori si riferiscono (errori relativi).

### **1.11. Automazione (specifiche software)**

L'automazione di tutte le operazioni descritte può essere realizzata tramite il computer ed un software perché tutte le strumentazioni hanno un interfaccia informatica e sono in grado di scambiare informazioni digitali con l'elaboratore. L'automazione è necessaria per il controllo dei flowmeter che può essere realizzato solo dal computer.

Per il potenziamento di questo banco prova è prevista l'aggiornamento dell'automazione del carico elettronico (oltre che impostare la corrente nel circuito cella-carico-booster dovrà essere in grado di leggere la tensione di cella), dei flowmeter (poiché la nuova configurazione obbliga a un diverso approccio nella comunicazione) e del sistema di gestione dell'acqua (completamente nuovo) che dovrà definire (e misurare) sia le quantità di acqua inserita nella linea anodica che la temperatura alla quale questo processo avverrà; inoltre il computer riceve in ingresso le varie temperature rilevate in punti strategici del banco attraverso una scheda di acquisizione specializzata NI, anche questa inserita ex-novo. Riassumendo le informazioni gestite sono:

- Portata dei flowmeter (impostazione e lettura);
- Corrente impostata sul carico elettronico (impostazione e lettura);
- Tensione della cella da carico elettronico (lettura);
- Temperature cella, piastre, camera inerte (lettura);
- Portata flowmeter acqua (impostazione e lettura);
- temperatura di miscelazione acqua-gas (impostazione e lettura).

Il software che gestisce tutte le informazioni è il sistema di controllo. Il sistema di controllo ha un'interfaccia grafica che permette di inserire degli input e di leggere gli output in modo intuitivo.

### **1.12. Collaudo**

Il collaudo serve a verificare il corretto funzionamento del banco prova prima di iniziare le prove di test. Serve a prevenire eventuali errori di misura dati da un settaggio sbagliato degli strumenti o da errori nei collegamenti. Ovviamente il collaudo definitivo è il primo test con cella funzionante. Dato l'alto costo di una cella e il rischio di danneggiarla durante i test è bene realizzare una serie di collaudi prima di procedere alle misurazioni vere e proprie. Ogni componente e ogni sottosistema deve essere collaudato separatamente ed in seguito si procede a collaudare il funzionamento di due o più sistemi insieme. Durante la procedura di collaudo si presuppone che tutti gli strumenti di misura siano tarati e calibrati. Per collaudare il sottosistema di portata dei gas bisogna principalmente verificare:

- Il corretto collegamento tra i raccordi idraulici;
- Il corretto scambio di informazioni tra gli strumenti di misura e il computer.

Per accertare che il banco tubi sia collegato correttamente e che non ci siano perdite di pressione bisogna verificare con un manometro che la pressione all'ultimo collegamento sia la stessa che esce dal riduttore di secondo stadio compatibilmente con le normali perdite di pressione dei tubi. Se si verificano perdite di pressione è necessario ripetere la procedura per tutti i tratti di tubo. Il collaudo del sistema di comunicazione tra flowmeter e computer è più complesso perché comprende più componenti: i flowmeter, i cavi di collegamento con il convertitore RS-232/ RS-485/Ethernet, il collegamento con il computer, la scheda di acquisizione ed infine il sistema di

controllo. In realtà quest'ultimo collaudo viene realizzato durante la calibrazione dei flowmeter, anzi la calibrazione stessa non è altro che l'adattamento del sistema di controllo alla condizione di funzionamento del flowmeter. Se nessun segnale arriva al computer si procede sostituendo ogni componente con uno equivalente disponibile in laboratorio per verificare se si tratta di un elemento difettoso. Se il problema persiste allora si può ipotizzare un problema software riguardante i driver della scheda di acquisizione o il sistema di controllo. Per collaudare il sistema di tensione basta inserire un generatore di tensione (pila) al sensore e verificare che il sistema di controllo legga correttamente il dato in ingresso. Per collaudare il sistema di potenza bisogna inserire nel circuito elettrico un generatore di corrente o più semplicemente si può chiudere il circuito. Le prove da fare sono verificare che il carico riceva il segnale dall'elaboratore e che tensione e corrente siano correttamente misurate. Il controllo sulla misura può essere fatto confrontando le due letture di amplificatore e carico elettrico, calcolando che la differenza di tensione deve essere pari a quella prodotta dalla cella. Il sistema piastre scaldanti può essere collaudato verificando tramite le due termocoppie che la temperatura raggiunta è quella effettivamente settata nel termoregolatore. Il carico meccanico può essere collaudato verificando con apposita strumentazione (cella di carico o anche semplice bilancia) che la pressione fornita è effettivamente quella settata sul manometro. Non è possibile verificare che tale pressione sarà interamente trasferita al manifold che contiene la cella.

## 2. Progettazione definitiva del banco prova

Il lay-out definitivo del banco prova, al quale si farà riferimento anche nei paragrafi successivi è quello riportato in figura.

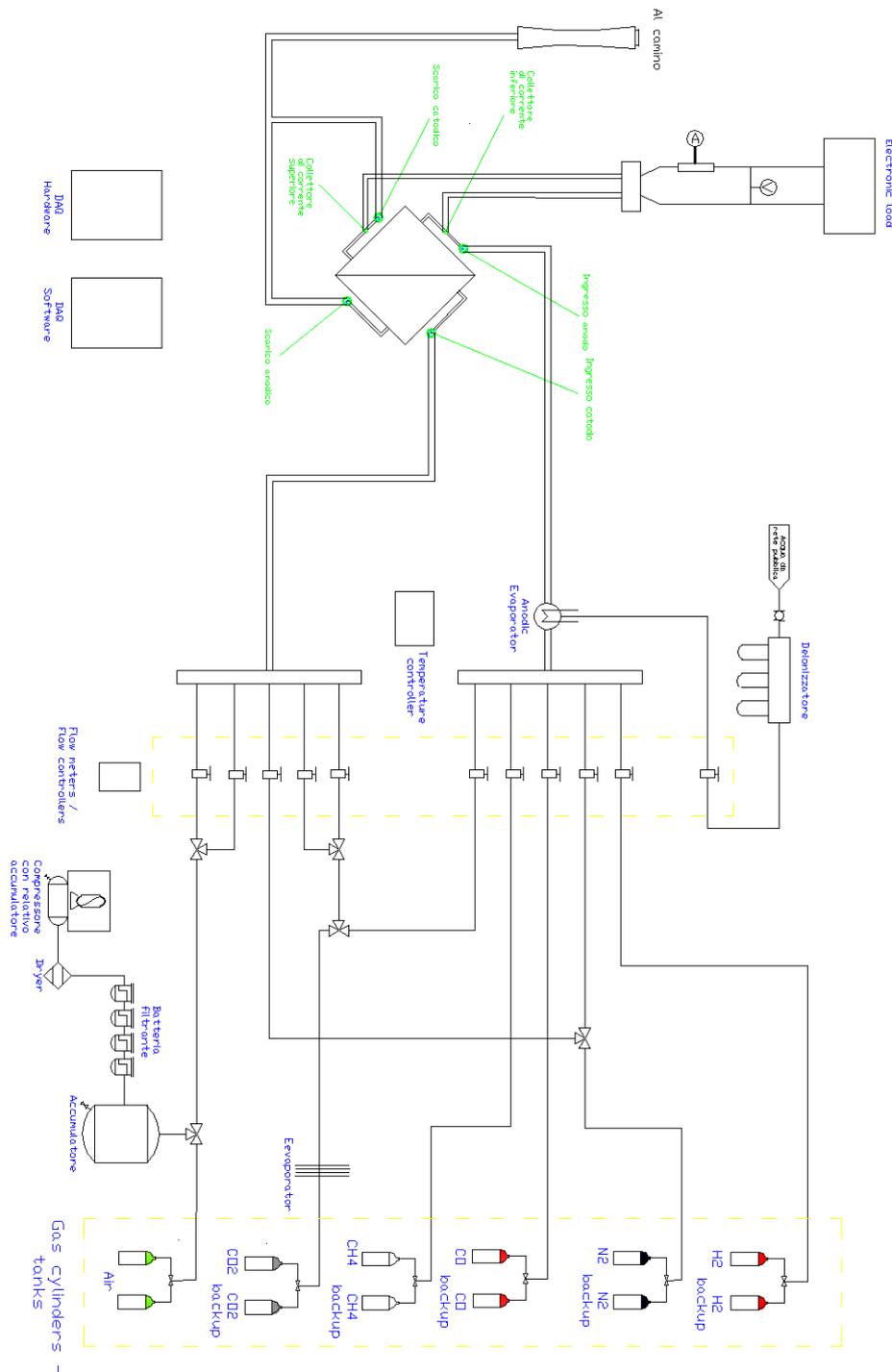


Figura 11. Schema della test facility.

## 2.1. Alimentazione Gas

I gas tecnici stoccati nei pacchi bombole a pressioni dell'ordine dei 200 bar vengono fatti espandere nelle centrali di scambio fino a raggiungere un valore di pressione pari a quello della linea con cui vengono distribuiti alle utenze.

Lo schema definitivo del sistema di distribuzione dei gas che permette l'alimentazione delle utenze all'interno del laboratorio è rappresentato in Allegato 1; in esso è mostrato lo sviluppo del lay-out di impianto con le relative tubazioni utilizzate, le caratteristiche tecniche del sistema (pressione e temperatura massime di esercizio) e la distribuzione dei strumenti di misura e dei componenti utilizzati per la realizzazione della linea.

Volendo descrivere nel dettaglio il sistema, i gas che escono dai pacchi bombola vengono fatti passare per il riduttore di primo stadio della centrale di decompressione, e vengono distribuiti alle utenze tramite tubazioni di acciaio inossidabile AISI 319 del diametro esterno di 10 mm e interno di 6 mm realizzati mediante trafilatura a freddo. Tali tubazioni quindi distribuiscono gas alla pressione di 10 bar e sono caratterizzate da una temperatura operativa di funzionamento variabile dai  $-5^{\circ}\text{C}$  di inverno fino ai  $50/60^{\circ}\text{C}$  del periodo estivo.

La parete interna delle tubazione di acciaio, essendo destinata alla distribuzione di gas tecnici di elevata purezza, è stata sgrassata in fase di montaggio e lavata mediante flussaggio in azoto prima del collaudo in modo da eliminare ogni piccolo residuo di impurità accumulato durante il montaggio del sistema.

Ogni linea di distribuzione gas è in grado di alimentare tre separate utenze all'interno del laboratorio, e per ogni utenza è installato un riduttore di secondo stadio che permette la riduzione e la regolazione della pressione del gas di linea fino al valore di 3 bar, valore di pressione richiesto da specifica all'ingresso dei flow-meter.

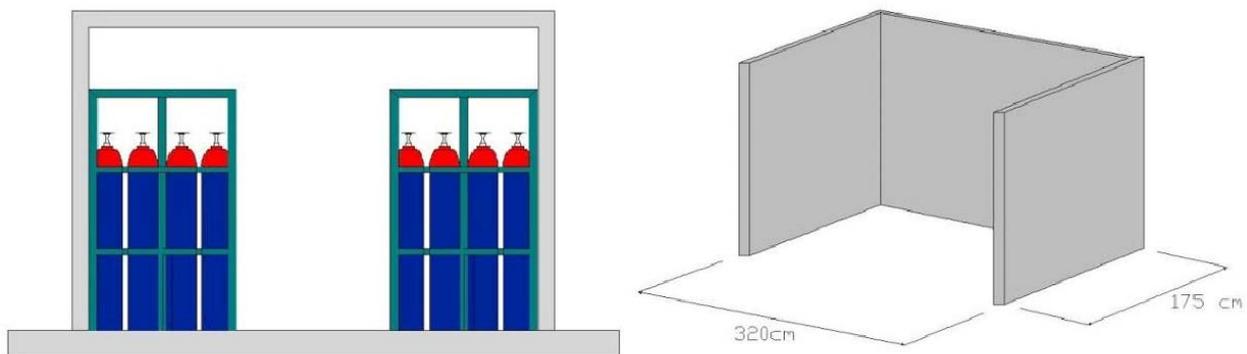
Per la linea dell'aria è previsto un quarto stacco che viene utilizzato come aria servizi all'interno del laboratorio.

Nei paragrafi seguenti sono descritte singolarmente le diverse linee di gas tecnici presenti all'esterno del laboratorio.

## **P10: Sistema di stoccaggio Idrogeno**

Il gruppo di stoccaggio dell'idrogeno, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 2, è costituito da due pacchi di 16 bombole l'uno, con capacità di 160 m<sup>3</sup> per pacco.

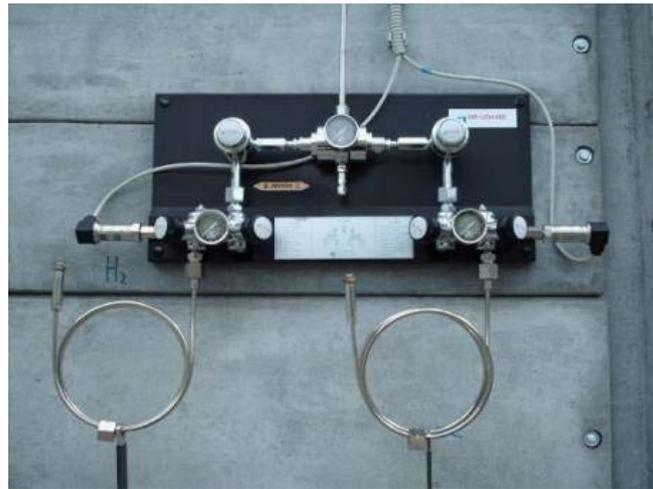
Ciascun pacco bombole, contenente idrogeno puro al 99.999%, è alloggiato in un apposito box adiacente al laboratorio; il box è costituito da pannelli e montanti realizzati in cemento armato vibrato su maglia di rinforzo interno di acciaio, assemblati fra loro mediante bulloneria zincata per la formazione di una doppia parete perimetrale. Il vano di stoccaggio misura 320x175 cm (figura successiva).



**Figura 12. Box stoccaggio idrogeno.**

I gas stoccati nel box, prima di essere inviati all'interno del laboratorio mediante una linea di alimentazione gas, vengono fatti passare attraverso una centrale di riduzione di primo stadio tipo KCOA 210-25.

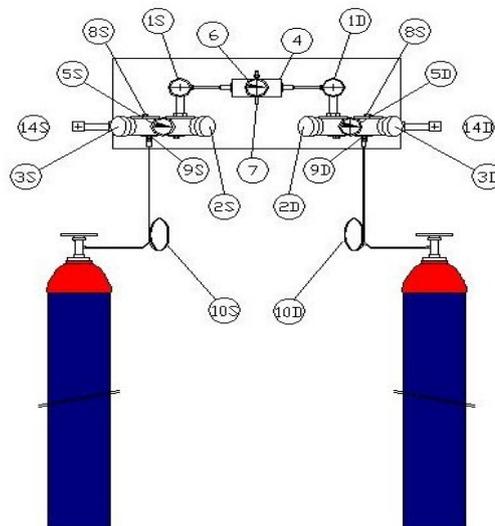
Tale centrale, concepita per la messa in opera di tutti i gas ad alta purezza, garantisce la continuità di esercizio poiché tale componente, dotato di un sistema di scambio automatico tra pacco bombole master e quello slave, bypassa automaticamente l'utenza da una pacco bombola esaurito a uno pieno montato in parallelo.



**Figura 13. Centrale KCOA 210-25.**

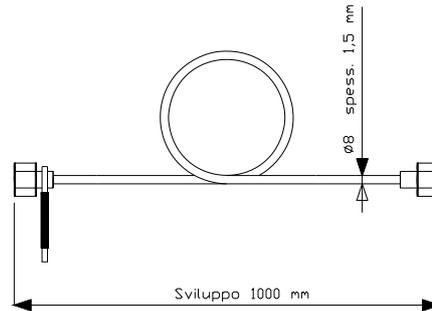
I pacchi bombola sono collegati a questa centrale (Fig.3.6) mediante due serpentine flessibili (10S e 10D) in acciaio inox AISI 316L adatte per quasi tutti i gas, compresi quelli corrosivi.

Tali serpentine sono dotate di una maniglia mobile da sistemare in posizione di sicurezza dopo il serraggio del dado alla bombola.



**Figura 14. Schema della centrale KCOA 210-25.**

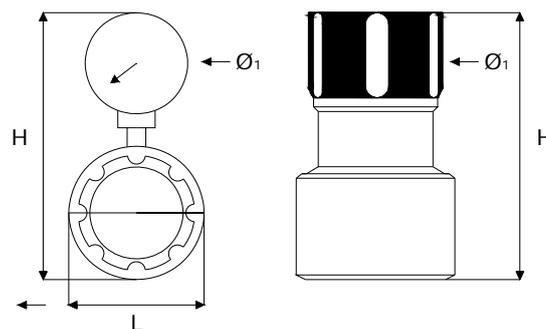
Le serpentine hanno uno sviluppo di 1000mm, un diametro esterno di 8mm e un diametro interno di 5mm (Figura 15)



**Figura 15. Serpentina flessibile.**

La pressione di stoccaggio dell'idrogeno che è di circa 200 bar, viene visualizzata mediante un manometro (5S e 5D) e siccome questo valore supera quella di utilizzo di impianto (5 bar), è necessario interporre tra le bombole di stoccaggio e i flow meters, due dispositivi di riduzione della pressione. La prima valvola (1S e 1D), montate sulla centrale KCOA 210-25 riduce la pressione da 200 bar a 10 bar mentre la seconda (che si trova all'interno del laboratorio) da 10 bar a 3 bar.

Nel P&ID la prima valvola 1S e 1D vengono indicati con la nomenclatura PCV.HG03 e PCV.HG01 mentre la seconda è indicata con PCV HG05.



**Figura 16. Riduttore di pressione.**

La centrale KCOA 210-25 oltre a contenere i riduttori di pressione è costituita anche da:

- Due valvole a membrana di linea (2S e 2D)

- Due valvole a membrana di spurgo (3S e 3D)
- Due valvole di ritegno (9S e 9D)
- Un inversore automatico che garantisce la continuità di flusso anche durante la sostituzione delle bombole.
- Manometro per la lettura della pressione ridotta (6), indicate nel P&ID come PI.
- Due trasduttori di pressione (14S e 14D).

I trasduttori di pressione (Fig.17) comandano un modulo di allarme acustico e luminoso che entra in funzione quando il grado di pressione scende sotto il limite di sicurezza stabilito. Il modulo di allarme a doppia lettura AM2, per centrali ad inversione automatica, è montato all'interno del laboratorio e permette tramite dei LED di visualizzare lo stato di carica in percentuale delle bombole.



**Figura 17. Trasduttore di pressione.**

Nella tabella sottostante sono riportati i parametri di funzionamento della centrale KCOA 210-25.

<b>Modello</b>	<b>Pressione Max entrata (bar)</b>	<b>Pressione 1° stadio Pressione 2° stadio</b>	<b>Portata nominale (Nm<sup>3</sup>/h)</b>
----------------	----------------------------------------	----------------------------------------------------	------------------------------------------------

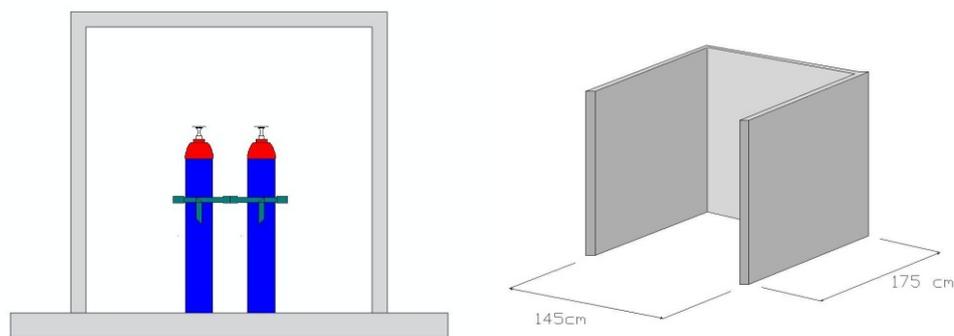
KCOA 210-25	250	10 3	25
-------------	-----	---------	----

**Figura 18. Parametri funzionamento centrale KCOA 210-25.**

### **P20: Sistema di stoccaggio Metano**

Il gruppo di stoccaggio del metano, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 3, è costituito da 2 bombole della capacità di 10 m<sup>3</sup> l'una.

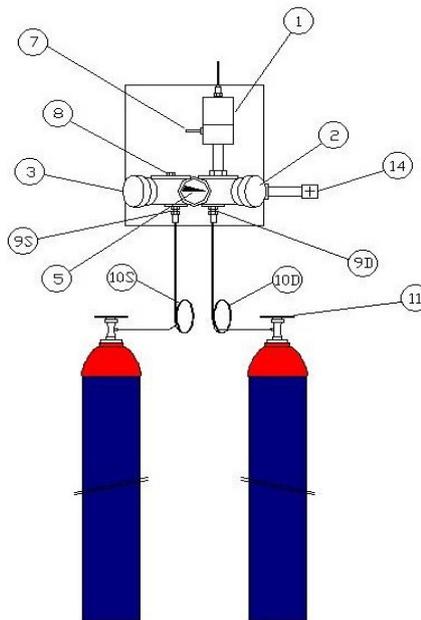
Ciascuna bombola, contenente metano puro al 99.95%, è stoccata in un apposito box adiacente al laboratorio della misura 145x175 cm.



**Figura 19. Box stoccaggio metano.**

I gas stoccati nel box, prima di essere inviati all'interno del laboratorio mediante una linea di alimentazione gas, vengono fatti passare attraverso una centrale di scambio manuale del tipo KCO 210-10 dove la pressione di bombola viene ridotta dalla pressione di stoccaggio del gas fino al valore della pressione di esercizio della linea di circa 3-4 bar.

I pacchi bombola sono collegati a questa centrale mediante due serpentine flessibili in acciaio inox AISI 316L della stessa tipologia già descritta nel paragrafo precedente.



**Figura 20. Schema della centrale KCO 210-10.**

Lo schema di distribuzione è sostanzialmente analogo a quello già descritto per il Package P10 di distribuzione dell'idrogeno, con la differenza che in questo caso vi è un unico riduttore di pressione e conseguentemente un unico trasduttore di pressione; si rimanda al relativo P&ID in allegato per la descrizione dettagliata dei vari componenti.

Nella tabella sottostante sono riportati i parametri di funzionamento della centrale KCO 210-10

Modello	Pressione Max entrata (bar)	Pressione 1° stadio	Portata nominale (Nm <sup>3</sup> /h)
KCOA 210-10	200	3	10

**Figura 21. Parametri funzionamento centrale KCO 210-10.**

### **P30: Sistema di stoccaggio Monossido di carbonio**

Il gruppo di stoccaggio del monossido di carbonio, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 4 è costituito da due pacchi di 16 bombole ciascuno, con capacità di 160 m<sup>3</sup> per pacco.

Ciascuna bombola contiene monossido di carbonio puro al 99,0%, le bombole raggruppate in pacchi sono stoccate in un apposito box adiacente al laboratorio della stessa tipologia e delle stesse dimensioni del box dell'idrogeno.

I due pacchi bombola sono collegati in parallelo alla centrale di scambio automatica KCOA 210-25, identica a quella già descritta per il Package P10.

Anche per il monossido di carbonio quindi, il gas che esce dai pacchi bombola ad una pressione di circa 200 bar viene fatto passare attraverso due stadi di riduzione e portato a 3 bar all'ingresso dei flow-meter.

Nel relativo P&ID in allegato sono comunque indicati tutti i singoli componenti del gruppo di stoccaggio in questione.

#### **P40: Sistema di stoccaggio Biossido di carbonio**

Il gruppo di stoccaggio del biossido di carbonio, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 5 è costituito da due pacchi di 16 bombole ciascuno, con capacità di 160 m<sup>3</sup> per pacco.

Ciascuna bombola contiene biossido di carbonio puro al 99,0%, le bombole raggruppate in pacchi sono stoccate in un apposito box adiacente al laboratorio sempre della stessa tipologia e delle stesse dimensioni del box dell'idrogeno.

Anche per la CO<sub>2</sub> i due pacchi bombola sono collegati in parallelo alla centrale di scambio automatica KCOA 210-25, identica a quella già descritta per il Package P10, ed il gas che esce dai pacchi bombola ad una pressione di circa 200 bar viene portato per mezzo dei due stadi di riduzione a 3 bar all'ingresso dei flow-meter.

Nel P&ID in allegato sono al solito indicati tutti i singoli componenti del gruppo di stoccaggio in questione.

### **P50: Sistema di stoccaggio Azoto**

Il gruppo di stoccaggio dell'azoto, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 6, è costituito da due pacchi di 16 bombole l'uno, con capacità di 160 m<sup>3</sup> per pacco.

Ciascuna bombola, contenente azoto puro al 99.999% è installata in un apposito box adiacente al laboratorio, della stessa tipologia e dimensione di quello dell'idrogeno.

I gas stoccati nel box, prima di alimentare le linee di distribuzione, vengono fatti espandere attraverso la centrale KCO 210-25, già descritta precedentemente.

Si rimanda ai P&ID in allegato per un elenco dettagliato di tutti i componenti presenti nel sistema di stoccaggio e distribuzione dell'azoto.

### **P60: Sistema di stoccaggio Aria**

La soluzione tecnica utilizzata per lo stoccaggio e la distribuzione dell'aria compressa per alimentare le utenze di laboratorio è concettualmente differente da quella adottata per gli altri gas tecnici.

A dispetto degli altri package, dove erano presenti due pacchi bombole montati in parallelo di cui il primo in funzione e il secondo di back-up, nel package P60 il cui P&ID è riportato in Allegato 7, si è deciso di adottare come sistema di approvvigionamento di aria compressa un sistema ibrido composto da un compressore master funzionante in parallelo con un pacco di 16 bombole di aria tecnica.

Tale scelta è stata dettata dall'elevato consumo di aria per l'alimentazione dei lati catodici dei due banchi prova presenti in laboratorio (circa 6 m<sup>3</sup>/h) e degli altri strumenti presenti come ad esempio gli attuatori pneumatici per esercitare il carico meccanico sulle celle.

Il funzionamento del sistema è abbastanza elementare: come è ben visibile dal P & ID del package P60, per basse richieste di aria compressa il compressore funziona in carica producendo aria compressa che va a riempire un polmone di accumulo.

Il polmone di accumulo svolge nel sistema un duplice compito: quella principale è di smorzare le oscillazioni di pressione causate dai cicli di carica e scarico del compressore stesso e quella secondaria, ma non di minore importanza ai fini del processo, è quella di garantire un accumulo di aria compressa in caso di breve mancanza di alimentazione elettrica.

Il pacco bombole, installato in parallelo al compressore, è stato previsto per garantire la continuità di esercizio in due casi:

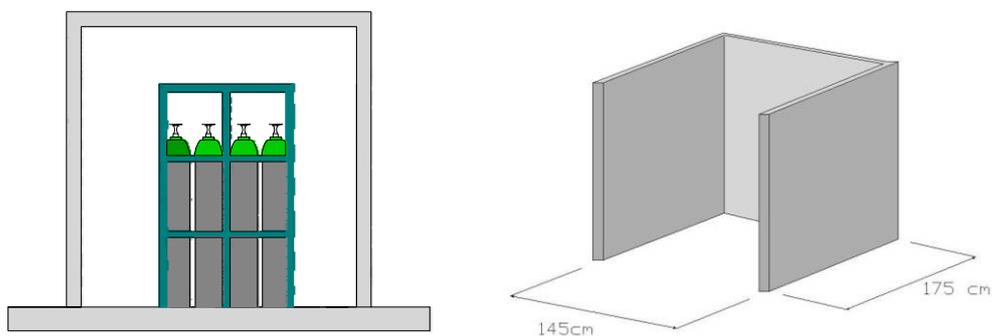
- prolungata assenza di rete: nel caso di mancanza dell'alimentazione elettrica in maniera continuativa e prolungata, quando la pressione del polmone di accumulo scende al di sotto del valore di 5 bar la valvola di by-pass, tarata al medesimo valore di pressione, commuta l'alimentazione della linea di distribuzione dell'aria sul pacco bombole di back-up garantendo, nel caso di massimo consumo un'autonomia del sistema di oltre 24 ore;
- insufficienza del compressore: qualora l'utenza assorbisse una portata massima di quella erogata dal compressore, la pressione della linea scenderebbe sotto al valore di 5 bar, valore che causerebbe l'apertura immediata della valvola posta sul pacco bombole, garantendo così la dovuta continuità di funzionamento.

Andiamo a descrivere in particolare tutti i componenti della linea, prendendo in considerazione separatamente il sistema master costituito dall'insieme compressore, batteria filtrante e polmone di accumulo ed il sistema slave del pacco bombole.

Il gruppo di stoccaggio dell'aria slave è costituito da un pacco di 16 bombole per una capacità complessiva di 160 m<sup>3</sup> di aria tecnica specie alpha-gaz 1.

Essendo l'aria un comburente stoccato alla pressione di circa 200 bar, per ragioni di sicurezza si è reso necessario l'alloggiamento del pacco bombole in un apposito box, di misura 145x175 cm, adiacente al laboratorio realizzato mediante pannelli e montanti in Cemento Armato Vibrato, assemblati fra loro mediante bulloneria atta a garantire la necessaria protezione in caso di deflagrazioni o scoppi di bombole.

Le bombole in questione sono riconoscibili visivamente rispetto alle altre bombole in quanto il corpo è di colore grigio mentre l'ogiva è di colore verde chiaro (Fig.20).



**Figura 22. Box stoccaggio aria.**

I gas stoccati nel pacco bombole, prima di essere inviati all'interno della linea di distribuzione gas, vengono fatti passare attraverso una centrale denominata ML1 240-10-50, concepita per l'espansione dei gas tecnici in pressione. Tale centrale è stata modificata con l'aggiunta della valvola di by-pass precedentemente citata.



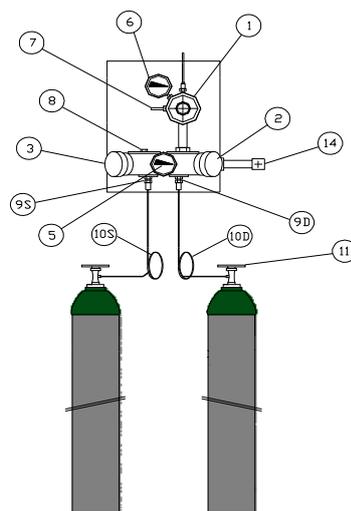
**Figura 23. Centrale ML1 240-10-50.**

Il pacco bombole è collegato alla centrale di riduzione e by-pass mediante una serpentina flessibile in acciaio inox AISI 316L (10S e 10D) con sviluppo lineare di 1000mm, un diametro esterno di 8mm e un diametro interno di 5mm.

La pressione di stoccaggio dell'aria di circa 200 bar è visualizzata mediante un manometro (5), la prima valvola (1) montata sulla centrale ML1 240-10-50 riduce la pressione da 200 bar a 10 bar mentre la seconda (che si trova all'interno del laboratorio) porta il valore di pressione dai 10 bar a 3 bar.

La centrale ML1 240-10-50 oltre ai riduttori di pressione prevede anche:

- una valvola a membrana di linea (2) che è indicata nel P&ID come V.AI01;
- una valvola a membrana di spurgo (3), che è indicata nel P&ID come V.AI02;
- due valvole di non ritorno (9S e 9D), indicate nel P&ID come CV.AI01 e CV.AI02;
- manometro per la lettura della pressione ridotta (6), indicate nel P&ID come PI;
- un trasduttore di pressione (14).



**Figura 24. Schema della centrale ML1 240-10-50.**

Nella tabella sottostante sono riportati i parametri di funzionamento della centrale ML1 240-10-50

Modello	Pressione Max entrata (bar)	Pressione 1° stadio Pressione 2° stadio	Portata nominale (Nm <sup>3</sup> /h)
ML1 240-10-50	240	10 3	50

**Figura 25. Parametri funzionamento centrale ML1 240-10-50.**

Il compressore installato presso il laboratorio è un compressore a vite lubrificato di tipo industriale dotato di essiccatore integrato per l'abbattimento dell'umidità; in serie all'uscita, è collegato a una batteria filtrante composta da n°4 filtri per abbattere i livelli di umidità e inquinanti presenti nell'aria compressa.

La scelta del compressore a vite lubrificato di tipo industriale è stata dettata dal fatto che questi componenti offrono principalmente due vantaggi:

- i compressori a vite lubrificati di tipo industriale possono lavorare con continuità con un grado di affidabilità prossimo al 100 %, l'unica interruzione è causata da un fermo macchina programmato di 1/2 volte all'anno per la manutenzione ordinaria (in genere ogni 4000 ore di funzionamento continuo);
- i compressori a vite lubrificati presentano una minore usura degli oil free, risulta inoltre possibile ottenere aria sufficientemente pura adottando un'idonea batteria filtrante per olio posta a valle dell'uscita dell'essiccatore così da ottenere aria compressa con le stesse caratteristiche chimiche di purezza dell'aria tecnica alpha-gaz1 stoccata nel pacco bombola di back-up;

Il compressore utilizzato è un Atlas Copco modello GX3 FF, appartenente alla famiglia dei compressori a vite monostadio silenziati lubrificati dotati di iniezione d'olio.

L'unità comprende un elemento compressore a vite lubrificato azionato attraverso una trasmissione a cinghia trapezoidale, un motore elettrico in protezione IP55 (a gabbia di scoiattolo

completamente chiuso, raffreddati da ventilatore) e un sistema di raffreddamento dell'olio comandato da una valvola termostatica.



**Figura 26. Compressore Atlas Copco modello GX3 FF.**

Il GX3 è fornito di serie con un pannello di controllo che comprende un interruttore di emergenza combinato di avvio/arresto del compressore. È inoltre racchiuso in una cappotta rivestita di materiale insonorizzante. Il pannello anteriore comprende un modulo di controllo elettro-pneumatico completo di pulsanti di avviamento e arresto. Dietro a questo pannello è sistemato il quadro elettrico di potenza che racchiude l'apparecchiatura di avviamento del motore.

Il compressore è dotato di un essiccatore a refrigerazione integrato con gas ecologico R134a. L'essiccatore rimuove l'umidità dall'aria compressa raffreddando l'aria stessa ad una temperatura vicina al punto di congelamento e scaricando automaticamente la condensa tramite uno scarico automatico posto alla base del serbatoio di stoccaggio integrato.

Particolarmente importante è la manutenzione del gruppo di lubrificazione costituito dai seguenti componenti:

- separatore aria-olio con filtro separatore, coppa dell'olio, indicatore di livello dell'olio visibile anche con cappotta insonorizzante chiusa, valvola di sicurezza, valvola di minima pressione, valvola termostatica, connessione di scarico e tappo di riempimento;
- refrigeratore dell'olio con grande superficie di scambio termico del tipo a blocco in alluminio;
- filtro dell'olio;
- carica di olio ATLAS COPCO tipo Rotoinjected Fluid.

Quando il compressore è in funzione, la pressione dell'aria spinge l'olio dal separatore/serbatoio attraverso il radiatore dell'olio e il filtro, sino all'elemento compressore (e ai punti di lubrificazione). Nel separatore/serbatoio dell'olio, la maggior parte del lubrificante viene rimosso mediante centrifuga; il resto viene trattenuto dal filtro separatore. Il sistema dell'olio ha una valvola di by-pass termostatica, quindi il radiatore dell'olio è escluso finché l'olio non raggiunge la temperatura di funzionamento corretta.

Il sistema dell'aria comprende inoltre i seguenti componenti:

- filtro dell'aria di aspirazione;
- valvola di espulsione;
- serbatoio di separazione aria-olio con elemento filtrante;
- valvola di minima pressione con valvola di non ritorno;
- separatore di condensa ad alto rendimento con scarico automatico e manuale.
- essiccatore a refrigerazione con gas ecologico.

Nel gruppo compressore vi è un display che permette di visualizzare e settare la pressione di esercizio dello stesso, e dove vengono visualizzati gli eventuali allarmi presenti; inoltre il GX 3 è dotato di numerosi dispositivi di sicurezza quali:

- pulsante di avviamento/arresto del compressore, utilizzato anche per arrestare il compressore in caso di emergenza e per reimpostare il sovraccarico termico del motore elettrico passandolo su 0 e di nuovo su I;
- pulsante on/off essiccatore;
- apparecchiatura di avviamento DOL (diretto in linea) del motore con relè di sovraccarico;
- regolatore elettropneumatico e pannello con indicatori;
- relè di sovraccarico del motore;
- dispositivo per avviamenti a basse temperature.
- 

sistema di regolazione: l'unità è equipaggiata con il sistema automatico di regolazione a pieno carico / a vuoto grazie ad un regolatore elettropneumatico che pone la macchina a carico/vuoto, arresta e riavvia il compressore in relazione al consumo di aria compressa e protegge il compressore ed il motore dai sovraccarichi.

È presente anche un arresto di sicurezza per la temperatura del compressore, costituito da un termostato che impedisce che si verifichino danni causati da una temperatura troppo alta nella mandata dell'elemento compressore. Il relè impedisce che si verifichino danni causati da una corrente del motore troppo alta.

Di seguito vengono riportati i principali dati tecnici del compressore GX 3.

<b>Condizioni di riferimento</b>		
Pressione assoluta di aspirazione	bar(a)	1
Umidità relativa	%	0
Temperatura aria di aspirazione	°C	20
Pressione nominale di esercizio	bar(e)	9,5
Punto di rugiada alla pressione di esercizio	°C	+3
Gas refrigerante ecologico	Tipo	R134a

<b>Limitazioni</b>		
Pressione max di esercizio	bar(e)	9,75
Pressione minima di esercizio	bar(e)	4
Temperatura minima aria di aspirazione	°C	0
Temperatura massima di aspirazione aria	°C	40

<b>Valore prestazioni</b>		
Portata aria riferita alle condizioni di riferimento	l/s	5,3
Temperatura dell'aria compressa in uscita	°C	5
Livello di pressione sonora	dB(A)	62
Capacità coppa olio	l	2,5
Contenuto dell'olio nell'aria resa	mg/m3	6

<b>Dati Costruttivi</b>		
-Costruttore motore	SIEMENS	
-Potenza del motore elettrico installato	kW	3/DOL
-Fattore di servizio		1.35
-Protezion		IP54/F
-Lunghezza - Larghezza – Altezza	mm	1420x550x1280
-Peso	kg	191
-Capacità serbatoio	l	200

**Figura 27. Dati tecnici compressore tipo GX-3-10 FF-200 LT.**

Siccome è richiesta per le nostre applicazioni un'elevata purezza dell'aria, si è deciso di porre in serie all'essiccatore una batteria filtrante costituita da 4 filtri linea realizzati da Atlas Copco, ed in grado di soddisfare ogni esigenza di purezza dell'aria compressa richiesta per le sperimentazioni all'interno del laboratorio.

I filtri DDp/DD/PD/QD scelti, rispettano i migliori requisiti di qualità dell'aria compressa richiesti nella maggior parte dei processi produttivi "delicati", nel pieno rispetto delle norme di qualità dell'aria (ISO8573-1) e di tutela ambientale vigenti in materia.



**Filtri per aria compressa  
serie  
DDp /DD/PD/QD 9-520**

**Figura 28. Serie filtri DDp/DD/PD/QD per compressore Atlas Copco GX3 FF.**

La batteria filtrante è composta dai seguenti componenti:

- 1 filtro serie DD: filtri disoleatori per una protezione generica (eliminano nebbie di acqua e olio fino a 0.1 mg/m<sup>3</sup> (0.1 ppm) e particelle fino a 1 micron);
- 1 filtro serie DDp: filtri particellari per la protezione dalle polveri (eliminano particelle fino a 1 micron);
- 1 filtro serie PD: filtri disoleatori ad alte prestazioni (eliminano nebbie di acqua e olio fino a 0.01 mg/m<sup>3</sup> (0.01 ppm) e particelle fino a 0.01 micron);
- 1 filtro serie QD: filtri a carbone attivo per l'eliminazione di vapori di olio ed esalazioni idrocarburi (contenuto massimo di olio residuo pari a 0.003 mg/m<sup>3</sup> (0.003 ppm). Da installare dopo un filtro PD.

È stato stabilito anche di dotare il compressore di un serbatoio addizionale da 500 l, che decrementa il numero di attacchi e stacchi del motore, allungandone la vita e diminuendo i fermi macchina programmati in un anno.

Tale capacità costituirebbe un backup sufficiente a completare la maggior parte delle operazioni di manutenzione ordinaria senza dover ricorrere ai pacchi bombola.

### P70: Sistema di stoccaggio Idrogeno solforato

Il gruppo di stoccaggio dell'idrogeno solforato, il cui P&ID è rappresentato in Allegato 8, è costituito da 1 bombola della capacità di 5 L se disciolto in azoto, di 20L se disciolto in idrogeno.

Le bombole, contenente l'inquinante necessario per i nostri test in 6-8-16 ppm, quando utilizzate, vengono alloggiare all'interno del Fuel Cells Lab e bloccate sulle rastrelliere dedicate; non è stato previsto nessun box e nessuna centrale di scambio in quanto è un gas non standard ed è stato utilizzato solamente in questa campagna prove nel laboratorio.

Il gas presente nella bombola nelle composizioni richieste e certificate dal fornitore, attraversa solamente un riduttore di pressione, che porta il gas a circa 3-4 bar all'ingresso del relativo flow-meter, prima di essere convogliato a valle del gorgogliatore nella linea anodica.

Come si può vedere dal P&ID in allegato, non vi è presente nessuna centralina e di conseguenza nessun allarme che ci permetta di accorgerci di eventuali malfunzionamenti del sistema, ma viste le portate minime di inquinante utilizzate e la non ripetibilità del test, non è sembrato opportuno prevedere una centralina automatica per il gas in questione.



**Figura 29. Bombola di H<sub>2</sub>S in azoto ancorato alla rastrelliera (sinistra) e in idrogeno (destra).**

## 2.2. Descrizione della linea anodica e scelta dei relativi componenti

Il lay-out definitivo della linea anodica è rappresentato nella figura successiva; in esso si possono apprezzare le diverse soluzioni utilizzate per permettere la corretta alimentazione della cella ed il controllo dei principali parametri caratteristici.

Volendo descrivere nel dettaglio il sistema, i gas necessari all'alimentazione anodica che escono dalle varie linee ad una pressione adatta alle specifiche richieste dai controllori, vengono convogliati in un *manifold* in cui si mescolano per venire poi miscelati con l'acqua e quindi scaldati, in modo da evitare il problema della Carbon deposition ed ottemperare all'alta richiesta di acqua da parte dei gas d'impianto.

Il sistema di gestione dell'acqua verrà descritto nel dettaglio in un capitolo dedicato; il mix di gas e acqua viene riscaldato fino a circa 180 °C, per garantire la completa evaporazione, e quindi inserito nell'ingresso anodico.

Tutto il sistema è coibentato in quanto altrimenti, date le basse portate che circolano, non si riuscirebbe a compensare le dissipazioni termiche con l'ambiente con le resistenze utilizzate. Inoltre, nell'ultima sezione prima dell'ingresso anodico è stata inserita una linea riscaldata capace di mantenere le tubature ad una temperatura costante dell'ordine dei 140 °C, in modo da evitare pericole condense in prossimità dell'anodo della cella. La linea riscaldata è realizzata mediante resistenza a filo ed è regolata da un termoregolatore WATLOW EZ-ZONE.

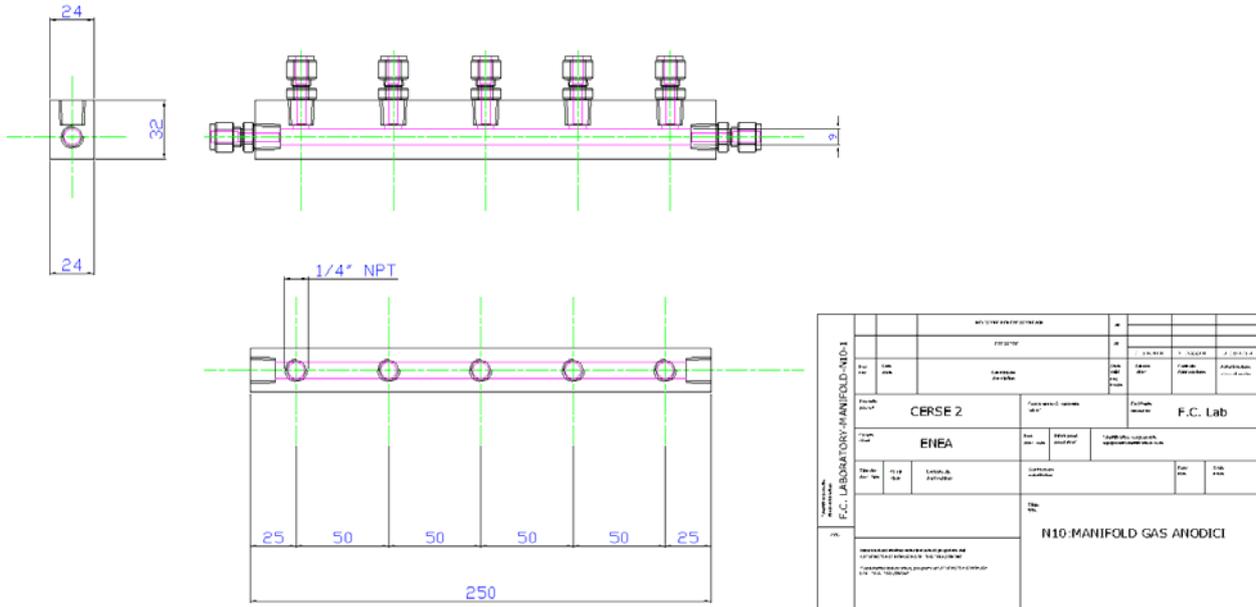


Figura 30. P&ID del manifold anodico, inserito per migliorare le tenute e la miscelazione del gas anodico.

**EZ-ZONE PM 1/8 DIN Dimensional Drawing**

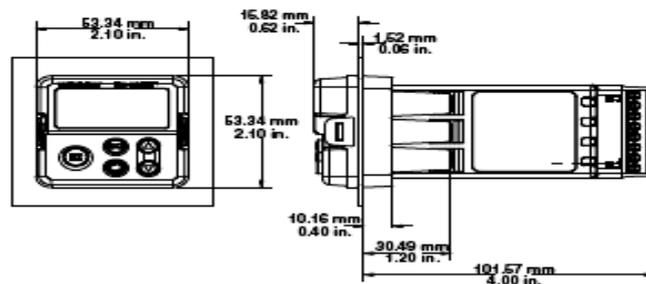


Figura 31. Caratteristiche termoregolatore WATLOW EZ-ZONE.

## Specifications

### Line Voltage/Power

- 85 to 264V~(ac), 47 to 63Hz
- 20 to 28V~(ac), +10/-15 percent; 50/60Hz,  $\pm 5$  percent
- 12 to 40V~(dc)
- 10VA maximum power consumption
- Data retention upon power failure via nonvolatile memory
- Compliant with SEMI F47-0200, Figure R1-1 voltage sag requirements @ 24V~(ac) or higher

### Environment

- -18 to 65°C (0 to 149°F) operating temperature
- -40 to 85°C (-40 to 185°F) storage temperature
- 0 to 90 percent RH, non-condensing

### Accuracy

- Calibration accuracy and sensor conformity:  $\pm 0.1$  percent of span,  $\pm 1^\circ\text{C}$  @ the calibrated ambient temperature and rated line voltage
  - Types R, S, E; 0.2 percent
  - Type T below  $-50^\circ\text{C}$ ; 0.2 percent
- Calibration ambient temperature @  $25^\circ\text{C}$  ( $\pm 3^\circ\text{C}$ ) ( $77^\circ\text{F}$   $\pm 5^\circ\text{F}$ )
- Accuracy span:  $540^\circ\text{C}$  ( $1000^\circ\text{F}$ ) minimum
- Temperature stability:  $\pm 0.1^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$  ( $\pm 0.1^\circ\text{F}/^\circ\text{F}$ ) rise in ambient maximum

### Agency Approvals

- UL/EN 61010 Listed
- UL® 1604 Class I div. 2 on non mechanical relay units
- UL® 50, NEMA 4X, EN 60529 IP66
- CSA 610110 CE
- RoHS, W.E.E.E.
- Limit version features FM Class 3645

### Controller

- User selectable heat/cool, on-off, P, PI, PD, PID or alarm action, not valid for limit controllers
- Auto-tune with TRU-TUNE+™ adaptive control algorithm
- Control sampling rates: Input = 10Hz, outputs = 10Hz
- Input and output capacity per controller type ordering information

### Serial Communications

- Isolated communications
  - EIA 232/485, Modbus® RTU
  - EtherNet/IP™/Modbus® TCP (ODVA certified)
  - Future options include DeviceNet™ and Profibus™ DP

### Wiring Termination—Touch-Safe Terminals

- Input, power and controller output terminals are touch safe removable 12 to 22 AWG

### Universal Input

- Thermocouple, grounded or ungrounded sensors
  - $> 20\text{M}\Omega$  input impedance
  - 3 $\mu\text{A}$  open sensor detection
  - Maximum of 200 source resistance
- RTD 2- or 3-wire, platinum, 100 $\Omega$  and 1000 $\Omega$  @  $0^\circ\text{C}$  calibration to DIN curve (0.00385  $\Omega/\Omega/^\circ\text{C}$ )
- Process, 0-20mA @ 100 $\Omega$ , or 0-10V~(dc) @ 20k $\Omega$  input impedance; scalable, 0-50mV, 0-1000 $\Omega$
- Inverse scaling

### Digital Input

- Update rate 10Hz
- DC voltage
  - Maximum input 36V at 3mA
  - Minimum high state 3V at 0.25mA
  - Maximum low state 2V
- Dry contact
  - Minimum open resistance 10k $\Omega$
  - Maximum closed resistance 500 $\Omega$
  - Maximum short circuit 20mA

### Digital Output

- Update rate 10Hz
- Output voltage 24V, current limit, Output 6 = 10mA maximum, Output 5 = 3 pole DIN-A-MTE® or 24 mA maximum

### Current Measurement

- Accepts 0-50mA signal (user programmable range)
- Displayed operating range and resolution can be scaled and are user programmable
- Requires optional current transformer

### Functional Operating Range

- Type J:  $-210$  to  $1200^\circ\text{C}$  ( $-346$  to  $2192^\circ\text{F}$ )
- Type K:  $-200$  to  $1370^\circ\text{C}$  ( $-328$  to  $2500^\circ\text{F}$ )
- Type T:  $-200$  to  $400^\circ\text{C}$  ( $-328$  to  $750^\circ\text{F}$ )
- Type E:  $-200$  to  $1000^\circ\text{C}$  ( $-328$  to  $1832^\circ\text{F}$ )
- Type N:  $-200$  to  $1300^\circ\text{C}$  ( $-328$  to  $2372^\circ\text{F}$ )
- Type C: 0 to  $2315^\circ\text{C}$  (32 to  $4200^\circ\text{F}$ )
- Type D: 0 to  $2315^\circ\text{C}$  (32 to  $4200^\circ\text{F}$ )
- Type F: 0 to  $1305^\circ\text{C}$  (32 to  $2343^\circ\text{F}$ )
- Type R:  $-50$  to  $1767^\circ\text{C}$  ( $-58$  to  $3214^\circ\text{F}$ )
- Type S:  $-50$  to  $1767^\circ\text{C}$  ( $-58$  to  $3214^\circ\text{F}$ )
- Type B: 0 to  $1816^\circ\text{C}$  (32 to  $3300^\circ\text{F}$ )
- RTD (DIN):  $-200$  to  $800^\circ\text{C}$  ( $-328$  to  $1472^\circ\text{F}$ )
- Process: -1000 to 9999 units

### Output Hardware

- Switched dc = 22 to 32V~(dc) @ 30mA
- Switched do/open collector = 30V~(dc) maximum @100mA maximum current sink
- Solid state relay (SSR), Form A, 0.5A @ 24V~(ac) minimum, 264V~(ac) maximum, opto-isolated, without contact suppression
- Electromechanical relay, Form C, 5A, 24 to 240V~(ac) or 30V~(dc) maximum, resistive load, 100,000 cycles at rated load
- Electromechanical relay, Form A, 5A, 24 to 240V~(ac) or 30V~(dc) maximum, resistive load, 100,000 cycles at rated load
- NO-ARC relay, Form A, 15A, 24 to 240V~(ac), no V~(dc), resistive load, 2 million cycles at rated load
- Universal process/retransmit, Output range selectable: 0 to 10V~(dc) into a minimum 1,000 $\Omega$  load  
0 to 20mA into maximum 800 $\Omega$  load

### Operator Interface

- Dual 4 digit, 7 segment LED displays
- Advance, Infinity, up and down keys plus an EZ-KEY programmable function key (not available in % DIN)
- Typical display update rate 1Hz

Figura 32. Caratteristiche tecniche termoregolatori Watlow Serie EZ-Zone.

A seguito del presentarsi di problemi di condensazione riscontrati subito a valle del vaporizzatore ed immediatamente prima della linea riscaldata già presente, si è constatato l'impossibilità, da parte della coibentazione, di preservare le temperature d'esercizio corrette nel breve tratto non coperto da alcun sistema riscaldante. Queste evidenze, che verranno approfondite nella sezione della presente relazione dedicata alla trattazione sperimentale, hanno portato all'inserimento nel tratto di conduttrice anodica in esame di una seconda linea riscaldata, costituita, analogamente alla prima, da una resistenza a filo avvolta attorno al tubo, coibentata e regolata da un termoregolatore Watlow serie SD le cui specifiche seguono.



Figura 33. Watlow SD alloggiato nel banco prova.

### 1/16 DIN Series SD Limit Dimensions

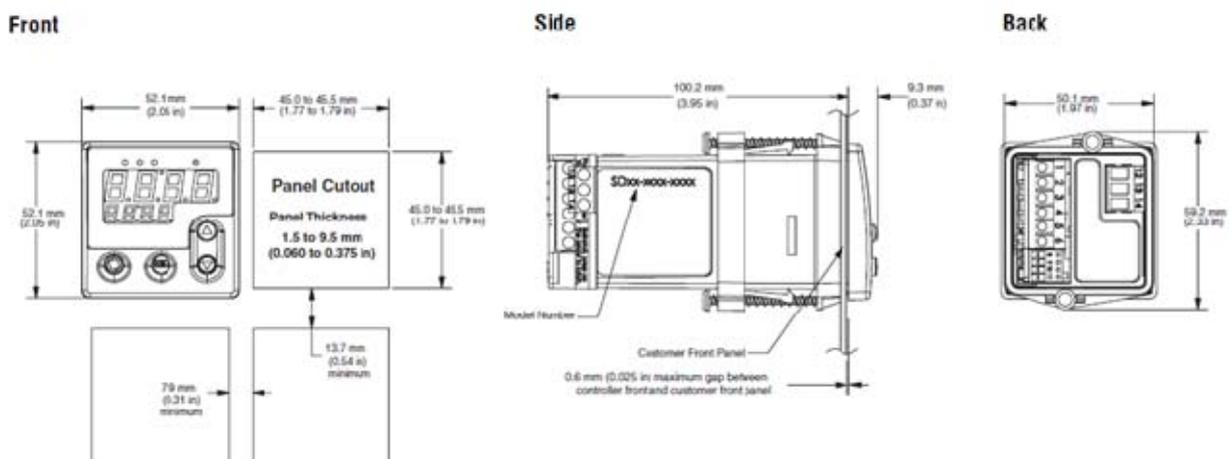


Figura 34. Caratteristiche termoregolatore WATLOW serie SD.

## Specifications

### Line Voltage/Power

- 100 to 240V~(ac), +10/-15 percent; (85-264V~[ac]) 50/60Hz, ±5 percent
- 24V≈(ac/dc), +10/-15 percent; 50/60Hz, ±5 percent
- 10VA maximum power consumption
- Data retention upon power failure via nonvolatile memory

### Environment

- -18 to 65°C (0 to 149°F) operating temperature
- -40 to 85°C (-40 to 185°F) storage temperature
- 0 to 90 percent RH, non-condensing

### Accuracy

- Calibration accuracy and sensor conformity: ±0.1 percent of span, ±1°C @ the calibrated ambient temperature and rated line voltage
- Calibration ambient temperature = 25°C ±3°C (77°F ±5°F)
- Accuracy span: 540°C (1000°F) minimum
- Temperature stability: ±0.1°C/°C (±0.2°F/°F) rise in ambient maximum

### Agency Approvals

- UL® 3121, C-UL®, CSA, CE, IP65/NEMA 4X and NSF-2
- Limit version features FM approval

## Specifications (con't)

### Allowable Operating Range

Type J:	0 to 815°C	or	32 to 1500°F
Type K:	-200 to 1370°C	or	-328 to 2500°F
Type T:	-200 to 400°C	or	-328 to 750°F
Type N:	0 to 1300°C	or	32 to 2372°F
Type E:	-200 to 800°C	or	-328 to 1470°F
Type D:	0 to 2315°C	or	32 to 4200°F
Type PT11:	0 to 1395°C	or	32 to 2543°F
Type R:	0 to 1760°C	or	32 to 3200°F
Type S:	0 to 1760°C	or	32 to 3200°F
Type B:	0 to 1816°C	or	32 to 3300°F
RTD (DIN):	-200 to 800°C	or	-328 to 1472°F
Process:	-1999 to 9999 units		

### Control Outputs

#### Outputs 1, 2, 3 (Output 3 not available on ½ DIN)

- User selectable for heat/cool as on-off, P, PI, PD, PID, or Alarm action. Not valid for limit controls
- Electromechanical relay. Form A, rated 2A @ 120V~(ac), 2A @ 240V~(ac) or 2A @ 30V≈(dc)
- Switched dc non-isolated minimum turn on voltage of 6V≈(dc) into a minimum 500Ω load with a maximum on voltage of not greater than 12V≈(dc) into an infinite load. Maximum switched dc power supply current available for up to two outputs is 60mA
- Solid-state relay, Form A, 0.5A @ 24V~(ac) minimum, 264V~(ac) maximum, opto-isolated, without contact suppression
- Process output (Non Isolated)  
User-selectable 0-10V≈(dc), 0-5V≈(dc), 1-5V≈(dc) @ 1KΩ minimum, 0-20mA, 4-20mA @ 800Ω maximum
- Electromechanical relay. Form C, rated 5A @ 120V~(ac), 5A @ 240V~(ac) or 5A @ 30V≈(dc)
- Open collector 42V≈(dc) @ 250mA maximum
- EIA 485 serial communications with Modbus™ protocol

### Controller

- Microprocessor based user-selectable control modes
- Single universal input, up to three outputs
- Control sampling rates: input = 6.5Hz, display = 10Hz, outputs = 6.5Hz

### Operator Interface

- Dual 4 digit, 7 segment LED displays
- Advance, infinity and up down keys
- IrDA infrared port (not available on ½ DIN)
- Isolated EIA 485 Modbus™ serial communications

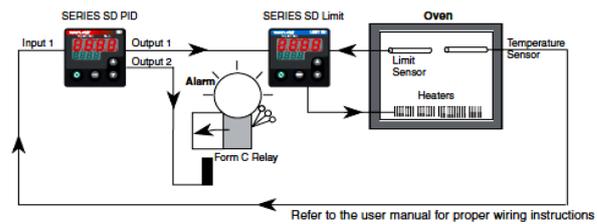
### Wiring Termination -Touch Safe Terminals

- Input power and control outputs 12 to 22 AWG
- Sensor inputs and process outputs 20 to 28 AWG

### Universal Input

- Thermocouple, grounded or ungrounded sensors
- RTD 2- or 3-wire, platinum, 100Ω @ 0°C calibration to DIN curve (0.00385 Ω/Ω/°C)
- Process, 0-20mA @ 100Ω, or 0-10V≈(dc) @ 20kΩ input impedance; Scalable
- 0-50mV
- Inverse scaling
- >20MΩ input impedance
- Maximum of 20Ω source resistance

### Typical Block Diagram



### Dimensions

DIN Size	Behind Panel (max.)	Width	Height
½ DIN	97.8 mm (3.85 in.)	52.6 mm (2.07 in.)	29.7 mm (1.17 in.)
⅓ DIN	97.8 mm (3.85 in.)	52.1 mm (2.05 in.)	52.1 mm (2.05 in.)
¼ DIN Vertical	97.8 mm (3.85 in.)	52.8 mm (2.08 in.)	99.8 mm (3.93 in.)
¼ DIN Horizontal	97.8 mm (3.85 in.)	99.8 mm (3.93 in.)	52.8 mm (2.08 in.)
¼ DIN	101.1 mm (3.98 in.)	99.8 mm (3.93 in.)	99.8 mm (3.93 in.)

Figura 35. Caratteristiche tecniche termoregolatori Watlow Serie SD.





La linea d'ingresso anodica è stata anche fornita di una presa di campionamento, indispensabile per poter eseguire analisi gascromatografiche della miscela in ingresso. L'immagine evidenzia il gruppo di flowmeter catodico segmentati dalla linea principale mediante valvole che li mettono in comunicazione con il manifold di miscelazione della composizione anodica complessiva.



**Figura 38. Flowmeters e manifold lato anodico. Si nota la presa di campionamento del mix anodico.**

### **2.3. Descrizione della linea catodica e scelta dei relativi componenti**

Il lay-out definitivo della linea catodica è rappresentato nella figura successiva, in esso si possono apprezzare le diverse soluzioni utilizzate per permettere la corretta alimentazione della cella ed il controllo dei principali parametri caratteristici.

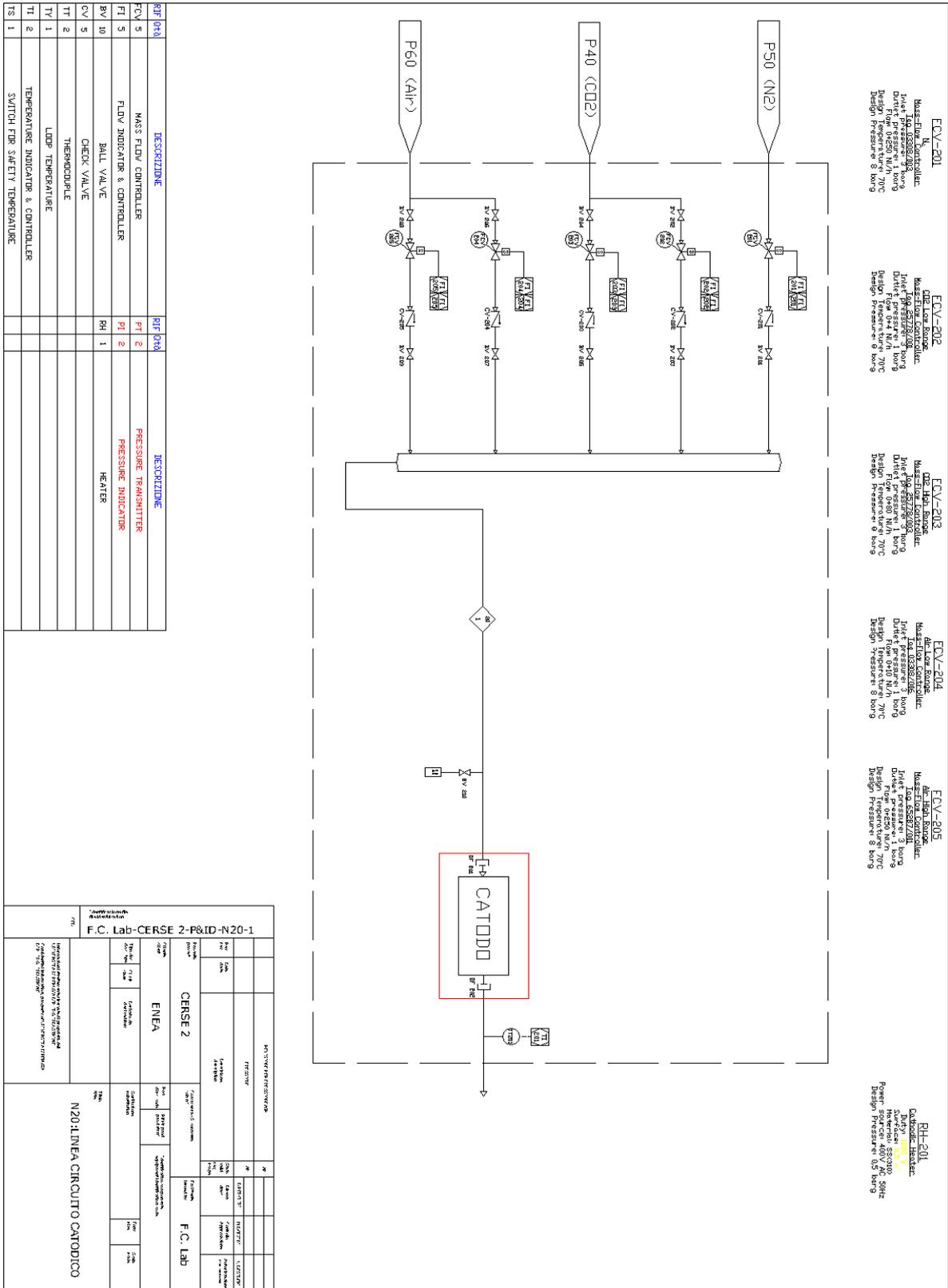
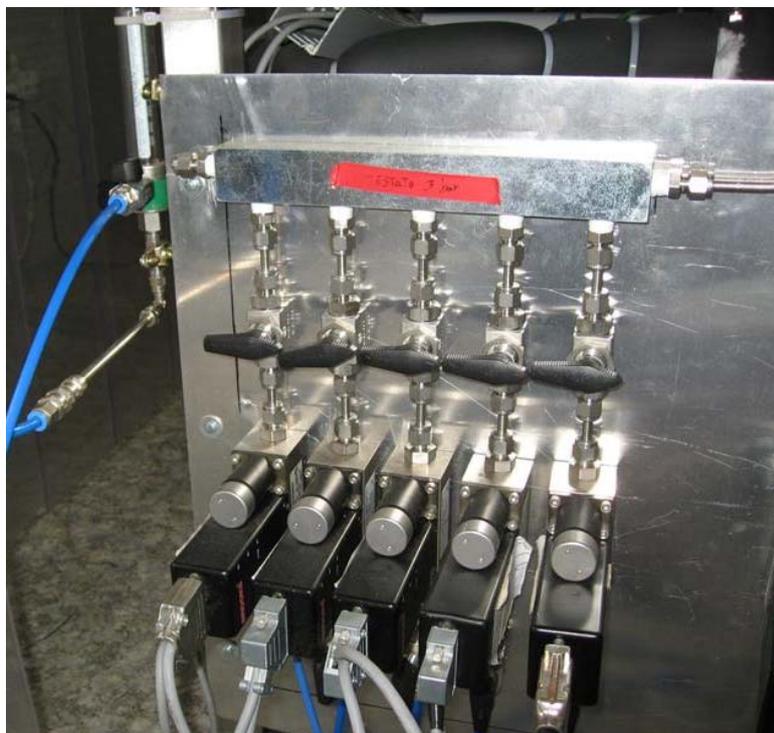


Figura 39. P&ID della sezione catodica del circuito di fornitura gas.

La linea catodica è ancora più semplice di quella anodica in quanto non è stata prevista nessuna soluzione che consenta di riscaldare o umidificare i gas necessari all'alimentazione catodica; l'aria, l'azoto e la CO<sub>2</sub> vengono quindi semplicemente mescolati ed inviati all'ingresso catodico dopo essere stati giustamente dosati per mezzo di mass-flow della stessa tipologia di quelli descritti nel prossimo capitolo.

L'unica particolarità del circuito è che è presente uno stacco a monte dei sistemi di regolazione della portata dell'aria che consente di alimentare il sistema pneumatico di regolazione del carico meccanico dello stack.

Nell'immagine seguente possiamo apprezzare il sistema di alimentazione catodico, con i mass-flow segmentati dalla linea principale mediante specifiche valvole che li mettono in comunicazione con il manifold di miscelazione del gas catodico complessivo.



**Figura 40. Flowmeters e manifold lato catodico.**

# Parte B

Studio sull' impiego della tecnologia MCFC per la separazione  
la cattura della CO<sub>2</sub>

*Umberto Desideri, Stefania Proietti, Livia Arcioni, Paolo Sdringola, Claudia Rossi*

**N.B.:** Poiché questa seconda parte afferisce ad un argomento diverso da quello precedente si è optato per numerare figure e tabelle ricominciando dal numero 1

Accordo di Programma MSE-ENEA

Tema di ricerca *5.2.5.11 "Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative"*

Accordo di Collaborazione tra ENEA e Università di Perugia

per una attività di ricerca dal titolo:

*Studio di sistemi alternativi basati su celle a carbonati fusi: attività sperimentali sull'influenza di agenti contaminati sulle prestazioni delle MCFC mediante prove in monocella e studio sull'impiego della tecnologia MCFC per la separazione e la cattura della CO<sub>2</sub>*

REPORT FINALE SINTETICO

# Studio sull'impiego della tecnologia MCFC per la separazione e la cattura della CO<sub>2</sub>

Lavoro di ricerca realizzato da

**Umberto Desideri, Stefania Proietti, Livia Arcioni, Paolo Sdringola, Claudia Rossi**

*Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Perugia, Via G. Duranti 67 - 06125 Perugia, Italy*

Lo studio di sistemi convenzionali ripotenziati attraverso un retrofitting con MCFC per la separazione della CO<sub>2</sub> e la contemporanea produzione di energia rappresenta una nuova frontiera dell'efficienza energetica che necessita di essere approfondita nei suoi vari aspetti per poter raccogliere gli elementi essenziali per una corretta analisi di fattibilità tecnico-economica della tecnologia.

Appare essenziale, in questa fase del lavoro di ricerca, predisporre modelli di simulazione che consentano di effettuare prime valutazioni di fattibilità tecnica, bilanci energetici e di materia, che conducano a successive valutazioni costi-benefici. Per fare ciò è necessario investigare sperimentalmente i dati di input del sistema nonché effettuare una indagine statistica sul mercato potenziale e su quei sistemi convenzionali che possono essere ripotenziati attraverso retrofitting con MCFC. Per questa ragione le attività affidate all'Università di Perugia hanno riguardato:

1. L'acquisizione di informazioni dettagliate e affidabili circa la presenza sul territorio nazionale di impianti di cogenerazione basati su motori a combustione interna e le relative caratteristiche tecniche e di funzionamento
2. La definizione di una tabella di possibili composizioni medie e caratteristiche (per taglie, per categorie, per modelli, ecc.) dei gas esausti in uscita da motori a combustione interna funzionanti in cogenerazione e/o associati a teleriscaldamento, anche in correlazione con i diversi regimi di funzionamento stagionali

Nel presente report vengono sintetizzati i risultati principali delle indagini sperimentali condotte nell'ambito delle due suddette attività svolte dal personale di ricerca dell'Università degli studi di Perugia.

### **3. INFORMAZIONI CIRCA LA PRESENZA SUL TERRITORIO NAZIONALE DI IMPIANTI DI COGENERAZIONE BASATI SU MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA**

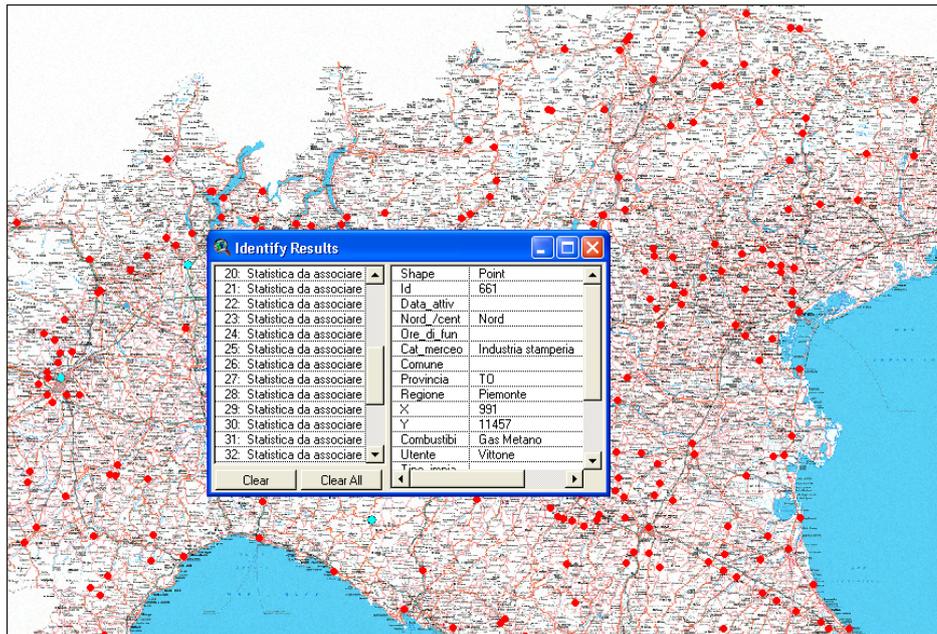
Lo studio statistico delle capacità di generazione in cogenerazione in Italia presenta dei caratteri di notevole interesse non solo dal punto di vista scientifico ma anche, e soprattutto dal punto di vista economico. Ad oggi non esistono precedenti studi che cerchino di inquadrare in maniera completa ed esaustiva il problema della quantificazione della potenza installata in cogenerazione sul territorio nazionale. Esistono precedenti indagini in settori specifici che, pur essendo una valida base di partenza, non sono in grado di fornire una visione unitaria della situazione Italiana. Il reperimento dei dati ha presentato difficoltà a causa del rilevante numero di organizzazioni pubbliche e private che sono state contattate e che hanno fornito il loro contributo, spesso a causa dell'impossibilità di accedere direttamente ad informazioni per motivi legati alla privacy. Particolarmente arduo si è rilevato il reperimento di dati

sugli impianti di piccola e piccolissima taglia che non sono soggetti agli adempimenti di legge e non risultano quindi censiti da alcun organismo istituzionale (GSE, UTF delle singole province). Si ritiene, tuttavia, che i dati relativi agli impianti raccolti siano un campione rappresentativo delle installazioni presenti sul territorio nazionale, pur ritenendo che non copra la totalità degli impianti presenti. Lo studio si è poi focalizzato su un territorio più ristretto quale la regione Umbria. L'Umbria è una regione situata nell'Italia centrale, divisa in due province: Perugia e Terni. Essendo il territorio assai più ristretto ed accessibile, il reperimento dei dati da parte dell'Università di Perugia è stato più semplice ed è stata individuata la totalità degli impianti presenti offrendo la possibilità di un confronto con i dati ricavati a livello nazionale. L'analisi in Umbria si è poi potuta estendere non solo agli impianti di cogenerazione, ma anche alle installazioni di generazione distribuita in genere presenti sul territorio regionale, in modo da poter determinare la percentuale tra questi di impianti di cogenerazione.

### 3.1. Dati raccolti e analisi degli indicatori specifici

La raccolta dei dati è stata eseguita in maniera sistematica, operando su diversi fronti. In particolare sono stati contattati i principali produttori di gruppi di cogenerazione (Janbacher, Caterpillar, Deutz, Kawasaki, etc.) che hanno fornito l'elenco delle loro installazioni sul territorio nazionale. I dati reperiti sono stati, in seguito, confrontati e correlati con quelli forniti da associazioni di categoria in campo energetico e non (COGENA, Unapace/Assoelettrica, Assopiastrelle, Assoconciatori) al fine di verificare la completezza e l'attendibilità dei dati. Il database così ottenuto è stato poi ulteriormente completato e validato, grazie al confronto con i dati forniti da società di servizi operanti nel settore elettrico, progettisti e gestori del management energetico di importanti gruppi industriali (Energia, Intergen, ABB, Cogenera, etc). Sono stati contattati infine studi di progettazione, manutentori ed installatori, operanti sia a livello nazionale che regionale per venire a conoscenza di alcune particolari realtà locali operanti in settori di nicchia. I dati reperiti sono poi stati confrontati con le statistiche elaborate dal GSE e da EUROSTAT in modo da poter individuare l'ordine di grandezza della potenza installata a livello nazionale in cogenerazione.

Tutti i dati raccolti sono stati inseriti in un database appositamente approntato ed interrogabile con facilità dall'utente. Nel database, per ogni installazione, sono stati riportati: l'anno di installazione, il numero di ore di funzionamento, la sede di installazione, la struttura cui l'impianto è asservito, il settore merceologico di applicazione, il tipo ed il numero dei motori generatori (endotermico, turbina a gas, Turbina a vapore, Cicli combinati, microturbine, celle a combustibile), il combustibile, la potenza elettrica e termica in kW. Esiste la possibilità di interrogare il database con query di particolare interesse, a seconda dei dati che si vogliono ricavare. Una specifica query permette, ad esempio, di visualizzare la distribuzione geografica di tutti gli impianti determinando quelli presenti al Nord, Centro Sud Italia, nonché quelli presenti in ciascuna regione ed in ogni provincia divise per settore merceologico di applicazione. In tal modo si permette al fruitore del database di individuare nell'area geografica di interesse tutte le installazioni operanti in un determinato settore e quindi di individuare l'eventuale bacino di utenza cui distribuire i propri prodotti o servizi. Lo studio di seguito presentato si basa essenzialmente sull'analisi delle potenze elettriche installate, per le quali si ha una visione pressoché completa in quanto sono stati reperiti i dati per ogni installazione. Sono stati inoltre individuati alcuni indici energetici che permettano di individuare con rapidità la penetrazione degli impianti sul territorio nazionale, la capacità di produzione riferita alla popolazione ed alla superficie del territorio di interesse.



**Fig. 1**– Esempi di interrogazione del database con più impianti in una medesima posizione geografica. Gli indici usati nell’analisi sono i seguenti  $I_m$ ;  $I_t$ ;  $I_p$ .

$I_m$ :  $\left[ \frac{kWe}{n} \right]$  è calcolato come il rapporto tra potenza elettrica installata in un determinato territorio ed il numero di installazioni presenti sullo stesso;

$I_t$ :  $\left[ \frac{kWe}{km^2} \right]$  potenza prodotta per unità di superficie è calcolato come la potenza elettrica prodotta in un determinato territorio e la superficie dello stesso;

$I_p$ :  $\left[ \frac{kWe}{n_{abit.}} \right]$  potenza prodotta per abitante: è calcolato come la potenza elettrica prodotta in un determinato territorio e la popolazione dello stesso.

### 3.2. Analisi statistica sugli impianti di cogenerazione in Italia

La prima e più immediata analisi che è stata condotta è quella su base geografica, per avere una visione della distribuzione degli impianti di cogenerazione tra Nord, Centro e Sud del paese. I risultati vengono sinteticamente presentati nelle Tab.1,2,3,4.

Area geografica	MWe	N.	% MWe	% N° imp.
Nord Italia	6212	696	65,0	62,6
Centro	1750	232	18,3	20,8
Sud Italia	1592	93	16,7	8,4

**Tab. 1** – distribuzione degli impianti di cogenerazione per area geografica

La potenza totale installata in Italia in cogenerazione è pari a 9550 MWe per un totale di 1048 impianti installati suddivisi in 6212 MWe al Nord con 696 impianti al Nord, 1592 MWe al Sud con 93 impianti, 1750 MWe al Centro con 232 impianti (Tab.1). Come si evince dall’analisi dei dati, il maggior numero di impianti presenti in numero assoluto è situata nel Nord Italia che annovera il 65 % della potenza installata ed il 62% degli impianti numericamente presenti, rispetto al Centro che il 18% della potenza ed il 21% degli impianti ed il Sud con 17% della potenza ed il 8.4% degli impianti. Infatti, analizzando l’andamento dell’indice  $I_m$  si evince che la taglia media degli impianti è nettamente inferiore al Nord rispetto alle altre aree geografiche.

Regioni	MWe	N.	$\text{Im}$ $\left[ \frac{kWe}{n} \right]$	$\text{It}$ $\left[ \frac{kWe}{km^2} \right]$	$\text{Ip}$ $\left[ \frac{kWe}{n_{abit.}} \right]$
Valle D'Aosta	0,5	2	0,295	0,18	0,5
Piemonte	357,5	90	3,97	14,07	0,082
Lombardia	4358	206	21,15	182,5	0,5
Liguria	73,6	10	7,36	1,35	0,040
Emilia Romagna	622,8	182	3,42	28,15	0,159
Veneto	464,6	136	3,41	25,29	0,105
Friuli V.G.	303,4	24	12,64	38,67	0,254
Trentino A.A.	31,5	49	0,643	2,31	0,035

**Tab. 2 –** Distribuzione degli impianti nelle regioni del Nord Italia

Regioni	MWe	N.	$\text{Im}$ $\left[ \frac{kWe}{n} \right]$	$\text{It}$ $\left[ \frac{kWe}{km^2} \right]$	$\text{Ip}$ $\left[ \frac{kWe}{n_{abit.}} \right]$
Toscana	424,3	71	5,99	18,45	0,12
Umbria	167,5	40	4,18	19,81	0,20
Marche	447,4	30	14,90	46,15	0,31
Lazio	400,2	63	6,35	23,23	0,07
Abruzzo	310,4	28	11,08	28,75	0,24

**Tab. 3 –** Distribuzione degli impianti nelle regioni del Centro Italia

Tale dato conferma, quindi, una maggior penetrazione della cogenerazione di piccola e piccolissima taglia nel territorio, nonostante la presenza di grandi impianti presenti a servizio di installazioni di teleriscaldamento assai diffuso nelle grandi città tipiche del paesaggio Padano e prealpino (Brescia, Milano, Torino, Modena; etc) anche per la situazione orografica del territorio, degli impianti di termovalorizzazione dei rifiuti e di depurazione dell'acqua.

Regioni	MWe	N.	$\text{Im}$ $\left[ \frac{kWe}{n} \right]$	$\text{It}$ $\left[ \frac{kWe}{km^2} \right]$	$\text{Ip}$ $\left[ \frac{kWe}{n_{abit.}} \right]$
Campania	379,86	34	11,17	27,9	0,066
Molise	213,14	8	26,64	48,29	0,64
Basilicata	215,23	12	17,93	21,53	0,35
Puglia	10,38	16	0,64	0,53	0,0025
Calabria	4,96	6	0,82	0,32	0,023
Sicilia	734,96	11	66,81	28,58	0,14
Sardegna	40,05	6	6,75	1,66	0,024

**Tab. 4–** Distribuzione degli impianti nelle regioni del Sud Italia ed Isole



Al Centro ed in maniera particolare al Sud la situazione è assai diversa. Il trend di crescita dell'Indice Im è sensibilmente maggiore, se si escludono le vistose eccezioni della Calabria e della Puglia in cui tuttavia risulta assai basso a causa della scarsissima potenza installata. Tale contingenza evidenzia il fatto che gli impianti presenti nel Centro – Sud della penisola sono di dimensioni elevate, rispetto alla potenza totale installata, a servizio quindi di impianti di una certa rilevanza. Ciò testimonia quindi una minore penetrazione di impianti di piccola taglia all'interno del territorio. (Fig.1). Se si analizza invece l'andamento dell'Indice It, si rileva che esso presenta un andamento più regolare nelle tre aree geografiche della penisola italiana in quanto rappresenta il rapporto tra la potenza elettrica installata espressa in kWe e la superficie della regione in analisi espressa in Km<sup>2</sup>, nonostante le vistose eccezioni rappresentate dalla Lombardia a causa della notevolissima potenza installata (4358 MWe) e, di contro, della Puglia-Calabria per la assai scarsa diffusione di impianti cogenerativi. L'andamento pressoché stazionario dell'indice It permette di affermare che la diffusione per Km<sup>2</sup> della cogenerazione si aggira pressoché in tutta la penisola tra i 18 ed i 30 kWe/ Km<sup>2</sup> e che questa tecnologia ha margine di miglioramento soprattutto nelle regioni in cui tale valore non è stato raggiunto.

Di particolare interesse per i produttori di gruppi di cogenerazione, è l'analisi per settore merceologico di utilizzo, schematicamente rappresentato nelle Tab. 5,6,7,8 ancora su base geografica. La situazione del Nord Italia è stata affrontata separando il settore civile da quello industriale, vista la grande quantità di dati raccolti. Come settore industriale sono stati individuati non solo gli impianti propriamente a servizio di unità produttive, ma anche tutte quelle attività, come ad esempio discariche, depuratori che non possono essere annoverate come utenze di natura civile. La maggior parte della potenza elettrica prodotta è assorbita dalle utenze costituite da insediamenti produttivi. Ovviamente, una tecnologia quale quella cogenerativa, si presta ad essere adoperata in settori in cui si ha un fabbisogno non solo di energia elettrica, ma anche di energia termica da sfruttare nel processo industriale. Per tale motivo gli impianti di cogenerazione sono particolarmente diffusi nell'industria alimentare (42,9 MWe), nell'industria ceramica e delle piastrelle diffusa per la quasi totalità in Emilia Romagna (104,2 MWe), nelle cartiere (94,0 MWe), nelle concerie (15,1 MWe), nel settore tessile ed affini (28,2 MWe), nell'industria galvanica, meccanica, e della lavorazione della plastica (137,6 MWe). Gli obiettivi di risparmio energetico e la liberalizzazione del mercato del gas hanno reso gli impianti di cogenerazione una valida alternativa agli impianti tradizionali di generazione elettrica e termica, soprattutto se incentivati dalle stesse associazioni di categoria per il raggiungimento di elevati e certificati standard qualitativi nelle aziende dei propri associati.

Settore	MWe	Numero impianti
Discariche - rifiuti	63,9	44
Agricoltura	4,4	16
Depurazione	17,5	45
Industria	902,5	60

**Tab. 5** – Distribuzione degli impianti nel Nord Italia: settore industriale .

E' questo il caso dell'industria delle piastrelle e di quella conciaria. Come si può notare, la cogenerazione è presente in modo significativo anche nella depurazione delle acque e nelle discariche. Nel primo caso, infatti il calore prodotto serve a mantenere in temperatura i digestori anaerobici contenenti i fanghi per la depurazione delle acque; nel secondo caso rappresenta un valido metodo per la termovalorizzazione dei rifiuti.

**Tab. 6** – Distribuzione degli impianti nel Nord Italia: settore civile .

Settore	MWe	Numero impianti
Hotel e ristoranti	1,0	16
Aeroporti	4	1
Banche	3,2	6
Ospedali	35,1	60
Centri commerciali	7,01	10
Edilizia pubblica	4,3	11
Scuole e università	0,5	16
Teleriscaldamento	4228,2	70
Piscine e centri sportivi	3,9	44

Settore	MWe	Numero impianti
Hotel e ristoranti	0,3	9
Scuole e università	1,1	2
Teleriscaldamento	80,4	12
Ospedali	7,9	23
Edilizia pubblica	4,6	9
Agricoltura	1,6	6
Servizi energetici	1019,5	10
Depurazione acque	7,7	13
Piscine e centri sportivi	3,0	44
Industria	509,0	88

**Tab. 7** – Distribuzione degli impianti nel Centro Italia per settore

Settore	MWe	Numero impianti
Hotel e ristoranti	0,24	1
Edifici pubblici	5,31	9
Ospedali	3,7	5
Teleriscaldamento	13,74	5
Piscine e centri sportivi	0,24	4
Agricoltura	5,31	9
Servizi energetici	1100	5
Depurazione acque	14,91	15
Industria	437,38	48

**Tab. 8** – Distribuzione degli impianti nel Sud Italia per settore

Settore	MWe	Numero impianti
Hotel e ristoranti	1,54	0,016
Edifici pubblici	24,4	0,26
Ospedali	43,1	0,45
Teleriscaldamento	4308,6	45,1
Piscine e centri sportivi	7,14	0,075
Agricoltura	11,31	0,12
Servizi energetici	2119,5	22,2
Depurazione acque	104,0	1,1
Industria	1852,9	19,4

**Tab. 9** – Distribuzione degli impianti in Italia per settore

Il numero di impianti impegnati nel settore civile e terziario (234) è superiore rispetto a quelli impiegati nel settore industriale (162), a causa della notevole diffusione degli impianti di teleriscaldamento urbano a servizio, se si eccettuano alcune eccezioni, prevalentemente di quartieri residenziali. Come si può notare dalla Tab.5, particolarmente elevata è la presenza di impianti cogenerativi nelle strutture ospedaliere, in cui sono comprese anche case di riposo e cliniche, in quanto, oltre alla necessaria presenza di gruppi “elettrogeni” in grado di garantire la continuità della fornitura elettrica in caso di disservizi della rete di distribuzione nazionale, è notevole anche la necessità di calore sia per il riscaldamento degli ambienti sia per la produzione del vapore necessario ai procedimenti sanitari. Si ha una buona diffusione della cogenerazione nelle piscine e negli impianti sportivi coperti. Infatti oltre ad un elevato consumo di energia elettrica dovuto all’azionamento delle centrali tecnologiche ed all’illuminazione nel caso di impianti in cui sia prevista la presenza di pubblico e stampa, si ha un notevole consumo di calore, dovuto al riscaldamento di volumi elevati ed alla necessità di avere a disposizione una grande quantità di acqua calda per i servizi igienici. Come si può rilevare la cogenerazione si sta diffondendo anche in altri tipi di utenze, quali alberghi, edifici pubblici, scuole ed università ciò perché, grazie ai gruppi frigoriferi ad assorbimento, durante la stagione estiva, è possibile sfruttare il calore prodotto per i sistemi di

climatizzazione. A differenza del Nord Italia, dove la diffusione in impianti civili è abbastanza elevata, al Centro-Sud la maggior parte della potenza è impiegata in applicazioni di tipo industriale. Infatti la produzione è assorbita in buona parte dalle società che offrono servizi energetici e per il resto da Industrie alimentari (5,0 kWe), cartiere (111,5 kWe), concerie diffuse quasi esclusivamente in Toscana (24,9 kWe), industrie farmaceutiche (22,0 kWe) e fornaci per la produzione di materiali refrattari (7,7 kWe). Nel settore civile sono diffuse applicazioni in strutture ospedaliere e centri sportivi come si è stagione invernale e delle frequenti interruzioni della fornitura elettrica. In alcune realtà locali si assiste all'utilizzo della cogenerazione settori determinati. E' ad esempio il caso degli alberghi presenti, con un'unica eccezione, esclusivamente nelle zone montane e pedemontane dell'Umbria (Norcia-PG, Assisi-PG) a causa del protrarsi della stagione invernale e delle frequenti interruzioni della fornitura elettrica. In alcune zone rurali dell'Umbria e dell'Abruzzo si sta assistendo alla diffusione di gruppi di cogenerazione operanti a biomassa in aziende agricole ed allevamenti, che utilizzano il calore e l'energia prodotta per il proprio fabbisogno. Sostanzialmente analoga si presenta la situazione del Sud dove tuttavia oltre a società di gestione dei servizi energetici, si ha una produzione di energia elettrica soltanto in fornaci per la produzione di laterizi (2,4 kWe), in industrie alimentari (31,4 kWe), in impianti per la depurazione delle acque e nelle discariche (149,4 kWe). Scarsissimo è l'utilizzo nel settore civile, in relazione anche al clima che mal si presta all'utilizzo di impianti di riscaldamento a causa del protrarsi della stagione estiva. Interessante è l'analisi del tipo di generatore usato in cogenerazione come illustrato in Tab.10. Come facilmente intuibile il motore primo maggiormente utilizzato è il motore endotermico (51,82% della potenza installata) operante in ciclo otto o diesel a seconda del combustibile utilizzato per l'alimentazione, per la semplicità di installazione, per la facilità di gestione dei carichi, anche durante il funzionamento a regime parziale, ed ai costi di impianto relativamente bassi.

I motori endotermici sono disponibili in taglie che vanno ad 6 kWe fino a qualche MWe e consentono di creare installazioni facilmente modularizzabili. Pure diffuse risultano le turbine a vapore (28,8%), ed in numero minore, le turbine a gas (4,7%) ed i cicli combinati gas vapore (38,2%). Questi ultimi sono utilizzati in impianti di taglia rilevante a servizio essenzialmente per il teleriscaldamento e dalle società di servizi energetici. Accanto a queste tecnologie già note e consolidate, si stanno affacciando sul mercato nuovi tipi di generatori. Tra questi sono presenti le microturbine già commercializzate ed in parte installate, sistemi che stanno diventando competitive nel range di potenza tradizionalmente affidato ai motori endotermici e le celle a combustibile, oggetto di sempre maggiore interesse da parte del mondo scientifico ed economico, a causa della competitività dei rendimenti raggiunti e degli indiscussi vantaggi in termini di inquinamento ambientale.

Tipologia di impianto	MWe	% MWe	Numero impianti
Motori endotermici	4949,4	51,8	790
Turbine a Gas	453,0	4,7	83
Turbine a Vapore	2749,4	28,8	21
Cicli Combinati	3645,3	38,2	35
Altro	8,95	0,1	6

**Tab. 10** – Classificazione per tipologia di impianti di cogenerazione

Tra gli impianti pilota in Italia il primo ad essere realizzato in Europa, alimentato con celle a combustibile PAFC, con una potenzialità di 630 kWe è situato a Milano nel quartiere della Bicocca.

Come facilmente intuibile, anche in considerazione della tipologia di motore primo esistente, il combustibile maggiormente utilizzato negli odierni impianti di cogenerazione è rappresentato da gas naturale (Tab. 11). Infatti il 44,27% della potenza elettrica installata è prodotta utilizzando gas naturale. Si può quindi facilmente comprendere quale grande opportunità rappresentate la liberalizzazione del mercato del gas per la cogenerazione. Infatti alcuni settori industriali, sono già organizzati in consorzi energetici, per poter accedere al mercato liberalizzato del gas naturale.

A causa della diffusione su tutta la penisola italiana di impianti di depurazione, ed al crescente interesse riservato alla cogenerazione dal settore agricolo e dell'allevamento, il biogas copre ad oggi

l'11,15% del fabbisogno nazionale in cogenerazione. In alcune particolari realtà si assiste allo sviluppo di tecnologie che sfruttano i combustibili presenti in loco. E' ad esempio il caso del Friuli Venezia Giulia e del Trentino Alto Adige dove la massiccia presenza di industrie per la lavorazione del legno ha incentivato un discreto utilizzo del cippato di legno e della biomassa legnosa per l'alimentazione di motori operanti in cogenerazione

**Tab. 11** – Tipologie di combustibili usati negli impianti di cogenerazione

Combustibile	MWe	% MWe	Numero impianti
Biogas	106,5	1,1	147
GN /CH <sub>4</sub>	4228,6	44,3	651
RSU	79,2	0,8	13
Gasolio	87,7	0,9	52
Altro	85,5	0,9	25

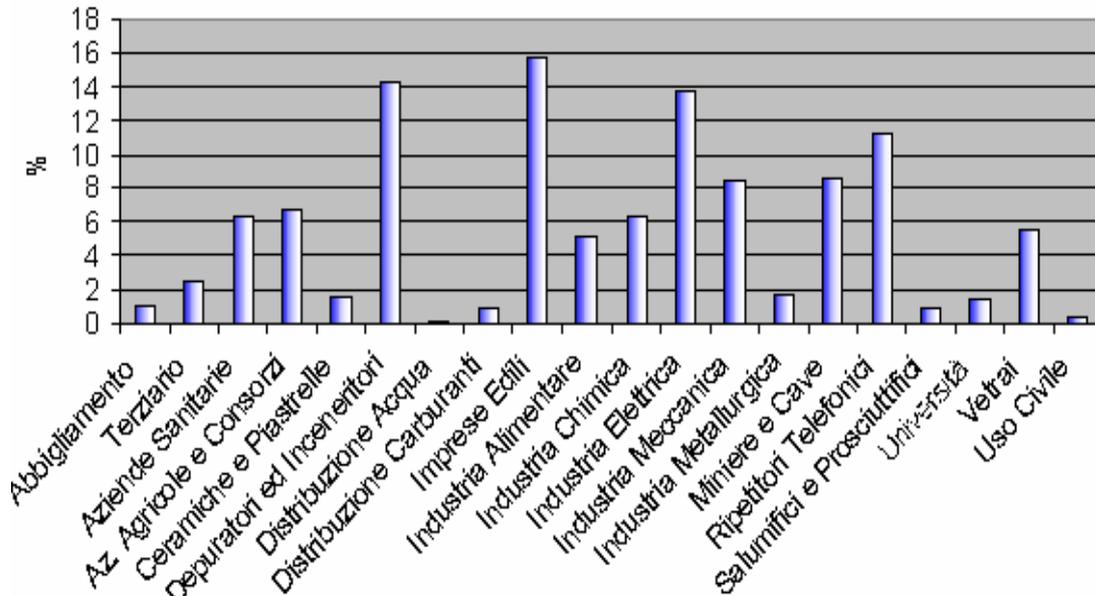
Tale situazione è stata incentivata dalla lungimirante politica delle amministrazioni locali tesa a incentivare lo sviluppo del territorio pur nel rispetto dell'ambiente.

### 3.3. Analisi statistica sugli impianti di cogenerazione in Umbria

Il presente lavoro di ricerca ha portato alla definizione della situazione della cogenerazione in Italia ed in particolare in Umbria, mettendo in evidenza i settori di applicazione, le taglie di utilizzo, la distribuzione geografica di tale tecnologia. Al fine di poter contare su una più ampia base di dati statistici, si è deciso di restringere il campo di azione alla regione Umbria. Si è scelta tale regione in quanto, essendo la realtà locale più vicina ai ricercatori, si è avuta la possibilità di giungere grazie anche alla disponibilità delle autorità locali, ad individuare non solo la totalità degli impianti di cogenerazione presenti, ma anche la totalità degli impianti di generazione distribuita. In questo modo è stato possibile implementare delle statistiche che verranno in seguito estese su base nazionale. Per comprendere appieno la distribuzione delle utenze consumatrici e distributrici di energia elettrica, si ritiene necessario inquadrare la regione dal punto di vista economico e culturale. L'Umbria è una delle regioni meno estese e meno popolate d'Italia, con una superficie di 8456 Km quadrati e con una popolazione di appena 840.482 abitanti. L'Umbria non è inserita nei circuiti più dinamici dell'economia italiana ed il suo reddito pro capite è inferiore, seppur di poco, alla media nazionale. Dal confronto dei dati dell'Umbria con quelli relativi all'Italia, emerge che il contributo dell'agricoltura alla formazione del prodotto regionale è, seppur in diminuzione, di gran lunga maggiore della media italiana e caratterizzato da una grande varietà di colture tipiche come quella della vite e dell'olivo. Nonostante l'Umbria non sia priva di giacimenti minerari, soprattutto di lignite, e nonostante sia dotata di un buon potenziale idroelettrico che alimenta alcune centrali, l'industrializzazione si è realizzata in questa regione in ritardo rispetto ad altre aree d'Italia. Il settore presenta due tipi di sviluppo industriale, in netto contrasto tra di loro e caratteristici dei due capoluoghi provinciali: Terni è sede di grandi complessi nell'industria di base (metallurgici, siderurgici, meccanici, chimici), sorti anche per intervento dello stato. Perugia si caratterizza invece per le piccole e medie aziende, d'iniziativa privata o familiare, che rappresentano comunque la caratteristica produttiva regionale, presenti soprattutto nei comparti alimentare, dell'abbigliamento e dell'artigianato di qualità. Molto fiorente è invece il settore terziario che poggia essenzialmente sul turismo e che contribuisce per oltre il 69% alla creazione della ricchezza regionale. Nel panorama energetico nazionale di forte dipendenza dall'estero, l'Umbria si colloca in una posizione intermedia anche se la quota di energia prodotta per mezzo di impianti idroelettrici è nettamente superiore rispetto alla media delle altre regioni. Si sottolinea in premessa che, per la loro significativa incidenza, i dati sugli impianti di cogenerazione e teleriscaldamento di quartiere e di città, basati su motori a combustione interna a gas naturale, saranno trattati in maniera separata al termine del presente paragrafo. In Umbria infatti dei 1084,5 MW di potenza installata, 507,5 MW derivano da impianti idroelettrici, 575,5 MW da centrali termoelettriche e solo 1,5 MW dall'unico sito eolico presente nella regione. Analizzando le varie categorie consumatrici di energia dei 5621,6 GWh consumati in Umbria nel 2002, ben 3659,5 GWh hanno coperto le esigenze delle Industrie locali, 986,5 GWh è l'energia consumata nel settore dei servizi mentre solo 86,6 GWh elettrici quelli impiegati nell'agricoltura. Elevata è anche la quota di energia elettrica usata per scopi domestici

che con i suoi 889,1 GWh consumati rappresenta quasi il 25% del consumo regionale globale. In particolare sono le Industrie manifatturiere di base a richiedere nella nostra regione il contributo maggiore di energia elettrica; tra queste quelle siderurgiche e chimiche sono quelle che hanno il maggiore fabbisogno di energia ma da segnalare in questo senso sono anche le industrie produttrici di cemento e di ceramiche. Una quota parte importante nel consumo di energia elettrica è quella fornita dalle industrie alimentari, dalle industrie meccaniche e dai molti alberghi e ristoranti.

**Fig. 4** – Distribuzione per settore degli impianti di generazione distribuita in Umbria  
 % per Settore Merceologico



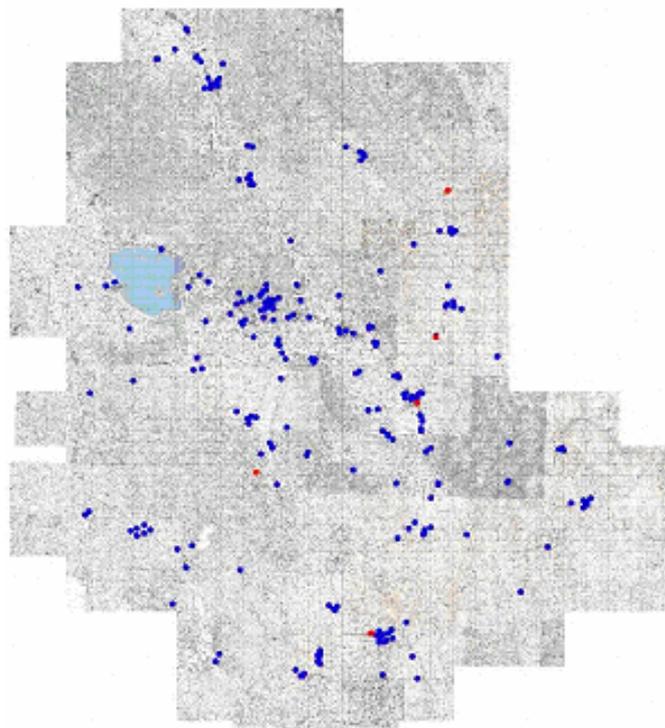
Regione	Potenza [kWe]	PIL [mil di euro]	Abitanti	Potenza/ PIL
Abruzzo	310431	23593,87	1262392	13,16
Basilicata	237230	9182,19	597768	25,84
Calabria	4947	27707,65	2011466	0,18
Campania	388862	84639,18	5701931	4,59
E. Romagna	613809	110479,32	3983346	5,56
Friuli vg	319465	29455,45	1183764	10,85
Lazio	403020	128121,13	5112413	3,15
Liguria	73656	37946,21	1571783	1,94
Lombardia	4376555	254446,95	9032554	17,20
Marche	447428	32493,40	1470581	13,77
Molise	212700	5582,02	320601	38,10
Piemonte	374299	106343,69	4214677	3,52
Puglia	10726	59367,03	4020707	0,18
Sardegna	4005	27642,48	4968991	0,14
Sicilia	735533	72881,52	1631880	10,09
Toscana	428247	85578,61	3497806	5,00
Trentino	28496	27307,56	940016	1,04
Umbria	161829	17736,73	825826	9,12
V. d'Aosta	590	3352,48	119548	0,18
Veneto	458092	113341,79	4527694	4,04

**Tab. 12** – Potenza degli impianti di generazione distribuita/cogenerazione disaggregata per Regione

Anche attraverso il contatto diretto con varie realtà industriali e produttive della regione, si è giunti a reperire dati su oltre 260 generatori di energia elettrica o termica e si ritiene con una certa sicurezza che essi siano più dell'80% degli effettivi gruppi di produzione presenti in Umbria. La maggioranza di questi motori sono gruppi elettrogeni usati come soccorso nelle medie e grandi aziende locali o, in alcuni casi, per coprire la richiesta elettrica del processo produttivo sempre o solamente nelle ore di maggiore fabbisogno dell'azienda.

Molti gruppi elettrogeni sono usati in quei lavori che non hanno una sede fissa, come le imprese edili, o nelle le imprese di produzione del cemento e del bitume per asfalto che hanno il proprio impianto di produzione mobile, oppure nelle miniere in quanto non è presente l'allaccio di rete.

La produzione di energia da fonte rinnovabile assimilata a fonte rinnovabile come la Cogenerazione o la produzione da Biomasse, non ha avuto grande sviluppo; si trovano infatti nella regione solamente pochi cogeneratori installati e per di più essi assolvono la produzione energetica di una sola categoria che è quella dei prosciuttifici. La situazione è comunque sostanzialmente in linea con la media nazionale; infatti se analizziamo ad esempio la situazione della cogenerazione in Italia, ci si accorge che l'Umbria è in posizione intermedia rispetto alle altre regioni d'Italia. Va sottolineato il fatto che l'Umbria ha un prodotto interno lordo piuttosto basso ed è come Molise e Basilicata. Dalle 263 utenze individuate nella regione si è stabilito che la potenza nominale degli impianti elettrici di generazione dislocati nel territorio è di 196 MW circa, da cui si evince che se tutti gli impianti potessero essere collegati con la rete di distribuzione elettrica nazionale, in Umbria potrebbe essere prodotta il 18,2% in più di energia elettrica rispetto al totale. Analizzando nel dettaglio le varie utenze regionali, sono state esaminate le correlazioni tra la potenza elettrica generata da ciascun settore merceologico con il totale prodotto in Generazione Distribuita (Fig. 4). La Figura 4 mostra come le percentuali maggiori di potenza generata siano rappresentate da quei settori che non hanno una sede fissa per il loro processo produttivo oppure addirittura hanno la sede dislocata in posti dove non è presente la copertura nazionale. Si spiega così come i gruppi elettrogeni asserviti alle attrezzature necessarie per lavorare nelle Miniere coprono quasi il 10% della potenza elettrica totale generata, oppure come i gruppi elettrogeni che regolano il processo produttivo del Bitume per asfalto o delle Imprese edili in generale siano al primo posto nella graduatoria con un 15,7% di percentuale sul totale. Si nota inoltre come nelle primissime posizioni siano presenti i generatori elettrici installati nei Depuratori e negli Inceneritori (14,24%). In posizione intermedia si collocano poi le medie e grandi industrie locali che come già detto sfruttano essenzialmente i gruppi elettrogeni come soccorso, e le Aziende Sanitarie che per obblighi di legge hanno bisogno di un gruppo di soccorso per ovviare ad eventuali interruzioni del servizio pubblico. Un dato che non si evince dal grafico ma che è fondamentale per i nostri studi, è quello relativo ai Salumifici e Prosciuttifici presenti con notevole frequenza nel territorio regionale. Essi coprono solamente l'1% della produzione elettrica totale in Generazione Distribuita ma raggiungono addirittura il 15,5% sul totale di kW termici prodotti in cogenerazione. Il dato è ancor più significativo se si pensa che in termini di kW termici oltre il 25% del totale è prodotto nell'unica cartiera presente in regione, la Cartiera di Trevi. Si può pertanto concludere che per un fabbisogno termico costante tutto l'anno come quello dei Salumifici e dei Prosciuttifici, la produzione combinata di energia elettrica e termica, soprattutto per le utenze con richiesta maggiore, può rappresentare una soluzione molto vantaggiosa. Interessante è infine analizzare il tipo di combustibile utilizzato in un qualsiasi impianto, anche in relazione al tipo di motore sfruttato. Le piccole turbine idroelettriche non hanno trovato uno sviluppo adeguato e praticamente sono ininfluenti sulla percentuale totale (0,5%). Il vento ha trovato nei due aerogeneratori da 750 kW cadauno nei pressi di Fossato di Vico l'unica applicazione di eolico della regione. Volutamente non sono stati censiti in questo lavoro gli impianti fotovoltaici, che hanno visto una crescita notevole negli ultimi anni (in Umbria si contano al momento attuale 2703 impianti fotovoltaici per un totale di 51 MWp installati). Il Gas Metano ha trovato un ottimo sviluppo soprattutto nell'alimentazione degli impianti di cogenerazione anche in relazione ai benefici fiscali ottenibili per il fatto che la produzione combinata di energia è stata assimilata a produzione da fonte rinnovabile dal disposto normativo L. 239/2004.



**Fig. 5**– Impianti di produzione da fonte rinnovabile indicati dai punti in rosso

Gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento abbinati a reti di teleriscaldamento a livello di quartiere o di città hanno conosciuto in Umbria un incremento notevole a seguito della L. 239/2004 e delle circolari applicative che hanno consentito l'ottenimento dei Certificati Verdi alla energia elettrica correlata all'energia termica utile in output dagli impianti. Almeno 10 impianti di cogenerazione ad alto rendimento abbinati a reti di teleriscaldamento qualificati dal GSE sono stati realizzati in Umbria tra il 2005 e il 2010. I dati di potenza elettrica e termica installate, nonché di energia elettrica e termica prodotte annualmente dai principali impianti di cogenerazione ad alto rendimento abbinati a reti di teleriscaldamento presenti ad oggi in Umbria sono riportati nella successiva tabella 13.

Tutti gli impianti di cui alla Tabella 13 sono basati su motori a combustione interna alimentati a gas naturale. Proprio questa tecnologia, prevalente nel settore cogenerativo civile e abbinato al teleriscaldamento, è stata selezionata per l'analisi dell'applicazione di celle MCFC come retrofitting di impianti esistenti al fine di ridurre l'impatto ambientale attraverso la separazione della CO<sub>2</sub> emessa nei gas di scarico e contemporaneamente di incrementarne la produzione di energia elettrica.

<b>UMBRIA</b>	<b>Cogeneratori installati</b>		<b>Caldaie installate</b>	<b>Energia elettrica annua di progetto</b>	<b>Energia termica annua di progetto</b>	
<b>Impianto</b>	<b>kWe</b>	<b>kWt</b>	<b>kWt</b>	<b>kWhe</b>	<b>Da cogeneratore [kWht]</b>	<b>Totale [kWht]</b>
Norcia	3*337	3*529	3500+1750+1200	4.030.000	6.885.000	8.161.000
Cascia	2*386	2*541	1750+1200+800	3.000.000	4.500.000	6.000.000
Roccaporena	232	369	4*500	660.163	1.050.000	1.500.000
S.Maria degli Angeli	2*1150+1*1560	2*1173+1*1774	7000+3500+1750+1200	11.061.000	11.403.000	16.300.000
Michelangelo Assisi	119	198	500	491.400	814.800	1.144.715
Prepo Perugia	3*337	3*529	3500+1750+1200	3.300.000	5.177.000	10.800.000
San Mariano di Corciano	1560	1774	2200+1750+1200	3.800.000	4.077.000	5.400.000
Prosperius Umbertide	232	369	2*800	618.480	1.000.000	2.167.000
Meliscianum San Giustino	119	198	1*500+2*800	605.800	961.890	1.542.360
<b>TOTALE</b>	<b>8916</b>	<b>11284</b>	<b>41450</b>	<b>27.566.843</b>	<b>35.868.690</b>	<b>53.015.075</b>

**Tab. 13** – Potenze ed energie annuali elettriche e termiche dei principali impianti di cogenerazione ad alto rendimento abbinati a reti di teleriscaldamento in Umbria (impianti in funzione e qualificati GSE al 2009)

#### 4. DEFINIZIONE DI POSSIBILI COMPOSIZIONI MEDIE E CARATTERISTICHE DEI GAS ESAUSTI IN USCITA DA MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA

Le più autorevoli organizzazioni mondiali che si occupano di ambiente, come l'IPCC e l'IEA, concordano che le emissioni antropiche di CO<sub>2</sub> contribuiscono in modo rilevante al fenomeno dei cambiamenti climatici ed individuano come soluzione del problema lo sviluppo di sistemi di produzione e conversione di energia con efficienze sempre più elevate e quindi emissioni di CO<sub>2</sub> sempre più ridotte. (IEA, 2010; IPCC, 2007).

Proprio in questo contesto si inserisce l'impiego della cogenerazione, considerata come uno degli strumenti più efficaci di risparmio energetico. Con il termine cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), si indica la produzione combinata di energia elettrica e termica partendo da una qualsiasi sorgente energetica, attuata in un unico sistema integrato. I vantaggi che ne derivano in termini di risparmio di energia primaria, rispetto alla generazione separata, si traducono direttamente in minori emissioni di gas climalteranti.

Recentemente, la necessità di sviluppo di sistemi di conversione di energia sempre più efficienti e rispettosi dell'ambiente ha focalizzato l'attenzione degli operatori del settore verso le celle a combustibile, sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (tipicamente idrogeno) mediante un ossidante (aria o ossigeno), ricavando corrente elettrica continua, acqua ed energia termica, senza cicli termici intermedi.

Una delle applicazioni più innovative, che si prevede avrà larga diffusione in futuro, consiste nel combinare celle a combustibile ad elevata temperatura con sistemi di produzione di energia tradizionali. Se si alimenta il catodo di una MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) con i fumi di scarico di un impianto di cogenerazione, invece di aria od ossigeno, la cella è in grado, oltre a produrre ulteriore energia, di funzionare da separatore e concentratore di CO<sub>2</sub>.

L'obiettivo della presente fase del lavoro di ricerca è quello di qualificare e quantificare le emissioni di impianti di cogenerazione per condurre uno studio di fattibilità della tecnologia MCFC per la separazione della CO<sub>2</sub> come retrofitting di impianti esistenti.

Gli impianti di cogenerazione esaminati sono abbinati al teleriscaldamento delle città di Perugia e di Norcia in provincia di Perugia (riferimento Tab. 13). Vengono illustrate le operazioni seguite per l'acquisizione dei dati e la loro elaborazione. Per ciascun impianto e per ogni giorno esaminato, tale elaborazione ha prodotto valori medi orari delle concentrazioni di NO, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei gas di scarico e della loro temperatura. In previsione di applicare a valle di ogni centrale una cella (o uno stack) MCFC, si è tentato dunque di individuare una legge di correlazione tra questi valori e la produzione di energia elettrica dell'impianto. I dati estrapolati dall'analisi sperimentale consentiranno ai ricercatori di implementare modelli di simulazione di celle MCFC viste come retrofitting di impianti di cogenerazione esistenti. A tale scopo saranno fornite in input al modello le concentrazioni medie di CO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>, caratteristiche dell'intero intervallo di tempo investigato sperimentalmente.

##### 4.1. La cogenerazione, strumento di efficienza energetica

Con il termine cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore), ottenute in appositi impianti utilizzando la stessa energia primaria.

Per produrre la sola energia elettrica, le centrali termoelettriche disperdono parte dell'energia primaria nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico, essendo a bassa temperatura.

Invece, per produrre la sola energia termica, le caldaie convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Quindi, se un'utenza richiede entrambe le forme di energia, anziché installare una caldaia ed acquistare energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per

soddisfare le esigenze termiche. L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: da ciò deriva un minor consumo di combustibile e di conseguenza un minor impatto ambientale.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, per usi sia civili sia industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

Da un punto di vista impiantistico, le tipologie fondamentali di impianti di cogenerazione sono riconducibili al tipo di motore primo adottato. I motori primi maggiormente utilizzati e per i quali esiste, oggi, una consolidata esperienza operativa in impianti di cogenerazione sono: motori alternativi a combustione interna, turbine a gas, turbine a vapore, impianti a ciclo combinato turbina a gas/turbina a vapore. Turbine a vapore e cicli combinati sono tipologie impiantistiche di potenza elevata, utilizzate in genere per applicazioni industriali, mentre motori alternativi e turbine a gas trovano applicazione anche sugli impianti di piccola e microcogenerazione. Queste tecnologie sono anche dette tradizionali. Accanto ad esse vanno menzionate le cosiddette tecnologie innovative (motori Stirling, celle a combustibile, ecc.), che rappresentano le soluzioni più avanzate nel campo della cogenerazione, anche se ancora poco commercializzate.

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore, non potendo essere trasportato per lunghe distanze per evitare costi e perdite eccessive, viene utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata, per usi di processo industriali o civili (ad esempio, riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento e raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento) o, nella forma di aria calda, per processi industriali di essiccazione. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche (GSE, 2008; Onovwiona e Ugursal, 2004).

#### 4.2. La cogenerazione abbinata al teleriscaldamento

Per teleriscaldamento si intende un sistema che produce calore in un sito lontano da quello di utilizzazione e lo trasmette attraverso un'apposita rete di trasporto e di distribuzione. Si parla di teleriscaldamento urbano quando l'utenza dell'impianto di teleriscaldamento riguarda una città o parte di essa, qualunque sia la sua estensione.

Il teleriscaldamento urbano può essere garantito da una centrale di riscaldamento, cioè da una installazione che produce esclusivamente calore, ma sempre più spesso è combinata con una produzione congiunta di energia elettrica e calore: in tal caso si parla di cogenerazione urbana.

Un impianto di teleriscaldamento urbano è composto essenzialmente dai seguenti componenti:

- una centrale di produzione del calore o, più spesso, di cogenerazione;
- una rete di distribuzione del fluido termovettore, costituita da una serie di tubazioni che collegano la centrale termica alle sottostazioni di utenza;
- le sottostazioni di utenza, di solito una per ogni edificio servito, che costituiscono l'interfaccia tra il sistema di teleriscaldamento urbano e l'impianto di riscaldamento (ed eventualmente di produzione di acqua calda sanitaria) di edificio (Andreini e Pitimada, 1999; Desideri et al., 2004, 2006).

### 4.3. Celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC)

Le celle a combustibile sono dispositivi elettrochimici che convertono l'energia chimica di un combustibile direttamente in energia elettrica, garantendo una produzione di energia elettrica con elevata efficienza e basso impatto ambientale. Una cella a combustibile è costituita essenzialmente da tre elementi: due elettrodi, catodo ed anodo, ed una matrice che costituisce o contiene l'elettrolita. Il combustibile e i gas ossidanti lambiscono rispettivamente l'anodo e il catodo (sulle facce opposte a quelle in contatto con l'elettrolita), alimentando reazioni di ossidazione del combustibile e riduzione dei gas ossidanti. Le singole celle vengono sovrapposte l'una all'altra e poi collegate elettricamente in serie in modo da ricavare una differenza di potenziale complessiva del valore desiderato. Le celle *impilate* formano il cosiddetto stack. Sono oggi disponibili diverse tipologie di celle a combustibile, che generalmente si distinguono per il tipo di elettrolita impiegato e le diverse temperature di funzionamento.

In una cella a combustibile MCFC l'elettrolita è solitamente una miscela di carbonati alcalini (Litio Li, Sodio Na, Potassio K), trattenuta da una matrice ceramica di  $\text{LiAlO}_2$ . La cella opera a 600-700 °C, temperatura alla quale i carbonati formano un sale fuso molto conduttivo, con ioni carbonato  $\text{CO}_3^{2-}$  che permettono la conduzione ionica. A temperature di questo livello non sono necessari metalli nobili per svolgere la funzione di elettrocatalizzatori; infatti, la cinetica delle reazioni è favorita dalle condizioni termiche e sono sufficienti elettrodi porosi a base nichel per promuovere le reazioni. Il combustibile primario impiegato è l'idrogeno, che può provenire da combustibili tradizionali, quali il gas metano, o da combustibili di sintesi, come biogas, syngas e landfill gas (EG&G Technical Services, 2004; Odemondo e Dellepiane, 2009).

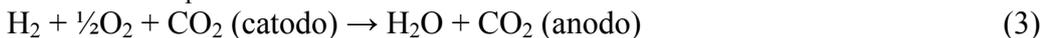
### 4.4. Impiego delle celle MCFC come tecnologia di separazione della CO<sub>2</sub>

In una MCFC il combustibile gassoso viene fornito continuamente all'anodo (elettrodo negativo) e un vettore ossidante alimenta ininterrottamente il catodo (elettrodo positivo). Quando si raggiunge una temperatura di circa 650 °C, i sali di carbonato che costituiscono l'elettrolita della cella fondono e diventano capaci di trasportare ioni carbonato  $\text{CO}_3^{2-}$  dal catodo all'anodo. Lì si combinano con l'idrogeno, producendo acqua, anidride carbonica ed elettroni. In Figura 6 è illustrato il principio di funzionamento di una cella a combustibile a carbonati fusi.

Le due semireazioni di cella sono:



La reazione complessiva della cella è:



Quindi, se il catodo di una MCFC è alimentato dai gas di scarico di un impianto di produzione di energia tradizionale (per esempio, un impianto di cogenerazione), la cella funziona sia come un generatore di potenza, sia come un concentratore di anidride carbonica (Caprile et al., 2009; Sugiura et al., 2003).

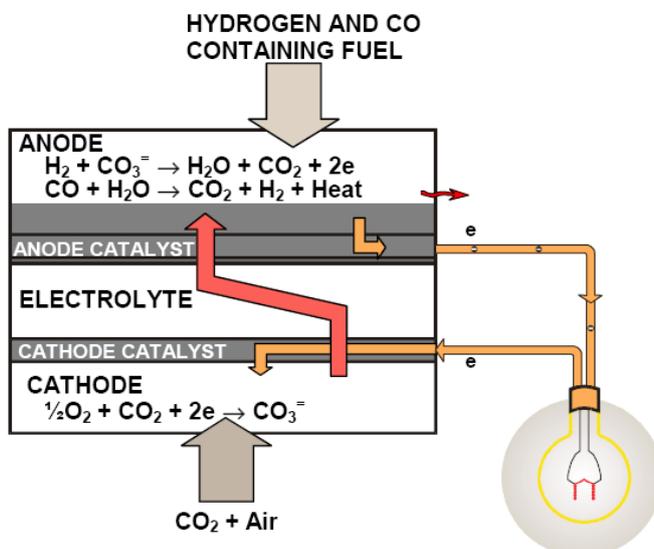


Fig. 6 - Principio di funzionamento di una cella a combustibile MCFC.

#### 4.5. Descrizione degli impianti di cogenerazione e teleriscaldamento oggetto di studio

Gli impianti di cogenerazione esaminati sono abbinati al teleriscaldamento delle città di Perugia (località Prepo) e di Norcia (in provincia di Perugia), in Italia. Essi forniscono energia termica ad edifici di proprietà pubblica e privata e producono nel contempo energia elettrica da immettere nella rete di distribuzione nazionale.

La centrale di produzione dell'impianto di Perugia sorge in via Borghetto di Prepo, in località Prepo. Entrato in esercizio in assetto cogenerativo il 30 dicembre 2008, attualmente dispone di n. 25 utenze connesse alla rete. La centrale di produzione dell'impianto di Norcia sorge in via della Stazione, nella Zona Industriale e Artigianale Sud della città. Entrato in esercizio in assetto cogenerativo il 1 novembre 2008, funziona a pieno regime (n. 68 utenze allacciate).

Ogni gruppo di cogenerazione è costituito da n. 3 motori endotermici a gas naturale, connessi a macchine sincrone, con recupero di calore dai gas di scarico, di caratteristiche nominali riportate in Tabella 14.

L'inseguimento del carico termico, l'integrazione dei cogeneratori per i picchi di richiesta e la loro sostituzione nei periodi di fermo manutentivo o di guasto sono garantiti da n. 3 generatori di calore a tubi di fumo di caratteristiche nominali riportate in Tabella 15.

Un gruppo di pompaggio consente la circolazione del fluido termovettore nella rete del teleriscaldamento per mezzo di n. 6 elettropompe per acqua surriscaldata fino a 140 °C disposte in serie.

**Tab. 14** - Caratteristiche di targa dei motori degli impianti di cogenerazione.

Motori	Centrale di Prepo		Centrale di Norcia	
	Motori I, II, III (mod. ME 3042 L1)	Motori I, II (mod. ME 3042 L1)	Motori I, II (mod. ME 3042 L1)	Motori III (mod. ME 3042 L3)
Potenza elettrica (kW <sub>e</sub> )	329	323	323	318
Potenza termica (kW <sub>t</sub> )	512	512	512	521
Potenza in ingresso (kW)	940	917	917	915
Rendimento elettrico (-)	0,36	0,36	0,36	0,36
Rendimento termico (-)	0,54	0,54	0,54	0,54

**Tab. 15** - Caratteristiche di targa delle caldaie degli impianti di cogenerazione.

Caldaie	Centrale di Prepo			Centrale di Norcia		
	Caldaia I	Caldaia II	Caldaia III	Caldaia I	Caldaia II	Caldaia III
Marca	HOVAL	HOVAL	HOVAL	IVAR	IVAR	IVAR
Tipo	THD-3-RR 3000	TND-RR 1500	TND-RR 1000	XV/AS 3000	XV/AS 1500	XV/AS 1000
Combustibile	gas naturale	gas naturale	gas naturale	gas naturale	gas naturale	gas naturale
Potenza termica utile (kW)	3488	1744	1163	3489	1745	1163
Potenza termica al focolare (kW)	3875	1937	1292	3873	1939	1291
Rendimento medio stagionale (%)	91	91	91	91	91	91
Temperatura massima (°C)	110	110	110	120	120	120

Infine sono presenti contabilizzatori elettrici e termici, una centrale di controllo e un sistema di misura e monitoraggio delle emissioni. Questo opera un monitoraggio continuo di ogni cogeneratore, tramite una strumentazione fissa costituita da: una unità di analisi fumi, completa di sonda di aspirazione fumi, un trasmettitore ossigeno, una sonda per la misura della temperatura dei fumi ed una unità centrale di registrazione della combustione (Energia Verde S.p.A., 2008; Energy Project S.r.l., 2008; Tecnocontrol S.r.l.).

#### **4.6. Analisi sperimentale delle emissioni inquinanti prodotte dagli impianti di cogenerazione in esercizio**

La sede centrale dell'azienda che ha progettato questi impianti e li gestisce (Gaia Energia & Servizi S.r.l.) si trova a Perugia e al momento non dispone, sebbene sia in previsione, di un collegamento in remoto con le singole centrali di cogenerazione e con i sistemi di monitoraggio delle emissioni. Perciò è stato necessario compiere dei sopralluoghi tecnici in situ.

Il lavoro si è articolato in due fasi: 1) acquisizione dei dati storici memorizzati dalle unità centrali di registrazione della combustione, installate in entrambe le centrali cogenerative, mediante impiego della strumentazione e di un software dedicato; 2) elaborazione di tali dati.

Dopo aver installato su un PC portatile il software, si è proceduto, in affiancamento al personale dell'azienda, a collegarlo direttamente alla centrale di registrazione di ogni impianto, per mezzo di una porta seriale. Quindi tutti i dati accumulati in memoria sono stati scaricati. Per ogni file di database (formato .mbd Microsoft® Access), si è deciso quali sonde visualizzare (NO, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> e temperatura fumi) e di quale cogeneratore (tutti e tre, uno alla volta). Infine i dati sono stati esportati in un file di testo (.txt).

Inizialmente è stata eseguita la media aritmetica dei n. 6 valori misurati/calcolati in ogni ora per ciascun cogeneratore (il tempo di campionamento di tutte le grandezze è impostato a 10 minuti); quindi, per ottenere dati rappresentativi dell'intero impianto, sono stati mediati i valori associati a ciascun motore in corrispondenza dello stesso intervallo orario.

Per ogni impianto di cogenerazione, sono state ricavate, su un definito intervallo temporale, le concentrazioni medie orarie di NO, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> nei gas di scarico. E' stata inoltre monitorata la loro temperatura.

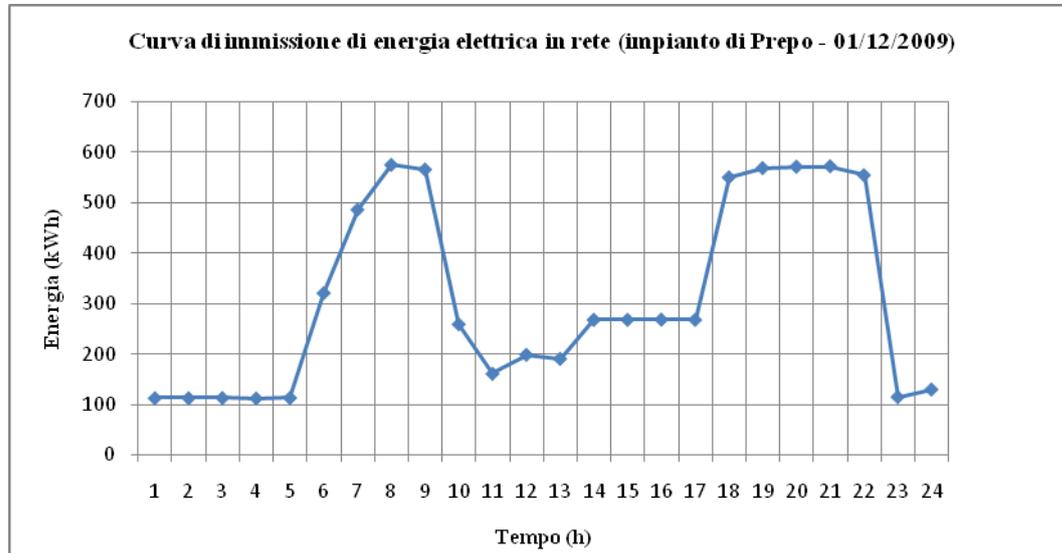
Inoltre, si è tentato di individuare una legge di correlazione funzionale tra le concentrazioni di inquinanti emesse e l'energia elettrica prodotta, con la quale poter impostare un programma di regolazione dei motori, in vista di una loro combinazione futura con la tecnologia MCFC. A tal fine, sono state utilizzate le curve di produzione di energia elettrica in rete dei due impianti per i periodi di interesse.

#### **4.7. Analisi delle emissioni inquinanti prodotte dall'impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Perugia - località Prepo**

L'intervallo di tempo che è stato possibile investigare è limitato al mese di dicembre 2009. Dal momento che l'impianto non funziona ancora a pieno regime, è interessante considerare due giorni rappresentativi del periodo esaminato e relativi ad una configurazione dell'impianto caratterizzata da un diverso numero di utenze connesse alla rete.

La Figura 7 mostra la curva di immissione di energia elettrica in rete del giorno 1 dicembre 2009. Siccome gli ausiliari e gli autoconsumi in centrale (gruppo di pompaggio, illuminazione interna, ecc.) sono pressoché costanti nel tempo, l'andamento osservato è lo stesso di quello dell'energia elettrica prodotta. E' molto variabile nell'arco della giornata e presenta due picchi evidenti in corrispondenza delle seguenti fasce orarie: 8.00-9.00 e 18.00-22.00. La loro presenza è dovuta ad almeno due aspetti. In primo luogo, la tipologia dominante di utenze (condomini) conferisce al carico termico, e quindi alla curva di produzione di energia elettrica, la forma illustrata. Di solito sono infatti gli amministratori a stabilire quali

debbano essere le fasce orarie, nell'arco della giornata, di maggior richiesta termica. In secondo luogo, il mancato funzionamento, almeno per ora, delle caldaie di integrazione è responsabile della presenza dei picchi. Infatti, a causa del numero insufficiente di utenze attualmente connesse alla rete, i cogeneratori, da soli, sono in grado di fornire l'intero carico termico, inclusi i picchi.



**Fig. 7** - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 1 dicembre 2009 (impianto di Prepo).

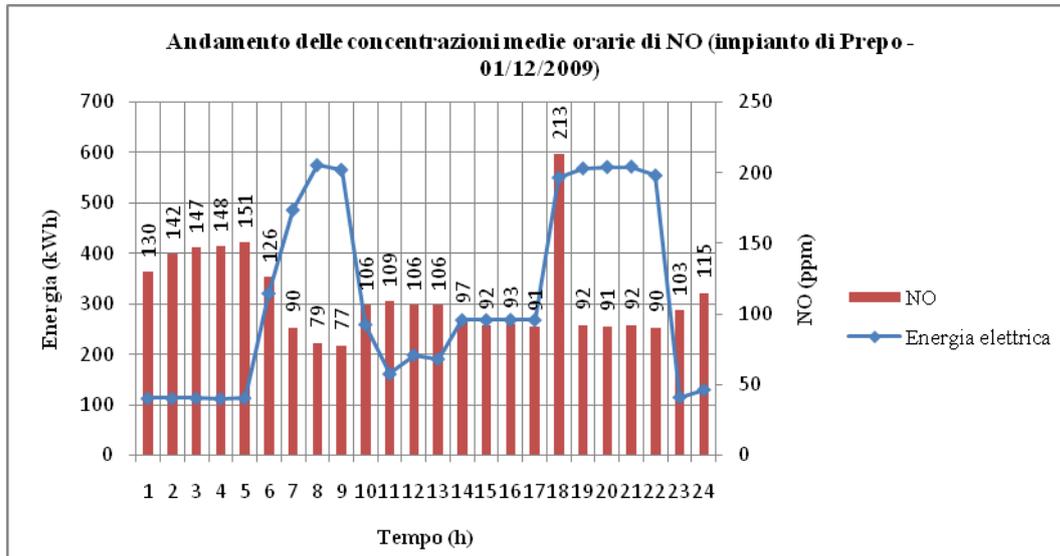
L'impianto non dispone di un sistema di gestione in remoto, ma viene regolato manualmente da tecnici specializzati sulla base della temperatura di ritorno dalla rete del fluido termovettore. Tuttavia, è stato possibile ricostruire il numero di cogeneratori funzionanti e il carico di ciascuna macchina nell'arco della giornata tipo: n. 2 che operano a pieno carico nelle ore di maggiore richiesta termica e n. 1 funzionante a carico variabile nelle restanti parti del giorno (Tabella 16).

**Tab. 16** - Numero di cogeneratori funzionanti e carico di ciascuna macchina nell'arco della giornata (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

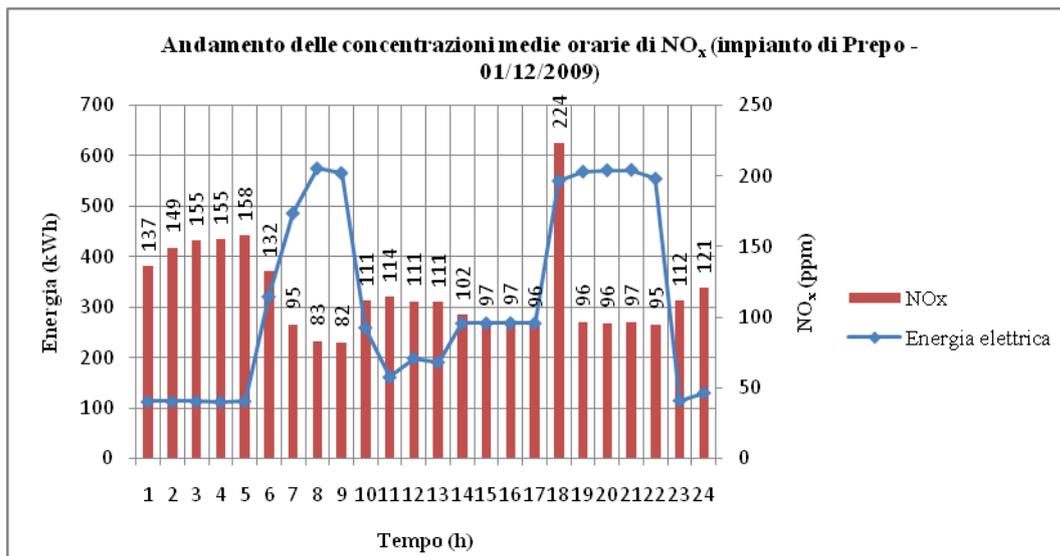
Fasce orarie	Energia (kWh <sub>e</sub> )	N. motori	Carico (%)
1.00-5.00	112,9	1	48
8.00-9.00	570,2	2	100
14.00-17.00	268,1	1	95
18.00-22.00	563,2	2	99

La Figura 8 mostra l'andamento delle concentrazioni medie orarie di NO per il giorno 1 dicembre 2009, sovrapposto alla curva di produzione di energia elettrica. Ad eccezione del valore massimo di 213 ppm, dovuto all'effetto della fase di avviamento del secondo motore e perciò non rappresentativo, si osserva una sostanziale concordanza dei valori di concentrazione di NO. Il range di variazione diventa ancor più ridotto in corrispondenza delle fasce orarie in cui la produzione di energia elettrica utile è più regolare (escludendo, cioè, le fasi transitorie): 1.00-5.00, 8.00-9.00, 14.00-17.00 e 18.00-22.00. Nelle ore di funzionamento di un solo motore, emerge con evidenza che la concentrazione di NO diminuisce al

crescere dell'energia elettrica utile prodotta dall'impianto. Queste considerazioni sono ancora valide per le concentrazioni medie orarie di NO<sub>x</sub> (Figura 9).

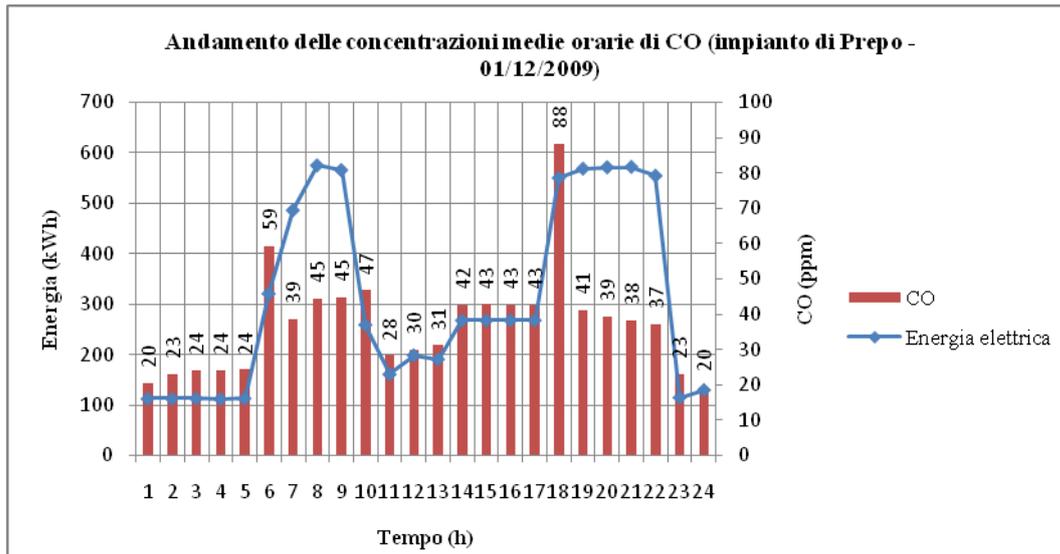


**Fig. 8** - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).



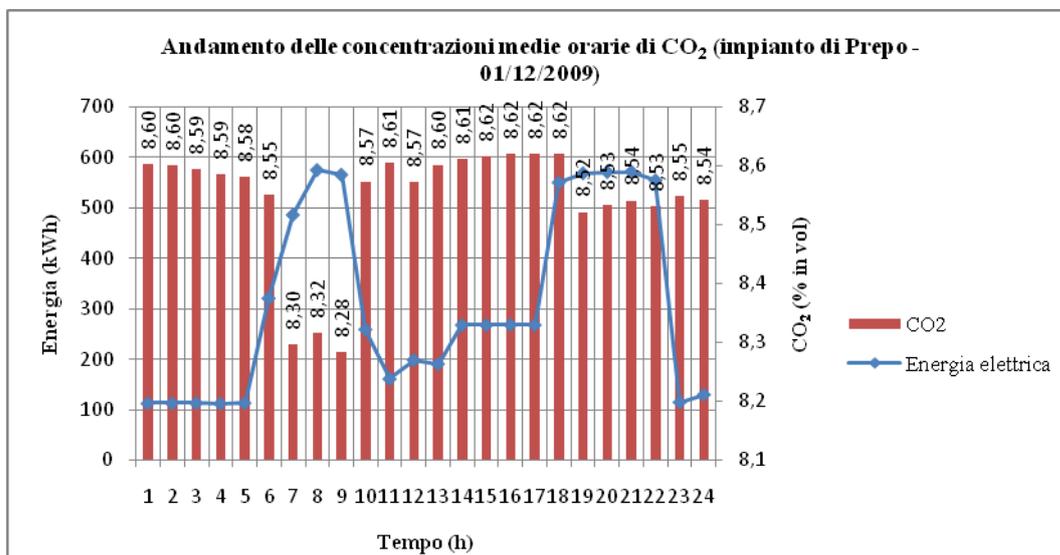
**Fig. 9** - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO<sub>x</sub> (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

La Figura 10 mostra l'andamento delle concentrazioni medie orarie di CO per lo stesso giorno, sovrapposto alla curva di produzione di energia elettrica. Anche in questo caso, ad eccezione di due valori (59 ppm e 88 ppm), ben più elevati degli altri e dovuti al contributo del secondo motore entrato da poco in funzione, si osserva una certa concordanza delle concentrazioni nell'arco della giornata. In particolare, i valori si allineano perfettamente tra loro in corrispondenza delle ore di funzionamento di un solo motore. Inoltre, il valore minimo di emissione è raggiunto in corrispondenza del minimo carico.



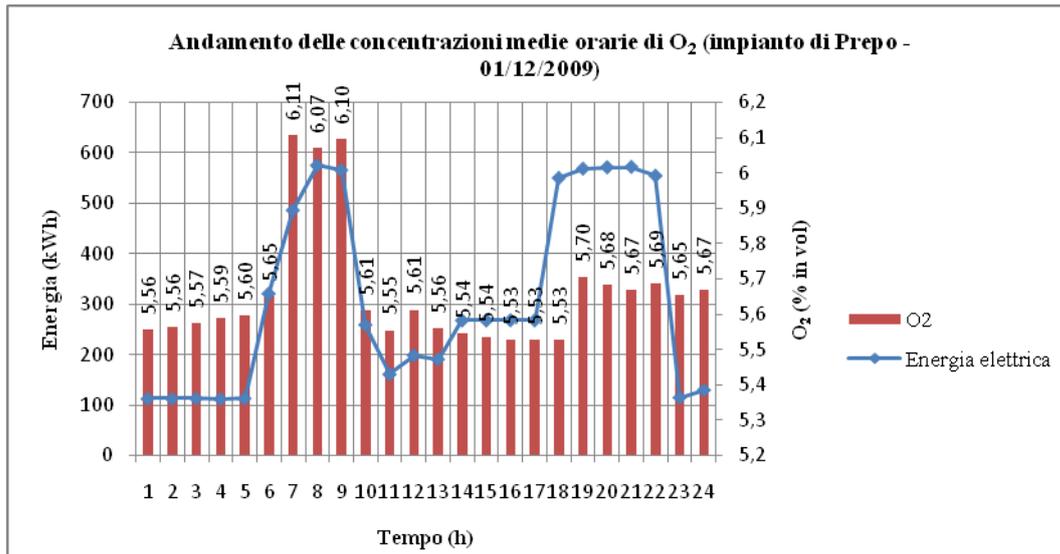
**Fig. 10** - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

La Figura 11 è analoga alle precedenti e riguarda le concentrazioni medie orarie di CO<sub>2</sub>. I valori si mantengono pressoché costanti per tutto l'arco della giornata, ad eccezione dei periodi di funzionamento di n. 2 motori, in cui si assiste ad una evidente riduzione della concentrazione di CO<sub>2</sub> emessa. La fase di avviamento del secondo motore necessita, infatti, di un forte aumento di eccesso d'aria (minore emissione di CO<sub>2</sub>), che fa crollare in percentuale la concentrazione media oraria prodotta da più motori, funzionanti contemporaneamente.



**Fig. 11** - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO<sub>2</sub> (impianto di Prepo, 1/12/2009).

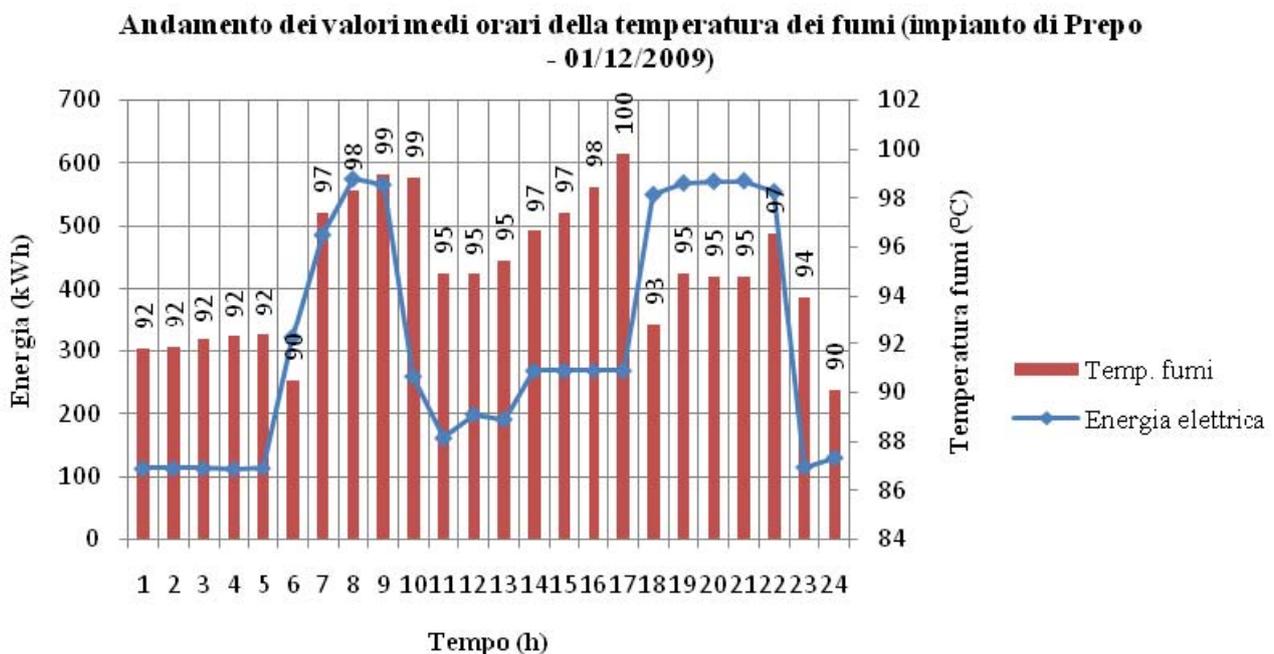
Come previsto, l'andamento delle concentrazioni medie orarie di O<sub>2</sub> per il giorno esaminato (Figura 12) è complementare a quello mostrato in Figura 6.



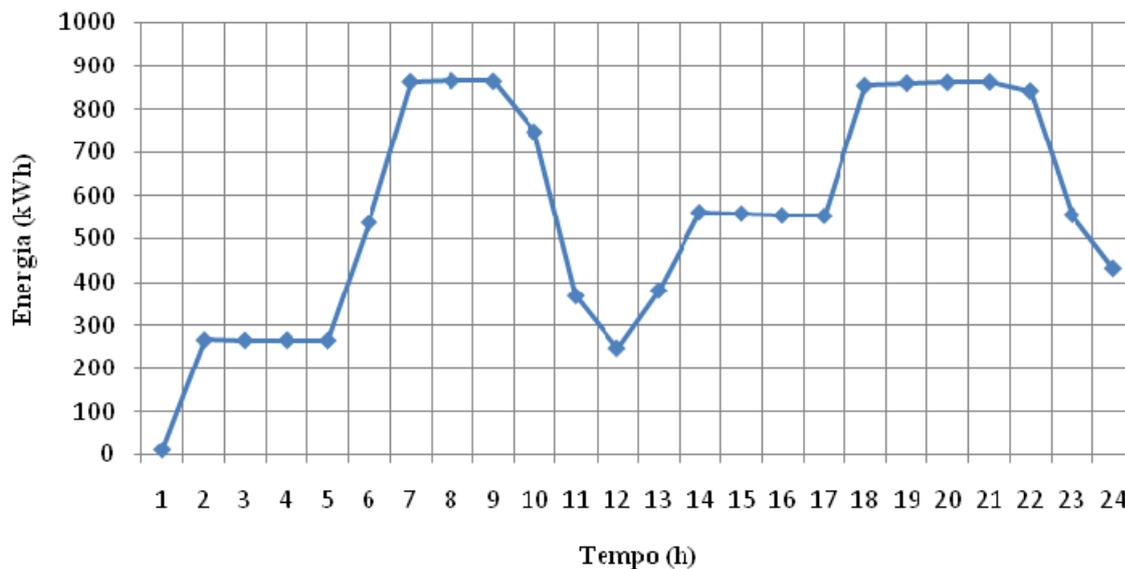
**Fig. 12** - Andamento delle concentrazioni medie orarie di O<sub>2</sub> (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

Inoltre, la riduzione della concentrazione di O<sub>2</sub>, che si osserva nelle ore di funzionamento del singolo cogeneratore a pieno carico (14.00-17.00) rispetto a quello nelle ore di funzionamento dello stesso a carico parziale (1.00-5.00), spiega l'aumento della concentrazione media di CO emessa (Ferrari, 2005). Non è altrettanto semplice trovare una spiegazione della diminuzione delle concentrazioni di NO e NO<sub>x</sub> emesse nel medesimo intervallo temporale. Infatti, oltre al contenuto di ossigeno della miscela di alimentazione, esse sono influenzate dai valori massimi di temperatura raggiunti e da numerose altre variabili legate alla cinetica chimica, di cui non si hanno informazioni dettagliate e affidabili.

La Figura 13 mostra l'andamento dei valori medi orari della temperatura dei fumi a valle del recupero termico: si osserva che, come previsto, essi crescono al crescere del carico del singolo cogeneratore.



**Fig. 13** - Andamento dei valori medi orari della temperatura fumi (impianto di Prepo, 1/12/09).

**Curva di immissione di energia elettrica in rete (impianto di Prepo - 18/12/2009)**

**Fig. 14** - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 18 dicembre 2009 (impianto di Prepo).

La Figura 14 mostra la curva di immissione di energia elettrica in rete del giorno 18 dicembre 2009, conseguente alla connessione di n. 5 nuove utenze alla rete del teleriscaldamento.

L'aumento di energia elettrica prodotta è di circa il 35% nelle ore di maggior richiesta termica e di circa il 50% altrove. Ciò è stato reso possibile mediante l'inserimento di un terzo motore (Tabella 17).

**Tab. 17** - Numero di cogeneratori funzionanti e carico di ciascuna macchina nell'arco della giornata (impianto di Prepo, 18 dicembre 2009).

Fasce orarie	Energia (kWh <sub>e</sub> )	N. motori	Carico (%)
2.00-5.00	265,8	1	93
7.00-9.00	864,8	3	100
14.00-17.00	557,4	2	97
18.00-22.00	856,6	3	99

In questo caso, poiché più cogeneratori lavorano contemporaneamente per la quasi totalità del tempo, individuare una legge di correlazione semplice tra le emissioni inquinanti e la produzione di energia elettrica dell'impianto è difficoltoso. Inoltre, i livelli di emissione di tutte le specie inquinanti prodotti nelle ore di funzionamento di un solo motore risultano minori di quelli della precedente giornata, relativamente a valori di energia elettrica prodotta paragonabili. In conclusione, dai dati che si hanno a disposizione, non si evince una correlazione univoca tra emissioni e carico elettrico. La Tabella 18 contiene i valori medi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub> (quest'ultimo ottenuto per differenza tra NO<sub>x</sub> e NO), CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto e della loro temperatura, per tutto il mese di dicembre 2009. Per poter indagare con un maggiore approfondimento le prestazioni di una cella a combustibile a carbonati fusi, è utile disporre anche di valori minimi (Tabella 19) e massimi giornalieri (Tabella 20) delle stesse grandezze.

**Tab. 18** - Valori medi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Prepo e della loro temperatura (dicembre 2009).

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Perugia - Località Prepo						
Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/12/2009	112	6	37	8,54	5,66	95,0
02/12/2009	110	8	53	8,51	5,73	93,4
03/12/2009	92	7	34	8,41	5,89	92,5
04/12/2009	94	6	42	8,40	5,90	96,2
05/12/2009	96	5	58	8,39	5,85	92,4
06/12/2009	100	5	45	8,42	5,87	94,2
07/12/2009	92	6	47	8,33	6,03	95,5
08/12/2009	91	5	34	8,29	6,11	96,5
09/12/2009	100	5	47	8,25	6,15	95,4
10/12/2009	106	5	46	8,22	6,23	96,5
11/12/2009	84	5	32	8,21	6,25	95,1
12/12/2009	95	6	40	8,24	6,19	94,6
13/12/2009	112	6	51	8,30	6,08	93,8
14/12/2009	84	6	43	8,24	6,18	94,2
15/12/2009	92	6	36	8,23	6,20	94,8
16/12/2009	95	6	35	8,25	6,11	94,3
17/12/2009	107	5	30	8,28	6,13	94,8
18/12/2009	99	5	29	8,25	6,19	95,0
19/12/2009	98	4	56	8,35	6,02	92,6
20/12/2009	90	4	47	8,35	6,01	91,7
21/12/2009	92	4	61	8,29	6,12	90,8
22/12/2009	85	4	56	8,43	5,82	91,8
23/12/2009	90	4	57	8,48	5,74	91,7
24/12/2009	91	4	69	8,66	5,50	90,3
25/12/2009	97	4	81	8,71	5,44	88,5
26/12/2009	101	4	71	8,52	5,66	90,4
27/12/2009	96	4	91	8,53	5,56	90,5
28/12/2009	86	4	73	8,50	5,77	90,9
29/12/2009	96	4	81	8,54	5,72	91,1
30/12/2009	81	4	68	8,48	5,72	92,1
31/12/2009	88	4	72	8,50	5,70	90,7
<b>Media</b>	95	5	52	8,39	5,92	93,1

Tab. 19 - Valori minimi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Prepo e della loro temperatura (dicembre 2009).

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Perugia - Località Prepo						
Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/12/2009	77	4	20	8,28	5,53	90,1
02/12/2009	55	4	2	8,31	4,78	88,4
03/12/2009	66	3	1	8,20	5,54	86,7
04/12/2009	46	2	5	8,19	5,29	89,5
05/12/2009	62	1	24	8,13	4,09	77,4
06/12/2009	72	0,2	5	8,09	4,21	88,4
07/12/2009	54	3	2	8,05	5,50	87,8
08/12/2009	71	4	19	8,10	5,51	89,0
09/12/2009	58	1	0,3	8,07	4,72	85,5
10/12/2009	55	3	4	8,05	4,64	87,3
11/12/2009	48	2	0,5	8,05	5,90	86,6
12/12/2009	59	3	17	8,06	5,93	90,9
13/12/2009	65	3	21	8,09	5,10	84,1
14/12/2009	50	2	18	8,08	5,63	85,3
15/12/2009	66	3	15	8,09	5,88	89,2
16/12/2009	61	1	19	8,07	5,12	89,6
17/12/2009	64	3	2	8,10	5,12	89,3
18/12/2009	66	3	3	8,10	5,75	84,5
19/12/2009	64	3	19	8,16	4,79	82,7
20/12/2009	63	3	19	8,15	3,93	75,6
21/12/2009	58	3	14	8,13	4,98	80,8
22/12/2009	65	3	9	8,18	4,00	79,5
23/12/2009	71	1	12	8,18	4,02	77,8
24/12/2009	69	0,3	7	8,17	3,42	77,3
25/12/2009	69	3	9	8,17	3,58	71,3
26/12/2009	69	1	0,5	8,13	3,86	76,0
27/12/2009	71	1	1	8,13	3,83	76,3
28/12/2009	66	1	5	8,12	3,84	74,8
29/12/2009	67	3	12	8,14	4,20	78,7
30/12/2009	70	3	12	8,18	4,03	75,1
31/12/2009	62	1	5	8,14	4,10	75,6
Media	63	2	10	8,13	4,74	82,9

**Tab. 20 - Valori massimi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Prepo e della loro temperatura (dicembre 2009).**

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Perugia - Località Prepo						
Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/12/2009	213	11	88	8,62	6,11	99,9
02/12/2009	178	38	171	9,18	6,08	98,3
03/12/2009	165	37	117	8,61	6,19	99,7
04/12/2009	305	28	152	8,80	6,29	101,0
05/12/2009	216	11	196	8,97	6,41	98,4
06/12/2009	246	12	191	9,32	6,49	97,9
07/12/2009	307	17	196	8,67	6,56	103,4
08/12/2009	197	16	106	8,63	6,38	102,5
09/12/2009	220	16	226	9,07	6,52	102,9
10/12/2009	441	15	170	9,17	6,55	104,1
11/12/2009	148	7	89	8,41	6,55	102,9
12/12/2009	147	19	90	8,40	6,54	98,9
13/12/2009	323	13	126	8,89	6,48	98,6
14/12/2009	161	32	105	8,56	6,50	101,6
15/12/2009	148	30	113	8,42	6,47	101,6
16/12/2009	171	34	98	8,45	6,50	103,0
17/12/2009	380	19	123	8,85	6,46	102,5
18/12/2009	187	9	76	8,50	6,46	103,3
19/12/2009	256	6	398	9,31	6,35	101,4
20/12/2009	135	7	193	9,51	6,37	99,3
21/12/2009	225	6	379	8,99	6,41	97,9
22/12/2009	156	5	233	9,49	6,32	97,7
23/12/2009	114	5	188	9,46	6,31	97,2
24/12/2009	116	5	171	9,60	6,33	98,7
25/12/2009	261	5	233	9,75	6,34	97,7
26/12/2009	189	6	285	9,55	6,40	97,3
27/12/2009	248	4	259	9,46	6,38	99,7
28/12/2009	118	6	266	9,56	6,43	99,6
29/12/2009	330	5	235	9,36	6,40	98,6
30/12/2009	98	10	214	9,44	6,32	99,0
31/12/2009	117	5	232	9,41	6,39	98,2
Media	210	14	185	9,05	6,40	100,1

#### 4.8. Analisi delle emissioni inquinanti prodotte dall'impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Norcia (PG)

L'intervallo di tempo che è stato possibile investigare è limitato al mese di gennaio 2010. In Figura 15 si può osservare la curva tipica di produzione di energia elettrica dell'impianto di Norcia (corrispondente al giorno 16 gennaio 2010). E' molto diversa da quella dell'impianto di Prepo: il suo andamento è abbastanza regolare e presenta un solo picco poco accentuato. Ciò è una conseguenza di almeno due aspetti: in primo luogo, le utenze connesse alla rete appartengono principalmente al settore terziario (alberghi, strutture sportive, edifici pubblici e commerciali, ecc.) e quindi sono caratterizzate da una richiesta di energia termica piuttosto regolare nell'arco della giornata. In secondo luogo, avendo l'impianto raggiunto la configurazione di regime, dispone di tutte le caldaie di integrazione funzionanti. Quindi, i cogeneratori coprono il carico termico di base, mentre le caldaie si occupano di soddisfare i picchi di richiesta.

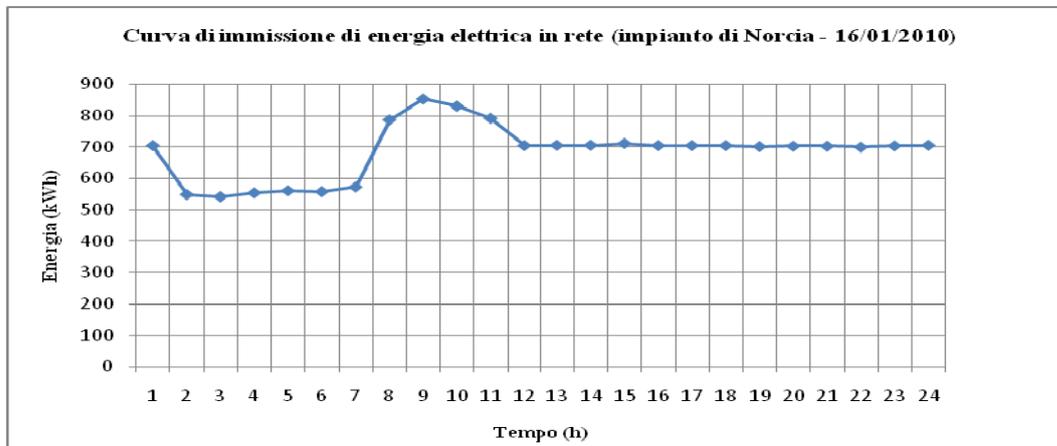


Fig. 15 - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 16 gennaio 2010 (impianto di Norcia).

A differenza del precedente, l'impianto di Norcia possiede un sistema di gestione DESIGO; tuttavia, durante il periodo in esame, è stato disattivato. Quindi, non è possibile conoscere lo stato di funzionamento e la parzializzazione di ogni macchina. Inoltre, in questo caso, il carico di ogni cogeneratore varia con andamento difficilmente interpretabile. L'analisi è stata quindi eseguita alla scala dell'intero impianto, nello stesso modo della precedente.

La Figura 16 mostra l'andamento delle concentrazioni medie orarie di CO<sub>2</sub> nei gas di scarico dell'impianto per la giornata tipo, sovrapposto alla curva di produzione di energia elettrica.

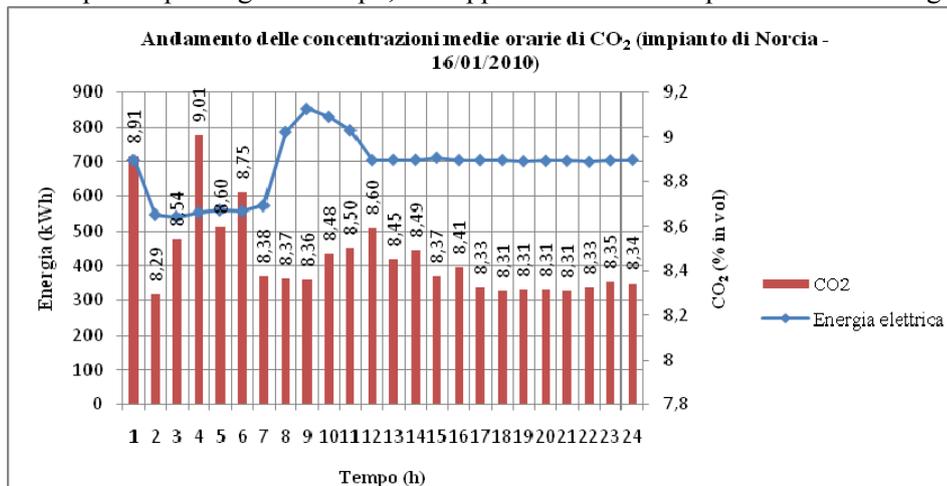


Fig. 16 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO<sub>2</sub> (impianto di Norcia, 16/01/2010).

Poiché non è possibile ricostruire le modalità di inserimento dei motori nell'arco della giornata, non è noto quando si verifica l'aumento di eccesso

d'aria (minore emissione di CO<sub>2</sub>). Anche in questo caso, l'identificazione di una legge di correlazione tra le emissioni e la produzione di energia elettrica non è praticabile. La medesima conclusione può essere

raggiunta osservando le Figure 17-20, che mostrano gli andamenti delle concentrazioni medie orarie di NO, NO<sub>x</sub>, CO e O<sub>2</sub> rispettivamente. Infine, la Figura 21 è analoga alle precedenti e riguarda la temperatura dei fumi.

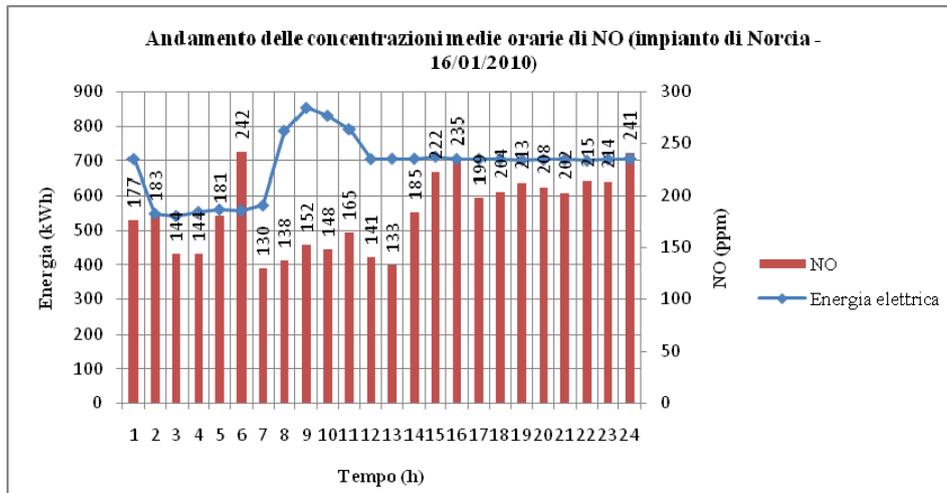


Fig. 17 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO (impianto di Norcia, 16/01/2010).

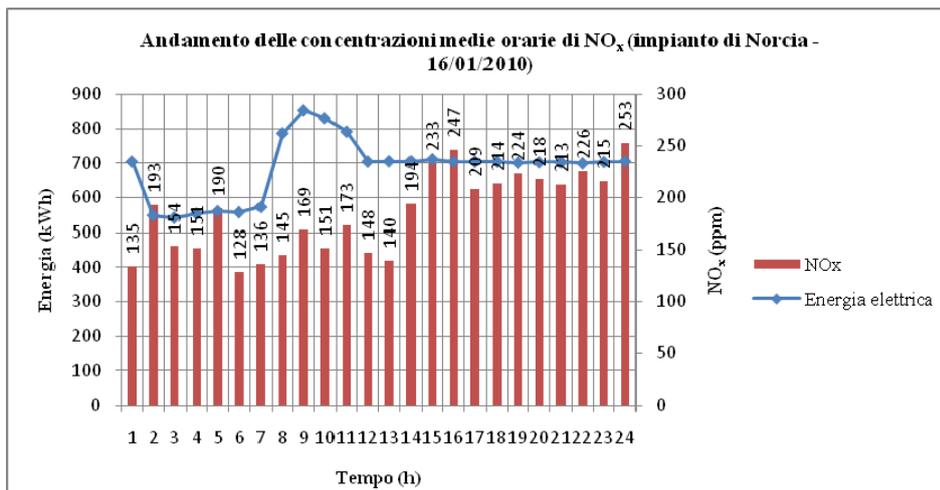


Fig. 18 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO<sub>x</sub> (impianto di Norcia, 16/01/2010).

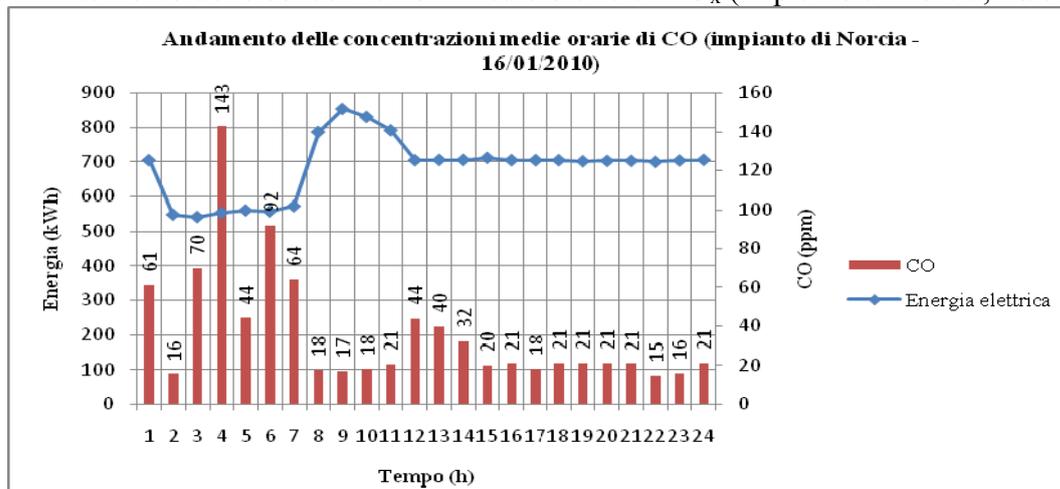


Fig. 19 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO (impianto di Norcia, 16/01/2010).

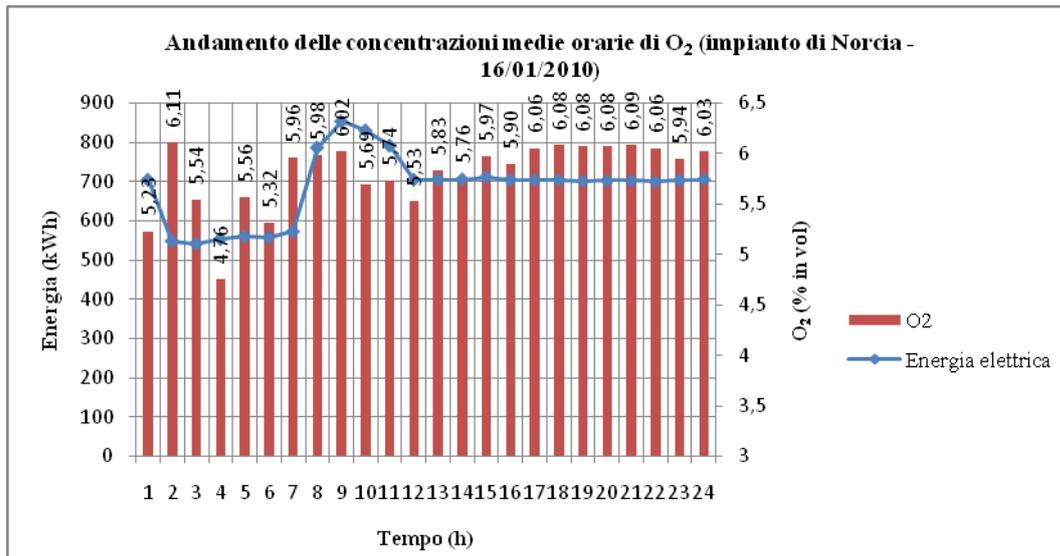


Fig. 20 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di O<sub>2</sub> (impianto di Norcia, 16/01/2010).

Dai valori medi orari delle concentrazioni di NO, NO<sub>x</sub> (e quindi NO<sub>2</sub>), CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei gas di scarico e della loro temperatura, sono stati ricavati i valori medi giornalieri delle stesse grandezze per tutto il mese di gennaio 2010 (Tabella 21). Le Tabelle 22 e 23 contengono rispettivamente i corrispondenti valori minimi e massimi giornalieri (Desideri et al., 2009).

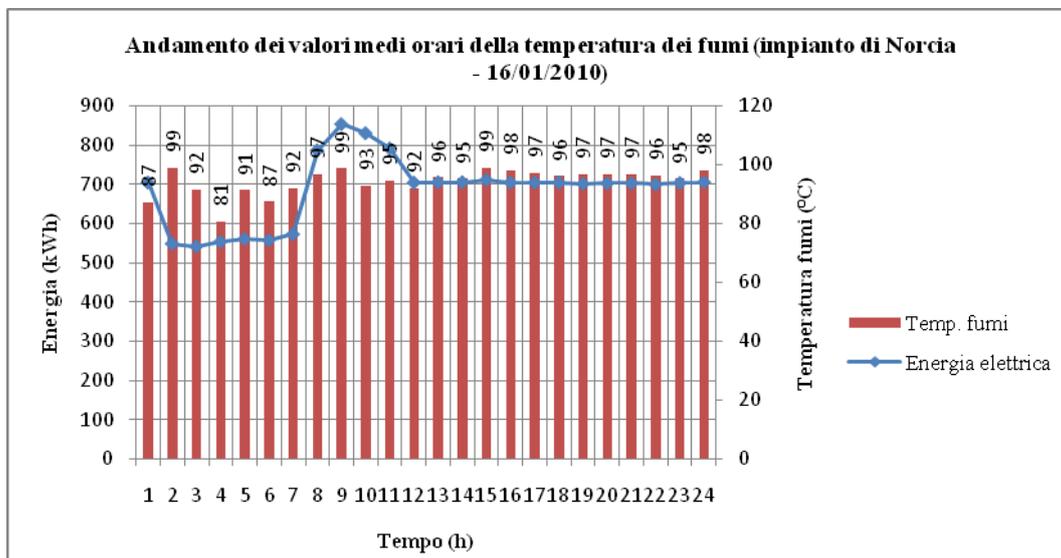


Fig. 21 - Andamento dei valori medi orari della temperatura dei fumi (impianto di Norcia, 16 gennaio 2010).

**Tab. 21** - Valori medi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Norcia e della loro temperatura (gennaio 2010).

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Norcia

Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/01/2010	129	5	31	8,31	6,05	96,4
02/01/2010	154	7	39	8,28	5,97	95,2
03/01/2010	186	8	33	8,34	6,01	95,9
04/01/2010	184	9	35	8,31	6,07	95,5
05/01/2010	166	9	26	8,33	6,00	96,1
06/01/2010	178	9	27	8,32	6,05	96,1
07/01/2010	186	9	23	8,31	6,07	96,5
08/01/2010	156	7	57	8,52	5,69	93,0
09/01/2010	160	8	41	8,49	5,76	93,2
10/01/2010	142	6	36	8,44	5,82	92,8
11/01/2010	145	7	39	8,49	5,76	91,2
12/01/2010	143	7	32	8,36	5,97	92,9
13/01/2010	132	7	45	8,42	5,87	92,6
14/01/2010	148	7	38	8,27	5,81	91,8
15/01/2010	160	8	25	8,45	5,85	94,0
16/01/2010	184	9	36	8,46	5,80	94,4
17/01/2010	227	11	34	8,36	5,98	97,4
18/01/2010	170	9	27	8,30	6,04	95,5
19/01/2010	206	10	26	8,36	5,98	96,
20/01/2010	177	8	26	8,35	6,00	94,6
21/01/2010	163	8	32	8,31	6,06	94,2
22/01/2010	192	9	38	8,30	6,08	95,6
23/01/2010	189	9	31	8,21	6,13	97,2
24/01/2010	118	6	44	8,31	6,01	90,9
25/01/2010	182	9	43	8,23	6,23	95,0
26/01/2010	194	10	23	8,17	6,31	99,5
27/01/2010	192	10	20	8,18	6,30	99,6
28/01/2010	190	10	21	8,16	6,34	100,8
29/01/2010	193	9	20	8,16	6,34	99,9
30/01/2010	180	9	24	8,15	6,35	99,7
31/01/2010	191	9	24	8,16	6,33	100,0
Media	172	8	32	8,32	6,03	95,6

**Tab. 22** - Valori minimi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Norcia e della loro temperatura (gennaio 2010).

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Norcia						
Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/01/2010	84	0,4	12	8,15	5,66	93,5
02/01/2010	121	0,0	13	7,62	5,33	90,2
03/01/2010	156	0,3	12	8,19	5,63	91,7
04/01/2010	166	3	13	8,13	5,45	90,8
05/01/2010	136	2	12	8,13	5,34	90,8
06/01/2010	163	2	11	8,13	5,35	90,6
07/01/2010	166	0,2	11	8,15	5,50	90,0
08/01/2010	130	2	11	8,32	4,88	87,1
09/01/2010	130	2	14	8,29	4,75	85,0
10/01/2010	109	2	14	8,20	4,33	79,8
11/01/2010	104	5	12	8,25	4,51	80,3
12/01/2010	85	4	14	8,23	5,39	84,8
13/01/2010	85	3	17	8,24	4,63	80,9
14/01/2010	107	6	11	3,63	4,83	80,8
15/01/2010	87	4	11	8,31	5,27	88,1
16/01/2010	130	1	15	8,29	4,76	80,7
17/01/2010	196	5	12	8,18	5,52	91,4
18/01/2010	93	0,8	10	8,11	5,38	89,7
19/01/2010	126	6	15	8,11	5,15	86,1
20/01/2010	116	1	12	8,25	5,53	90,0
21/01/2010	125	5	11	8,12	5,41	87,5
22/01/2010	126	6	10	8,12	5,04	83,1
23/01/2010	135	5	10	7,24	5,11	83,2
24/01/2010	69	3	3	8,09	4,33	69,7
25/01/2010	70	3	18	8,10	4,60	70,5
26/01/2010	168	8	11	8,10	5,78	90,7
27/01/2010	163	8	9	8,12	5,79	90,9
28/01/2010	170	8	9	8,10	5,82	91,5
29/01/2010	163	4	10	8,06	5,58	89,9
30/01/2010	158	8	13	8,05	5,71	92,4
31/01/2010	163	7	10	8,05	5,69	88,8
Media	129	4	12	7,97	5,23	86,5

**Tab. 23** - Valori massimi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dall'impianto di Norcia e della loro temperatura (gennaio 2010).

Impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di Norcia						
Data	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
01/01/2010	152	7	71	8,55	6,32	99,5
02/01/2010	243	17	118	8,73	6,38	101,4
03/01/2010	294	15	125	8,56	6,31	102,8
04/01/2010	234	14	136	8,66	6,41	100,7
05/01/2010	214	22	116	8,66	6,41	100,0
06/01/2010	224	15	106	8,72	6,40	103,8
07/01/2010	237	12	99	8,58	6,38	103,7
08/01/2010	204	9	158	8,98	6,06	98,9
09/01/2010	218	11	171	9,06	6,11	98,5
10/01/2010	199	10	159	9,25	6,28	97,4
11/01/2010	201	10	164	9,15	6,19	102,4
12/01/2010	323	16	167	8,61	6,24	101,5
13/01/2010	188	22	243	9,12	6,21	102,3
14/01/2010	266	11	191	9,01	6,39	96,8
15/01/2010	262	17	89	8,86	6,09	102,5
16/01/2010	242	17	143	9,01	6,11	99,1
17/01/2010	308	15	144	8,63	6,32	104,4
18/01/2010	221	41	118	8,69	6,35	103,3
19/01/2010	312	13	75	8,86	6,44	103,9
20/01/2010	260	12	104	8,59	6,20	98,2
21/01/2010	206	10	126	8,58	6,23	97,5
22/01/2010	297	13	154	8,90	6,43	104,6
23/01/2010	257	13	149	8,85	6,41	105,3
24/01/2010	246	23	253	9,28	6,49	105,0
25/01/2010	243	12	229	9,14	6,47	103,4
26/01/2010	239	12	110	8,46	6,46	105,3
27/01/2010	221	11	100	8,47	6,43	105,4
28/01/2010	222	11	143	8,46	6,47	105,8
29/01/2010	298	15	118	8,59	6,54	105,6
30/01/2010	207	10	105	8,52	6,55	105,6
31/01/2010	267	13	136	8,53	6,55	105,7
Media	242	15	139	8,78	6,34	102,3

#### 4.9. Confronto delle emissioni inquinanti prodotte dagli impianti esaminati

La Tabella 24 mostra i valori medi mensili ottenuti per le concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei gas di scarico degli impianti analizzati e la loro temperatura.

**Tab. 24** - Valori medi mensili delle concentrazioni di NO, NO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> nei fumi in uscita dai due impianti e della loro temperatura.

Impianto	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (% in vol)	O <sub>2</sub> (% in vol)	T fumi (°C)
Prepo	95	5	52	8,39	5,92	93,1
Norcia	172	8	32	8,32	6,03	95,6

I valori di CO<sub>2</sub> e di O<sub>2</sub> sono paragonabili tra loro, mentre i valori di NO, NO<sub>2</sub> e CO risultano invece diversi per i due impianti. In particolare, quello di Norcia è caratterizzato da una concentrazione media prodotta di ossidi di azoto superiore a quella dell'impianto di Perugia (Prepo), mentre il valore medio di emissione del CO è significativamente più basso. Infine, i valori di temperatura dei fumi sono molto simili.

E' stata quindi definita, sulla base di rilevazioni sperimentali, una tabella di possibili composizioni medie e caratteristiche dei gas esausti in uscita da motori a combustione interna funzionanti in cogenerazione ad alto rendimento associati a reti di teleriscaldamento, in particolare in riferimento alla taglia di potenza pari a 1 MWe.

#### Ringraziamenti

Gli autori desiderano ringraziare la società Gaia Energia & Servizi S.r.l. per aver fornito alcuni dati e informazioni per lo svolgimento della presente analisi.

**Riferimenti bibliografici**

- [1] P. Andreini, D. Pitimada, *Riscaldamento degli edifici*, HOEPLI Editore, 1999.
- [2] S. Campanari, P. Chiesa, G. Manzolini, *An innovative hybrid combined cycle using MCFCs for the application to CO<sub>2</sub> capture*, Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - Piero Lunghi Conference - Rome, December 2009.
- [3] L. Caprile, B. Passalacqua, A. Torazza, *Carbon capture: energy wasting technologies or MCFCs challenge?*, Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - Piero Lunghi Conference - Rome, December 2009.
- [4] D. Chiappini, S. Ubertini, *Molten Carbonate Fuel Cell for carbon dioxide sequestration in thermal engine power plants*, Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - Piero Lunghi Conference - Rome, December 2009.
- [5] Delft University of Technology (TU Delft), Faculty of Mechanical, Maritime and Materials Engineering (3mE), Energy Technology Section, Mekelweg 2, CD Delft, The Netherlands, *Cycle-Tempo Manual - Technical Notes*.
- [6] U. Desideri, S. Proietti, *CO<sub>2</sub> Capture and Removal System for a Gas-Steam Combined Cycle*, Proceedings of International Mechanical Engineering Congress and Exposition, November 17-22, 2002 – New Orleans – LA.
- [7] U. Desideri, S. Proietti, L. Arcioni, *Analysis and statistic evaluation of distributed generation in Italy*, Proceedings of 7th Biennial ASME Conference Engineering Systems Design and Analysis – ESDA 2004, 19-22 July 2004, Manchester, UK.
- [8] U. Desideri, S. Proietti, L. Arcioni, *Implementation Of An Analysis And Advantages Evaluation System For Distributed Generation In Italy*, proceedings of Turboexpo ASME Barcelona 8-11 May 2006.
- [9] U. Desideri, S. Proietti, P. Sdringola, *Analysis of emissions into atmosphere of the cogeneration and district heating plant in Norcia (Italy)*, Proceedings of ECOS 2009, Foz do Iguaco, BRASIL, August 31 – September 3 2009.
- [10] Fuel Cell Handbook (Seventh Edition) by EG&G Technical Services, Inc. - U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory - Morgantown, West Virginia, November 2004.
- [11] Energia Verde S.p.A., *Relazione Tecnica di Riconoscimento finalizzata alla qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, per il rilascio dei certificati verdi - Impianto di cogenerazione di energia elettrica e termica al servizio del teleriscaldamento della città di Norcia (PG)*, 2008.
- [12] Energy Project S.r.l., *Relazione Tecnica di Riconoscimento finalizzata alla qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, per il rilascio dei certificati verdi - Impianto di cogenerazione di energia elettrica e termica al servizio del teleriscaldamento della città di Perugia (PG) - Località Prepo*, 2008.
- [13] The Fuel Cell Testing and Standardisation Network - FCTESTNET - MCFC Test procedures, Version 1.1, November 2006.
- [14] G. Ferrari, *Motori a combustione interna*, Edizioni Il Capitello, Turin; 2005.
- [15] GSE Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (now Gestore dei Servizi Energetici), *Guida al riconoscimento della cogenerazione*, Edizione n. 1, October 2008.
- [16] IEA International Energy Agency, *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050*, Executive Summary, July 2010.
- [17] IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, XXX pp. - 2007.
- [18] M. Kawase, Y. Mugikura, T. Watanabe, Y. Hiraga, T. Ujihara, *Effects of NH<sub>3</sub> and NO<sub>x</sub> on the performance of MCFCs*, Journal of Power Sources - ELSEVIER, 2002.
- [19] M. Lusardi, B. Bosio, E. Arato, *An example of innovative application in fuel cell system development: CO<sub>2</sub> segregation using Molten Carbonate Fuel Cells*, Journal of Power Sources - ELSEVIER, 2004.
- [20] A. Moreno, S. McPhail, R. Bove, *International Status of Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) Technology*, ENEA, January 2008.
- [21] V. Odemondo, S. Dellepiane, *Advances in MCFC performance investigation*, Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications - Piero Lunghi Conference - Rome, December 2009.
- [22] H.I. Onovwiona, V.I. Ugursal, *Residential cogeneration systems: review of the current technology*, Renewable & Sustainable Energy Reviews - ELSEVIER, July 2004.
- [23] K. Sugiura, K. Takey, K. Tanimoto, Y. Miyazaki, *The carbon dioxide concentrator by using MCFC*, Journal of Power Sources - ELSEVIER, 2003.
- [24] Tecnocontrol S.r.l., *Analizzatore di combustione - Istruzioni d'uso*.