



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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

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

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 sull'impiego della tecnologia MCFC per la separazione e la cattura della CO₂

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



Report RdS/2010/173

STUDIO DELL'INFLUENZA DI AGENTI CONTAMINANTI SULLE PRESTAZIONI DELLE CELLE A
COMBUSTIBILE A CARBONATI FUSI MEDIANTE PROVE IN MONOCELLE MCFC

Umberto Desideri, Stefania Proietti, Li via 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

INDICE

Parte A:	Studio dell’influenza di agenti contaminanti sulle prestazioni delle celle a combustibile a carbonati fusi mediante prove in monocelle MCFC	
1.	INTRODUZIONE.....	4
2.	ATTIVITÀ SVOLTA E RISULTATI OTTENUTI	5
3.	DIFFUSIONE DEI RISULTATI.....	18
Parte B:	Studio sull’impiego della tecnologia MCFC per la separazione la cattura della CO2	
1.	INFORMAZIONI CIRCA LA PRESENZA SUL TERRITORIO NAZIONALE DI IMPIANTI DI COGENERAZIONE CON MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA.....	19
2.	DEFINIZIONE DI POSSIBILI COMPOSIZIONI MEDIE E CARATTERISTICHE DEI GAS ESAUSTI IN USCITA DA MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA.....	36
	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	60

1. INTRODUZIONE

Gli effetti degli inquinanti eventualmente presenti nei gas di adduzione alle celle MCFC possono in generale interessare tanto il lato anodico, in funzione del combustibile primario adoperato, quanto il comparto catodico qualora si alimenti una miscela diversa da aria pura.

Gli inquinanti provenienti dal combustibile in generale, e in particolare per combustibili derivanti da bio-digestori, landfill gas etc., prima di arrivare alla cella dovranno attraversare il sistema di trattamento del combustibile, ad esempio un reformer. La cella “vedrà” quindi soltanto ciò che già non viene eliminato a monte del reformer (per suoi specifici requisiti) né viene trattenuto nel letto catalitico dello stesso.

D’altro canto le celle MCFC hanno potenzialità interessanti anche come concentratori di CO₂ e si prestano quindi per essere alimentate da gas contenenti CO₂, ad esempio fumi da processi di combustione. In questo caso gli effetti degli inquinanti presenti nel fumo sui diversi componenti della cella e sulle sue prestazioni richiedono studi e sperimentazioni dedicate e di fatto assai diverse da quelle disponibili in letteratura (che si occupa essenzialmente di inquinanti anodici provenienti dal combustibile). Inoltre nel caso particolare dello zolfo, i suoi composti eventualmente alimentati al catodo si trasferiscono, essenzialmente in forma di H₂S, all’anodo dove possono avvelenare i siti elettrocatalitici.

Data la difficoltà di studiare gli effetti combinati dello zolfo al catodo e all’anodo, la presente attività si propone di separare gli effetti tramite l’invio di H₂S all’anodo che simuli l’avvenuto trasferimento dello zolfo a questo comparto. A ritroso è possibile risalire ai limiti di inquinanti ammissibili al catodo delle celle.

L’attività prevede quindi la verifica dell’influenza della contaminazione del combustibile, da parte di H₂S, sulle prestazioni di una cella MCFC. In particolare l’analisi è svolta nell’ottica di valutare i limiti della contaminazione catodica, nell’ipotesi di un inquinamento dell’ossidante da parte di SO₂ come accennato nella premessa.

I test consisteranno nella qualifica in monocella delle prestazioni elettriche in diverse condizioni operative e sulla successiva contaminazione del combustibile con diverse percentuali di H₂S (indicativamente 10 ppm, 5 ppm, 1 ppm, 0,1 ppm). L’inserimento dell’H₂S nell’atmosfera anodica potrà avvenire mediante inserimento nella stessa di un limitato flusso di un’opportuna miscela azoto/H₂S, tale da garantire il voluto livello di contaminazione del combustibile. Eventuali analisi post test potranno essere effettuate per stabilire gli effetti dello zolfo sui diversi componenti della cella (in particolare anodo ed elettrolita).

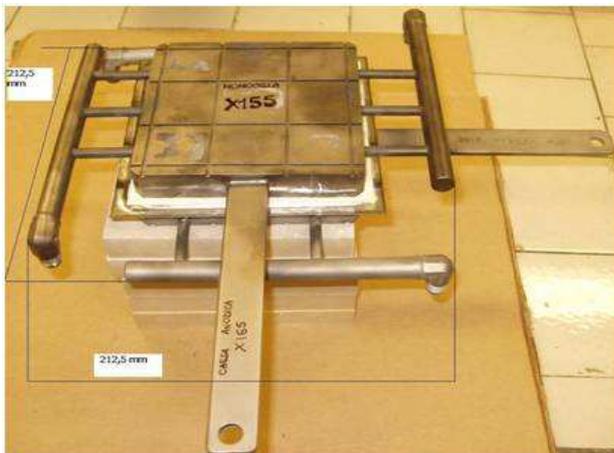
2. ATTIVITÀ SVOLTA E RISULTATI OTTENUTI

Analisi delle caratteristiche della cella e progettazione della campagna prove

In merito alle specifiche del progetto CERSE e delle procedure già ampiamente utilizzate all'interno del laboratorio le attività sono state strutturate in modo da aggiornare la postazione di prova a seguito delle caratteristiche della cella e del tipo di campagna prove adottata.

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°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 e assemblaggio della monocella sono stati effettuati da Ansaldo Fuel Cell.

La cella verrà testata, con la nuova configurazione messa a punto e provata da AFCo con cassa catodica modificata, che prevede l'utilizzo di un'atmosfera di copertura inerte (azoto). Il sistema è



realizzato tramite box in metallo con guarnizioni, controllo della temperatura e del gas in ingresso e uscita, per evitare sovrappressioni che possano favorire l'ingresso di azoto dalla camera inerte ai comparti anodico e catodico della cella. Tale configurazione rende trascurabili i trafiletti tra cella e ambiente permettendo quindi di testare gas anodici ad elevato utilizzo (CC1 e Biogas, $\text{UH}_2+\text{CO}>60\%$) e garantisce l'OCV prossimo al teorico. Prove su diverse monocelle in AFCo hanno dimostrato l'ottima ripetibilità dei risultati

Figura 1. Monocella Ansaldo ARI MCFC.

e il loro confronto con i risultati di stack in piena scala. Inoltre, deve essere soddisfatta l'esigenza di testare la monocella in condizioni (REFB + H_2O , gas tecnico di laboratorio) tali da consentire il confronto con i risultati precedenti. Nel dettaglio le fasi della campagna:

1. Start-up secondo le procedure AFCo e successiva stabilizzazione con composizione Ref.
2. Caratterizzazione delle prestazioni di cella senza inquinanti in diverse condizioni di riferimento REF+ H_2O , REFB+ H_2O (per confronto con cella precedente), BIOGAS, CC1 (entrambi gas d'impianto). Per ottenere una caratterizzazione completa della cella, oltre ad eseguire le curve di carico, sarà necessario effettuare le analisi gas in ingresso ed uscita dalla cella. Ogni punto delle curve caratteristiche dovrà essere regimato almeno 20min e il massimo carico raggiungibile sarà definito dalla tensione che non dovrà mai essere inferiore ai 500mV.
3. Primo breve periodo di inquinamento (circa 72 h) a 5,5A con gas REFB+ H_2O 6ppm H_2S

per confrontare i risultati con la cella precedente. Rigenerazione in corrente (5,5A)

4. Seconda serie di caratterizzazioni per verificare l'efficacia della rigenerazione
5. Inquinamento con 8ppm H₂S; CC1 a 5,5A per 300 h e successiva rigenerazione sotto carico
6. Inquinamento con 16ppm; CC1 a 2,5A per 300 h e successiva rigenerazione sotto carico
7. Inquinamento con 16ppm H₂S; CC1 a 5,5A per 300 h e successiva rigenerazione sotto carico
8. Spegnimento

Dopo la fase 4 e solo in caso di completa rigenerazione della cella, si potrà passare alla fasi successive.

Progettazione potenziamento del banco di prova

Le attività sono iniziate con il potenziamento e l'adattamento del banco di prova alla nuova configurazione di cella e, di conseguenza, alle variate condizioni di esercizio della stessa. In particolare gli interventi hanno riguardato:

- il sistema di distribuzione gas (deve misurare e regolare le portate in modo da dosare in ogni istante i quantitativi desiderati; è costituito da una serie di flussimetri interfacciati con personal computer),
- il sistema di gestione dell'acqua (sistema costituito da un miscelatore-vaporizzatore che fornisce la quantità corretta di acqua deionizzata, la miscela col flusso di gas anodico e la porta a temperatura tale da rendere il flusso complessivo omogeneo e evitare inopportune condense),
- il carico elettronico (dissipa la potenza elettrica prodotta dalla cella e mantiene/varia opportunamente le condizioni di tensione o di corrente; inoltre, compito delicato e fondamentale, misura la tensione di cella),
- il carico meccanico (costituito da un pistone ad aria compressa che mantiene la pressione sulla cella tra 1 e 3 kg/cm², tale da garantire la coesione tra elettrodi ed elettrolita), acquisizione dati (termocoppie con scheda dedicata, tensione e corrente tramite carico elettronico).
- il sistema di gestione gas, sia in ingresso che in uscita, per inserire opportuni punti di campionamento per le analisi gascromatografiche e di portata.

- sicurezza per garantire un numero sufficienti di ricambi orari dell’atmosfera interna alla sala prove, secondo la normativa (atex) vigente.

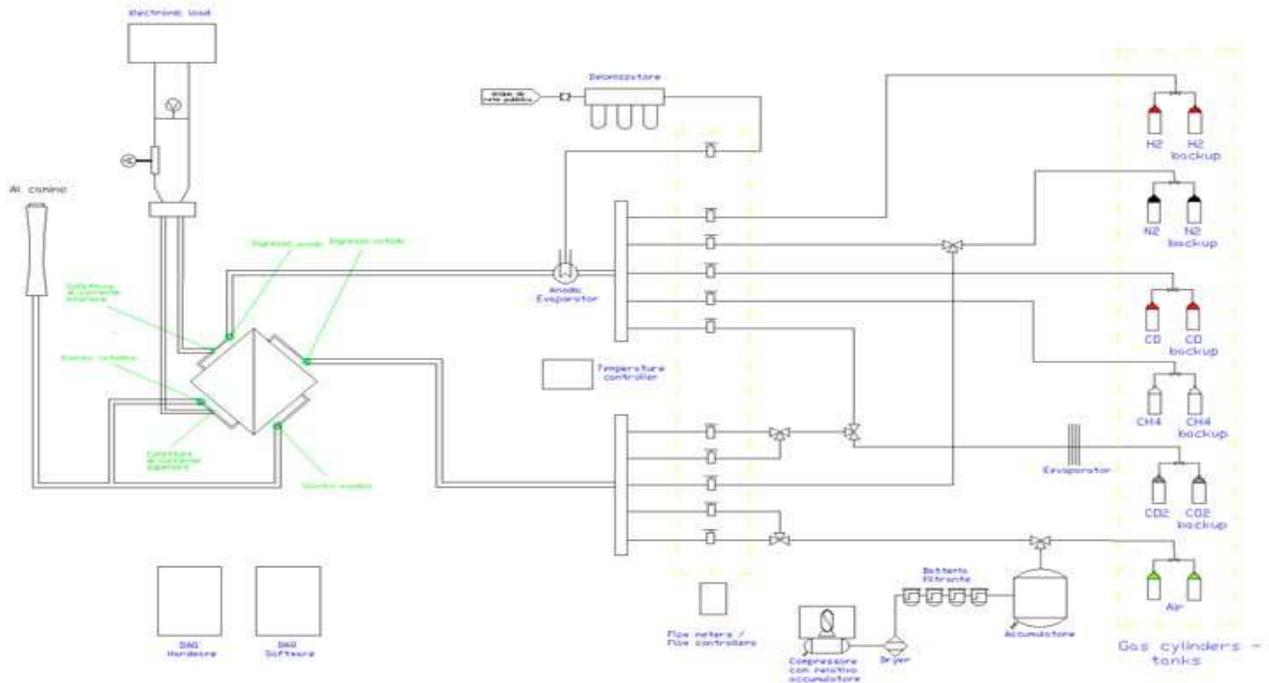


Figura 2. Schema della test facility presso i laboratori di Uni Perugia

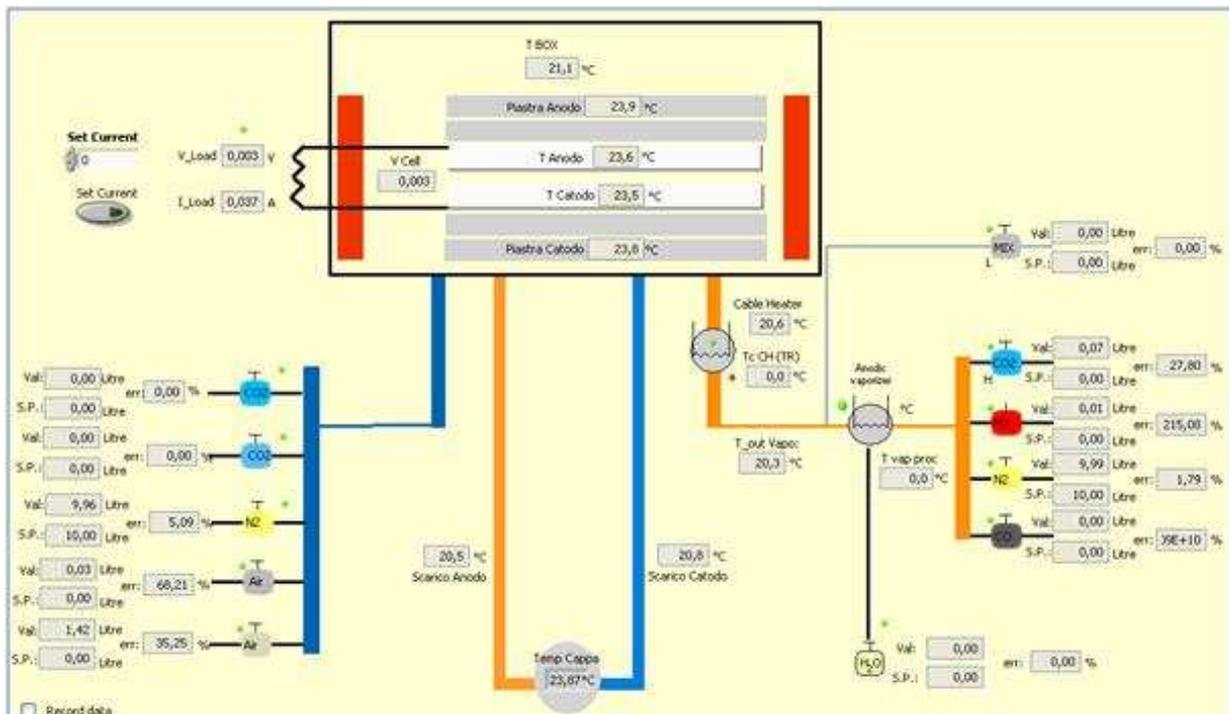


Figura 3. Schermata principale del software di acquisizione, dalla quale si possono controllare i flowmeter, la tensione, la corrente, temperatura e flusso di acqua oltre a monitorare il valore istantaneo delle temperature.

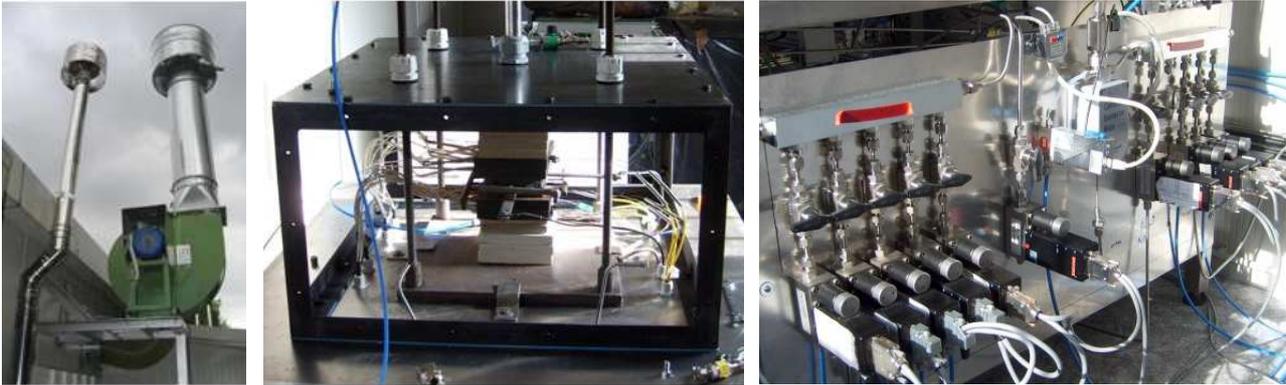


Figura 4. Camino e cappa di scarico con motore atex (sx); camera inerte in fase montaggio con cella, sistema di riscaldamento e termocoppie già alloggiati: sono visibili i montanti e il braccio del pistone che attraversano la camera (centro); sezione flussimetri anodici, catodici e inquinante e, centrale, gruppo miscelatore e vaporizzatore (dx).



Figura 5. Gruppo UPS, generatore di tensione e carico elettronico (sx); scheda acquisizione termocoppie e convertitore RS-232/Ethernet (dx).

A causa delle piccole dimensioni del sistema, il calore generato dalle reazioni elettrochimiche è inferiore alle dispersioni e la cella deve quindi prevedere un sistema di riscaldamento che consenta di mantenere la temperatura costante nell'intorno del valore di funzionamento prescritto. Ciò viene realizzato ponendo la cella stessa tra quattro piastre, due superiori e due inferiori, scaldate da resistenze a temperatura variabile. Le piastre di acciaio massiccio sono dotate di tre fori cilindrici ciascuna in cui sono inserite altrettante resistenze. Sono state scelte sei resistenze di tipo ODGEN; la regolazione ed il controllo del carico sono realizzati da termoregolatori Watlow EZ con possibilità di programmazione monitorati dal computer.

Il sistema di acquisizione dei dati è stato sviluppato in modo che il banco sia automatizzato: è possibile effettuare una campagna di test senza il continuo presidio di un operatore. Il programma, in ambiente LabView e grazie ad una struttura modulare divisa in varie schermate, riesce, con rapidità ed efficienza, a:

- gestire le portate di gas erogate all'anodo e al catodo immettendole direttamente da tastiera come percentuale del fondo scala dello strumento espresso in litri ora;
- leggere le temperature delle piastre scaldanti, della cella, della camera ad atmosfera inerte, del camino esterno, del condotto anodico all'uscita del vaporizzatore e prima dell'ingresso

in cella, dello scarico anodico e dello scarico catodico;

- gestire e monitorare il carico elettronico, permettendo in tempo reale la visione della curva tensione-tempo su monitor;
- gestire il sistema di vaporizzazione e riscaldamento dei gas anodici;
- salvare tutti i dati che è possibile acquisire sul sistema.

Start up e test preliminari

Sulla stazione modificata e potenziata è stata condotta la campagna di prove così come concordato con ENEA. Dopo lo start up secondo procedura AFCo, si è proceduto alla misura della prima curva di polarizzazione con composizione Ref che ha dato risultati per le prestazioni inferiori alle attese oltre ad una perdita di flusso dei gas riscontrata negli scarichi anodici e catodici. Questo ha portato a un



Figura 6. Postazione di prova strumentata.

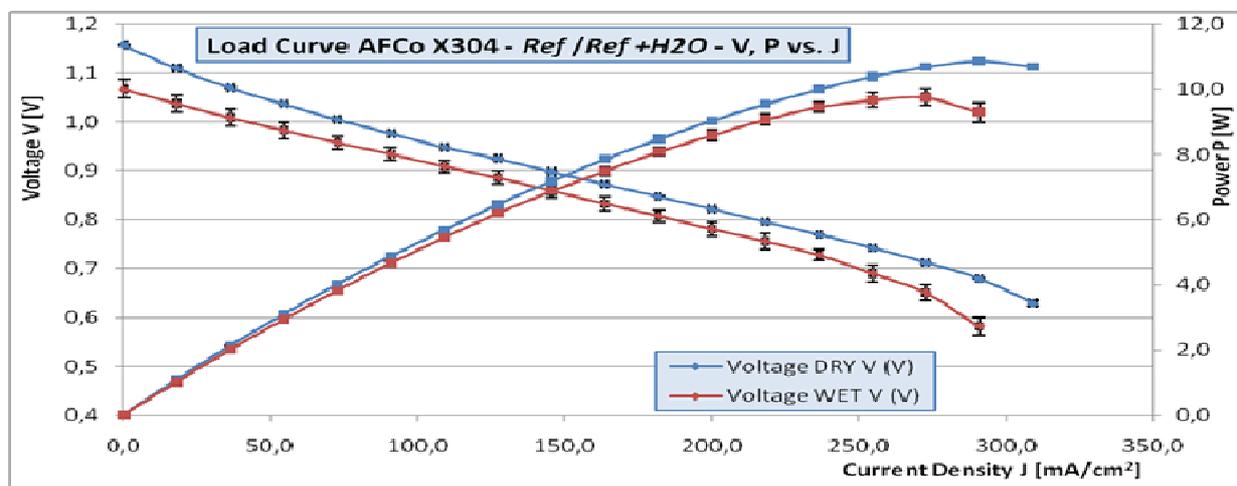


Figura 7. Curva caratteristica e di potenza con composizione Ref e Ref + H₂O.

massiccio intervento sulla postazione. Le successive polarizzazioni hanno evidenziato un miglioramento complessivo delle prestazioni della cella in esame, indice del buon esito degli interventi effettuati:

Test d'inquinamento con H₂S in 6 ppm

Prima di procedere all'inquinamento con 6 ppm di H₂S, sono state eseguite tre curve V-J (composizioni 'Ref B', 'Biogas' e 'CC1'). Dopo le 72 ore d'inquinamento si è mantenuta la cella in

rigenerazione per una settimana, dopo la quale sono state fatte altre tre curve V-J, con gli stessi combustibili, per verifica dello stato della cella. Si è decisa un'ulteriore settimana di rigenerazione che però non ha portato miglioramenti di prestazioni; successivamente la cella è stata spenta. Di seguito lo storico di questa seconda fase dei test.

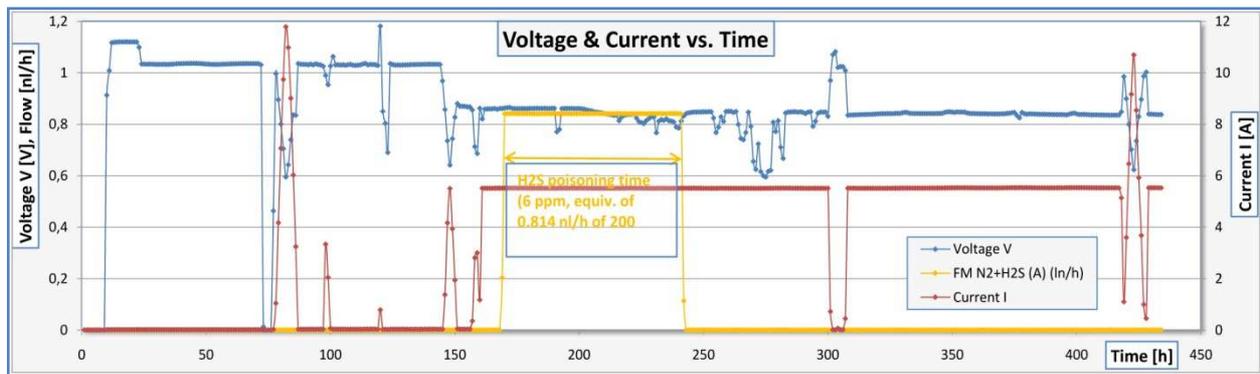


Figura 8. Storico della campagna di test d'inquinamento con 6 ppm di H₂S in 'Ref B'.

Immediatamente prima della somministrazione dell'inquinante, è stato rilevato con un fit lineare la tensione media di cella ('Ref B', $I = 5,5$ A) lungo un arco di dieci ore: $V = 0,862$ V.

Gli effetti dell'inquinante sono già ben visibili nell'intervallo delle 72 ore, con una progressiva caduta di tensione, quantificata dal fit in 0,3 mV orari. Inoltre, il valor medio del voltaggio di cella, al termine del periodo d'inquinamento, è stimato da un secondo fit in $V = 0,841$ V.

Un terzo fit veloce, eseguito su circa 140 ore di rigenerazione (sempre a corrente costante), mostra già preliminarmente come la rigenerazione non abbia avuto effetti misurabili e come le prestazioni continuino il loro andamento, confermando le impressioni sul comportamento del valore del voltaggio: seppur prossimo a zero, il coefficiente angolare dell'interpolazione lineare è negativo. Infine, al termine della prima settimana di rigenerazione il valore stimato (su tutta settimana) dal Fit della tensione è pari a $V = 0,839$ V.

La tabella successiva mette a confronto, su alcuni parametri fondamentali, le prestazioni della cella X304 prima e dopo le 72 ore d'inquinamento, con H₂S a 6 ppm, più la settimana di rigenerazione.

Mentre l'OCV (Open Circuit Voltage) rimane pressoché inalterato (variazioni inferiori all'1% o addirittura un miglioramento, sempre al di sotto dell'1% nel caso di combustibile 'CC1'), sono invece evidenti le variazioni, in negativo, della potenza massima raggiunta (da 6,56% del 'CC1' fino al 14% del 'Biogas') e della massima densità di corrente raggiunta (fino al 16% per il 'Biogas'; nel caso del 'CC1' viene raggiunta la stessa densità di corrente, ma a una tensione minore, con conseguente minore potenza erogata).

L'ASR minima (*Area Specific Resistance*, non è misurata ma stimata come minimo della derivata del fit dei punti, ottenuto interpolando una polinomiale di terzo grado; questo procedimento non è uno studio rigoroso dell'ASR, ma ne fornisce una procedura univoca di definizione) ha anch'essa

un brusco deterioramento, crescendo dell'8 e del 9 % per il 'Ref B' e il 'Biogas', rispettivamente. Nel caso del 'CC1', il combustibile a maggior utilizzo, si può stimare una crescita dell'ASR minima almeno di 14,62 punti percentuali, stima in difetto poiché la funzione con cui è stata fittata non ha un minimo per valori positivi della densità di corrente.

L'andamento generale di questi parametri denota un deterioramento complessivo della cella e una rigenerazione non completa. In realtà l'indicazione più forte è quella di un mancato miglioramento delle prestazioni dalla sospensione dell'inquinante, come già indicato dal fit lineare applicato durante il regime di corrente costante.

Performances										
Mix	Feature	Pre H2S				Post H2S				Δ (%)
		Value	@ V [V]	@ J [mA/cm ²]	Date	Value	@ V [V]	@ J [mA/cm ²]	Date	
RefB	OCV [V]	1,031	--	--		1,024	--	--		0,72
	Max P [W]	7,18	0,652	200,00	19/07/2010	6,69	0,670	182,35	03/08/2010	6,82
	Max J [mA/cm ²]	218	0,592	--		201	0,610	--		8,16
	Min ASR [Ω hm ² cm ²]	1,70	--	77,8758		1,85	--	73,9698		-8,30
Biogas	OCV [V]	0,908	--	--		0,900	--	--		0,81
	Max P [W]	3,70	0,615	109,30	22/07/2010	3,18	0,632	91,46	04/08/2010	13,96
	Max J [mA/cm ²]	109	0,615	--		91	0,632	--		16,32
	Min ASR [Ω hm ² cm ²]	2,01	--	26,1575		2,19	--	15,3553		-9,10
CCI	OCV [V]	0,871	--	--		0,878	--	--		-0,84
	Max P [W]	2,48	0,618	72,86		2,31	0,574	73,25		6,56
	Max J [mA/cm ²]	73	0,618	--	23/07/2010	73	0,574	--	05/08/2010	-0,54
	Min ASR [Ω hm ² cm ²]	2,55	--	5,13E-02		2,92	--	0*		14,62

* L'ASR stimata non ha un minimo nel range di lavoro.

Tabella 1. Confronto delle prestazioni pre e post inquinamento.

Nel dettaglio del confronto delle singole curve di polarizzazione, risulta chiaro come la rigenerazione non abbia ristabilito le prestazioni che si sono deteriorate rispetto alle condizioni pre inquinamento: sia nel caso 'Ref B' che 'Biogas' la cella non è arrivata alle stesse densità di corrente, mentre la tensione sembra proporzionale alla densità di corrente per valori medio-bassi di quest'ultima (fino a 150-170 mA/cm² per 'Ref B', intorno ai 50 mA/cm² per le altre due composizioni, sebbene la 'CC1', mettendo più in crisi la cella, diventi più problematica da leggere); oltre tali valori la differenza di tensione cresce, accelerando la divergenza tra i valori pre e post inquinamento. Nella potenza erogata, la variazione relativa appare uniforme in ampi tratti della curva caratteristica, cosa particolarmente evidente nel caso 'Ref B'. In termini assoluti sono stati misurati oltre 40 mV di differenza nel punto di massima corrente raggiunta dalla cella, corrispondenti a circa 0,5 watt per 'Ref B', 0,3 watt per 'Biogas' e 0,15 watt per 'CC1' (corrispondentemente le potenze assolute erogate sono proporzionali: 7 watt per 'Ref B', 3,5 watt per 'Biogas' e 2,3 per 'CC1'). Di seguito sono mostrati i grafici di confronto e delle variazioni corrispondenti tra le curve caratteristiche V-J e P-J (potenza contro densità di corrente) effettuate con lo stesso mix di gas prima e dopo l'inquinamento e la settimana di rigenerazione:

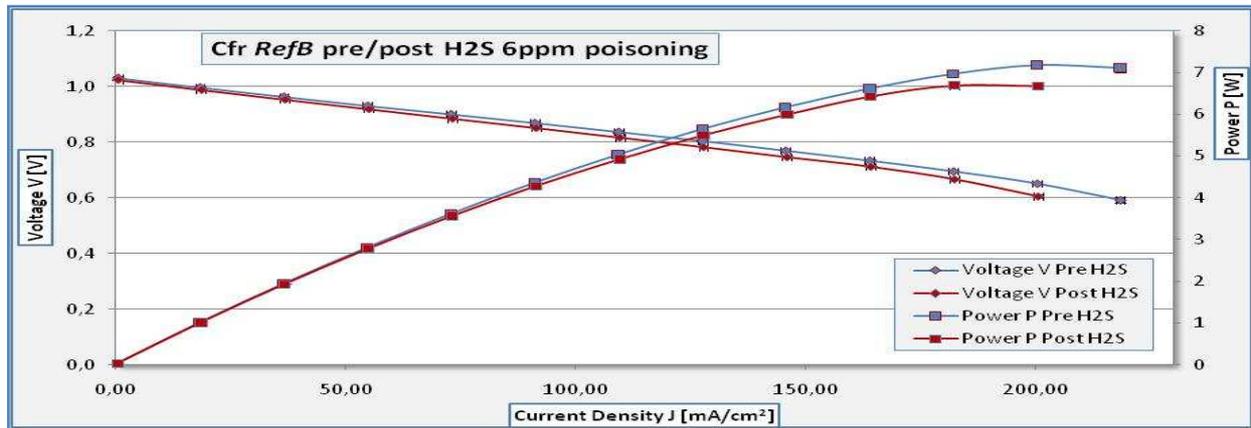


Figura 9. Confronto curve V-J e P-J con 'Ref B' pre e post inquinamento.

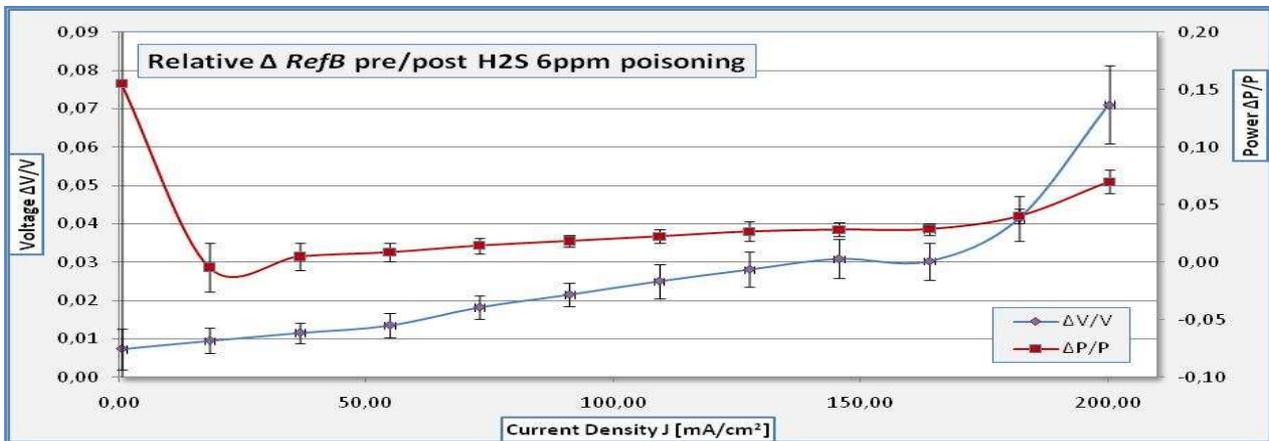


Figura 10. Variazione assoluta nella curva V-J e P-J con composizione 'Ref B'.

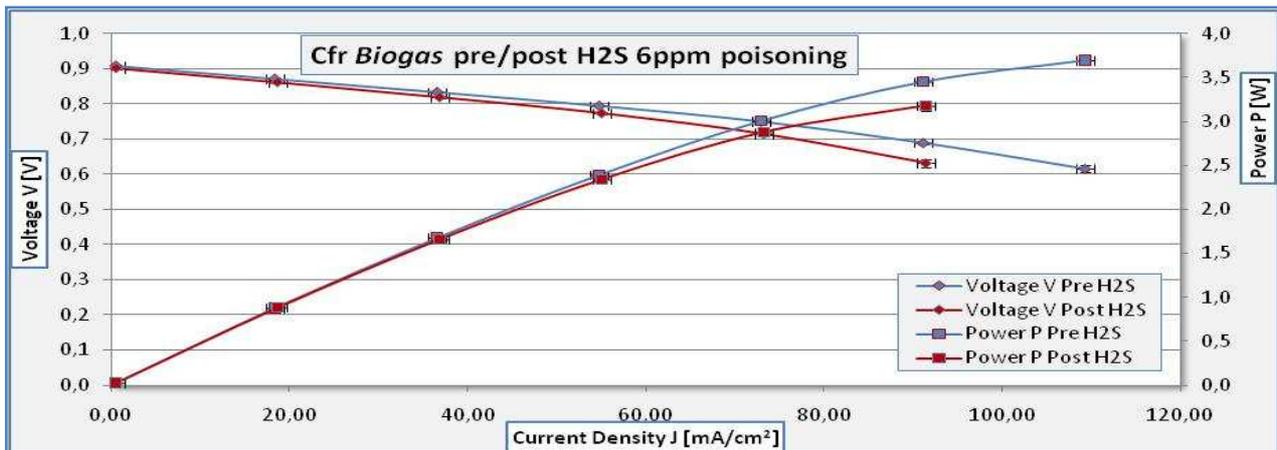


Figura 11. Confronto curve V-J e P-J con 'Biogas' pre e post inquinamento.

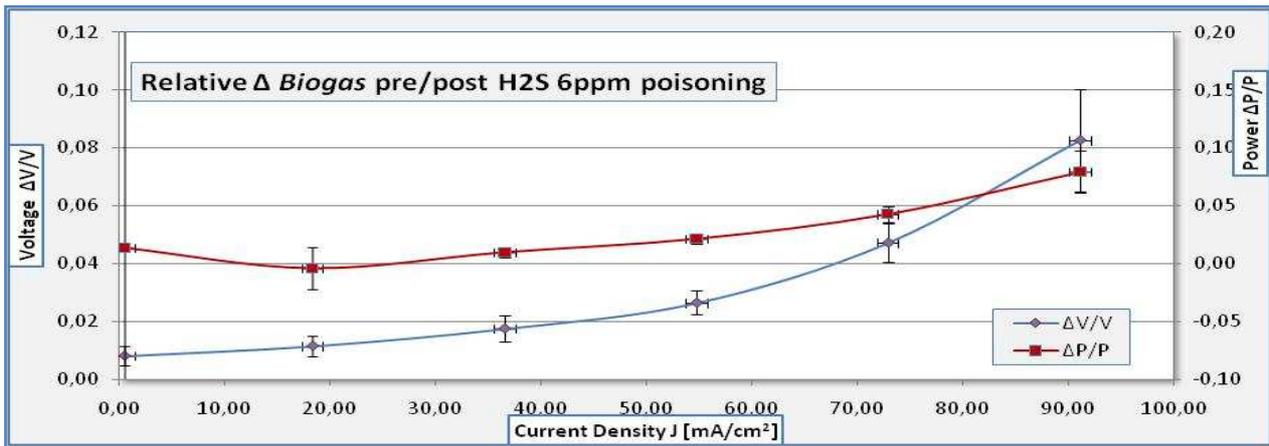


Figura 19. Variazione assoluta nella curva V-J e P-J con composizione 'Biogas'.

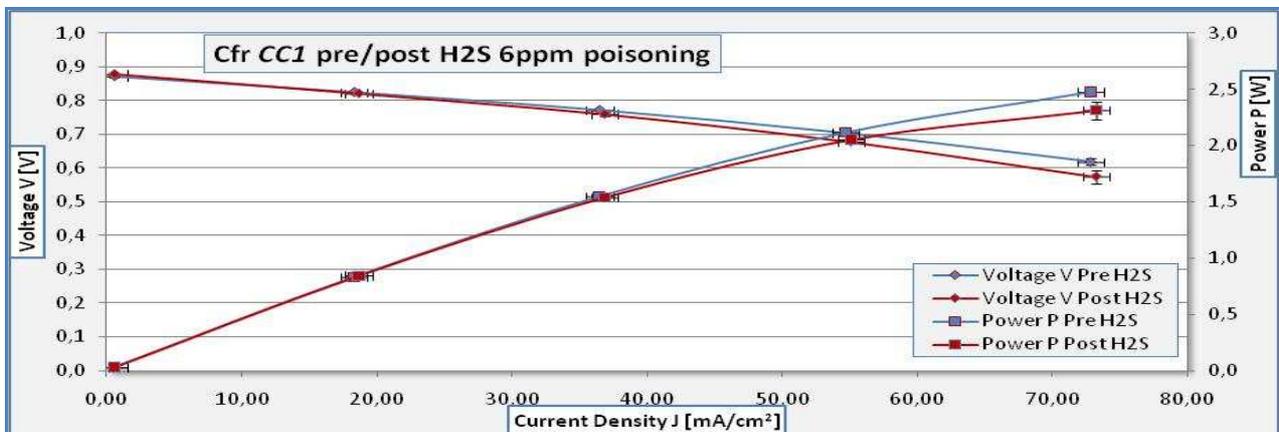


Figura 20. Confronto curve V-J e P-J con 'CC1' pre e post inquinamento.

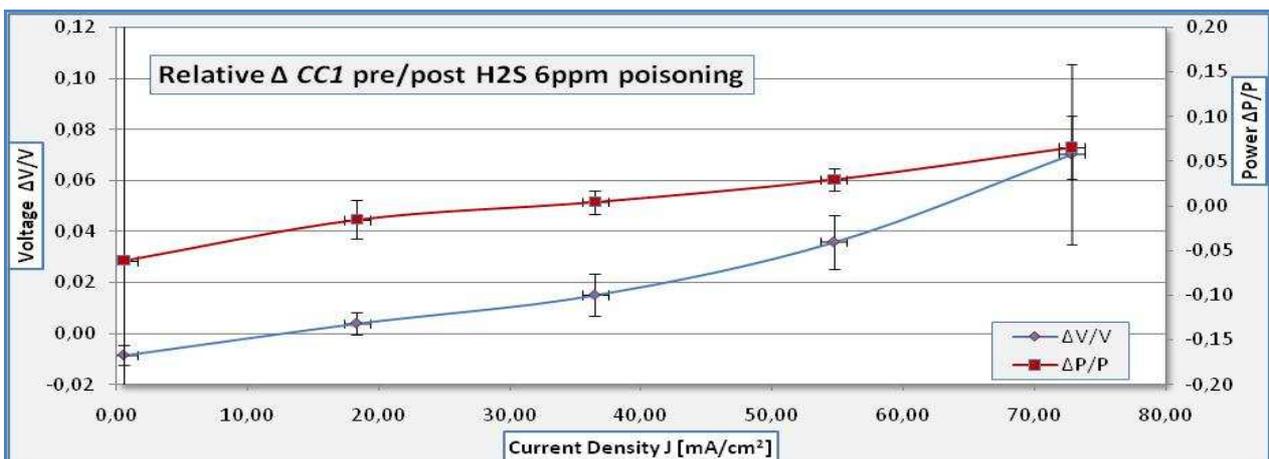


Figura 21. Variazione assoluta nella curva V-J e P-J con composizione 'CC1'.

Lo studio dell'ASR mette in luce la maggior dipendenza di questo parametro dal tipo di combustibile immesso e in particolare dal suo utilizzo: le variazioni che subisce sono particolarmente amplificate, fino al 20%, per 'Biogas' e 'CC1'.

La composizione 'Ref B', la cui stima è senz'altro più attendibile per la quantità di punti "fittati", dimostra una variazione meno sensibile all'inquinamento, sempre minore del 10% su tutto lo spettro

di corrente; inoltre essa mantiene un comportamento molto più in linea con quello teorico atteso: un andamento pressoché costante nella zona di polarizzazione Ohmica, dove le perdite sono appunto di resistenza Ohmica, quindi lineari.

Di seguito sono presenti i grafici dell'ASR stimata come derivata dell'interpolazione della curva di polarizzazione V-J, che caratterizza la cella X304, attraverso una curva polinomiale di terzo grado e la frazione di variazione, a seguito dell'inquinamento della cella, tra curve ottenute con lo stesso gas.

Sono stati inseriti valori dell'ASR per J superiori ai 100 mA/cm², e superiori agli 80 mA/cm² per le curve 'Biogas' e 'CC1' per completezza, perché ottenute analiticamente seppur, a rigore, avrebbero dovuti essere omissi. Inoltre queste ultime due curve, basandosi su un numero piuttosto ristretto di punti, hanno una componente aleatoria maggiore e restituiscono quindi informazioni meno attendibili.

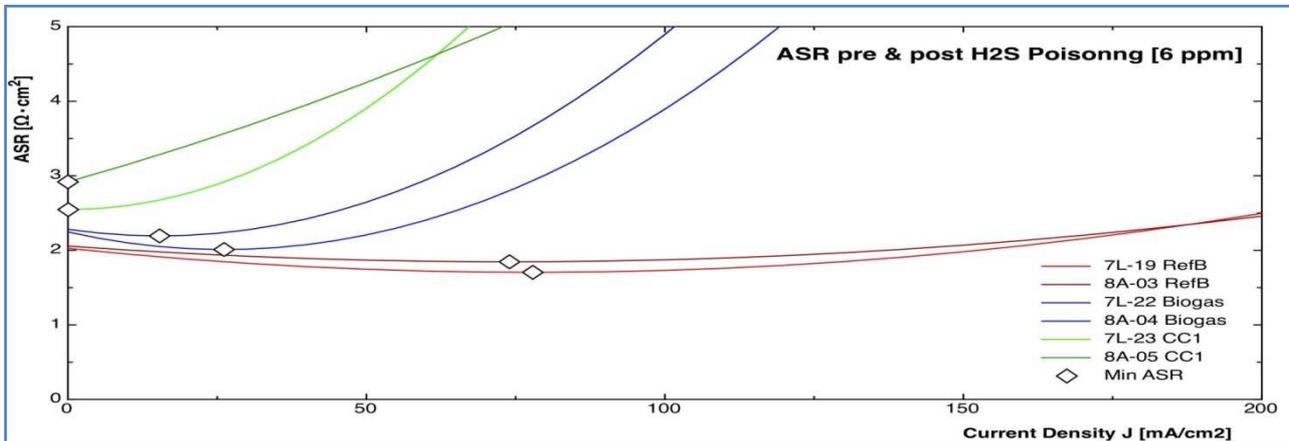


Figura 22. Confronto delle ASR stimate con le tre composizioni proposte.

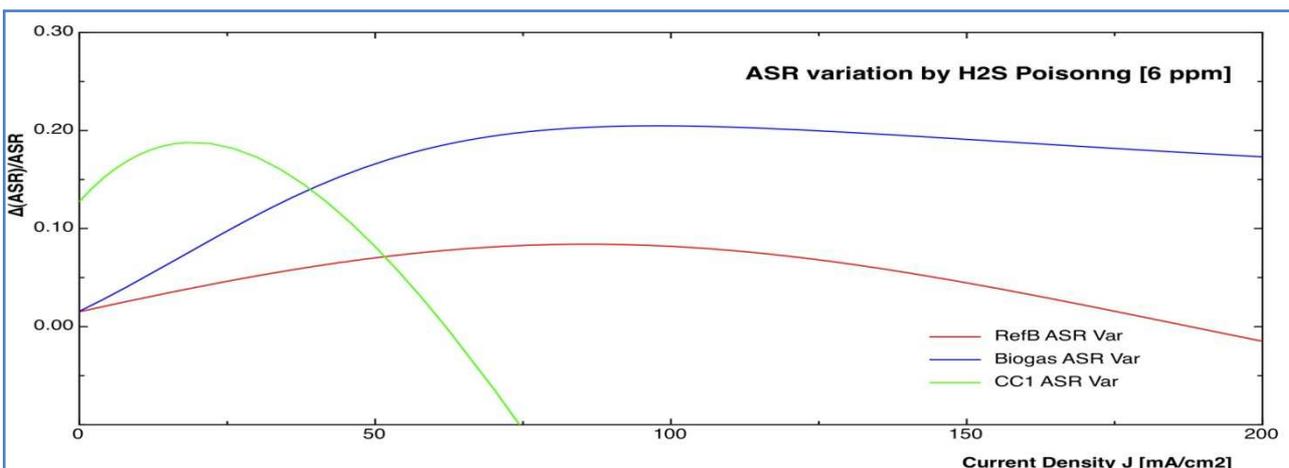


Figura 23. Variazione relativa nelle curve ASR stimate per le composizioni.

Una seconda settimana di rigenerazione è seguita alla prima, in modo da verificare un'eventuale ripresa delle prestazioni sufficiente a riprendere i test così come programmati. Al termine di questa seconda settimana di rigenerazione si è constatato come ancora non ci fosse stato il recupero

richiesto: un ultimo fit evidenzia un coefficiente angolare praticamente nullo ed un valore del voltaggio al termine della settimana, stimato nell’arco di questa, pari a $V = 0,839$, esattamente come il precedente.

La decisione di non effettuare sia i test d’inquinamento, secondo le modalità previste, sia di sospendere i test di rigenerazione, scaturisce dall’evidenza fornita dalla registrazione delle prestazioni della cella durante le oltre 1000 ore di test già in attivo: non è possibile cogliere un riferimento valido somministrando dosi maggiori d’inquinante su ‘CC1’ poiché miscele ad utilizzo particolarmente alto come ‘CC1’ evidenziano le problematiche intercorse altrimenti gestibili.

Test d’inquinamento su X287

Nella precedente campagna, cella individuata come X287, abbiamo alternato due periodi di 500 ore di inquinamento con H_2S (rispettivamente 6 e 10 ppm) ad altrettanti di rigenerazione, sempre di 500 ore, alternativamente in OCV ovvero con densità di corrente pari a 100 mA/cm^2 , sempre con la stessa miscela ‘Ref B’.

Il grafico successivo accorpa tutte le curve di polarizzazione ottenute nelle 2000 ore di interesse (non sono state prese in considerazione le 300 ore preliminari). Ocra è la polarizzazione preliminare, mentre i toni del rosso individuano l’inquinamento a 6 ppm, quelli del blu sono relativi ai 10 ppm e quelli del verde per i periodi di rigenerazione.

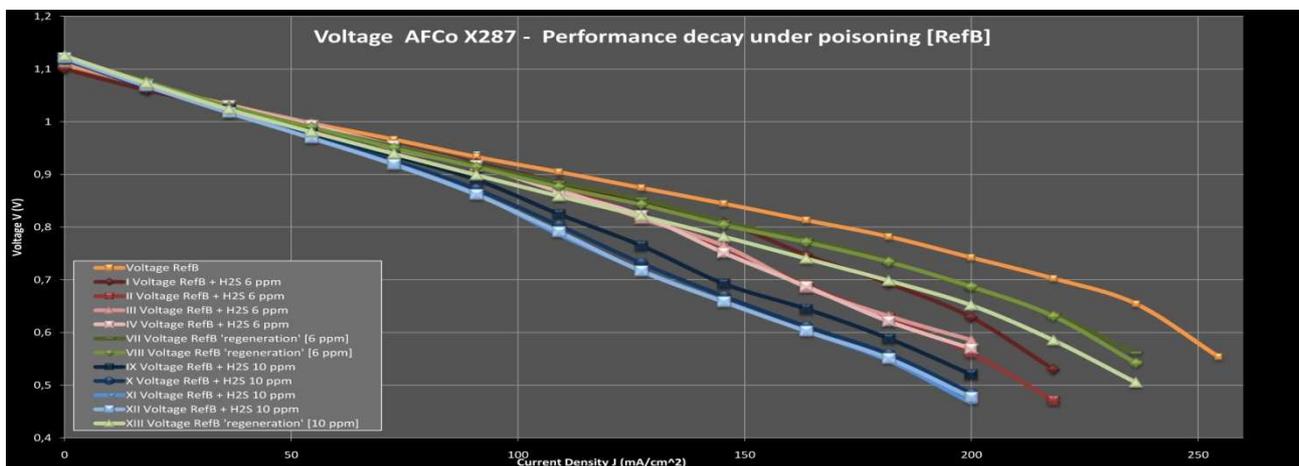


Figura 23. ACo X287: curve di polarizzazione ottenute sotto 6 ppm e 10 ppm di H_2S ed in regime di rigenerazione.

E’ molto interessante il confronto tra il decadimento percentuale della tensione (rispetto alla prima curva caratteristica registrata prima della somministrazione di inquinante), l’uso del combustibile (in giallo) ed il rapporto tra le pressioni parziali (verde). I due grafici seguenti illustrano tale confronto nel caso, rispettivamente, di 6 ppm e 10 ppm di H_2S in ‘Ref B’:

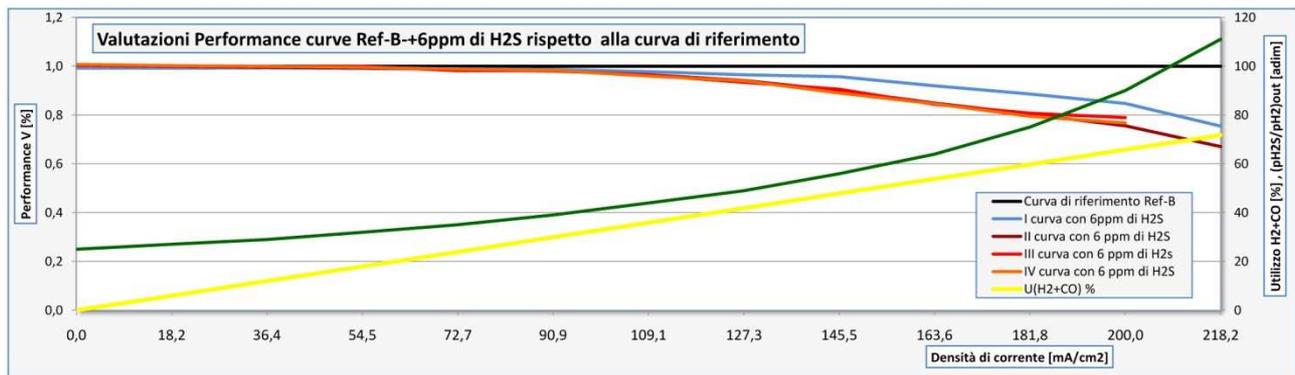


Figura 24. Confronto tra decadimento di tensione, utilizzo del combustibile e rapporto delle pressioni parziali (6 ppm).

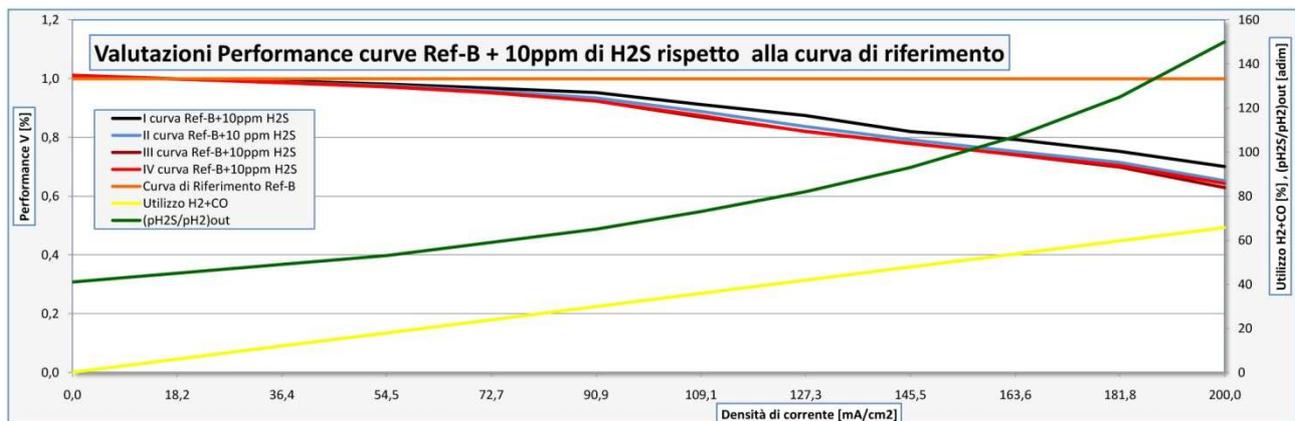


Figura 25. Confronto tra decadimento di tensione, utilizzo del combustibile e rapporto delle pressioni parziali (10 ppm).

Il decadimento della tensione si mantiene inferiore al 5% per valori della densità di corrente al di sotto dei 120 mA/cm² (6 ppm) e dei 70 mA/cm² (10 ppm). Oltre questi limiti sia ha una brusca perdita di tensione, inaccettabile al di sopra dei 180 mA/cm² (6 ppm) e dei 160 mA/cm² (10 ppm) corrispondenti alla soglia dei 600 mV. Ai valori soglia di 120 e 180 corrisponde il rapporto delle pressioni parziali P_{H2S}/P_{H2} (espresso in unità di 10⁻⁶) pari, rispettivamente, a 40 e 70 (6 ppm) e 56 e 98 (10 ppm). L'utilizzo anodico influenza il rapporto delle pressioni parziali ed incide quindi sul decadimento delle prestazioni. I punti salienti dei due grafici sono riassunti nella tabella successiva.

Fuel + H2O		ΔV < 5%			V < 600 mV		
H ₂ S (ppm)	P _{H2S} /P _{H2} (in)	J	P _{H2S} /P _{H2} (out)	U _{H2+CO}	J	P _{H2S} /P _{H2} (out)	U _{H2+CO}
6	24	<120	40	41%	>180	70	60%
10	40	<70	56	24%	>160	98	53%

Tabella 1. Confronto tra i valori soglia per tensione, corrente, utilizzo e pressioni parziali.

A parità di decadimento minimo di tensione il peso del rapporto P_{H2S}/P_{H2} è preponderante rispetto all'utilizzo di combustibile nelle condizioni considerate. Operativamente quindi questo si dovrebbe tradurre nel dover considerare come limite di inquinamento il valore di (P_{H2S}/P_{H2})_{in/out} < 40÷60, se si vogliono ottenere prestazioni non inferiori al 5 % dei valori attesi, quasi indipendentemente dal grado di utilizzo del combustibile.

X304 vs. X287 - Conclusioni

Va subito notato che l'OCV per X304 è sensibilmente inferiore che per X287, di quasi 80 mV, definendo un valore più in linea con il teorico che qui può avere quindi riscontro: tale caratteristica è da imputarsi al miglioramento del sistema di miscelazione e vaporizzazione dell'acqua, che apporta costantemente il flusso corretto all'anodo (evitando condense e conseguente regime irregolare della tensione), oltre che alla camera ad atmosfera inerte. Questo riscontro si deve limitare alla composizione di riferimento 'Ref B' poiché la X287 non è stata rifornita con composizione di derivazione impiantistica quali 'CC1' e 'Biogas'.

La X304, sebbene abbia mostrato un rapido deterioramento delle prestazioni, ha evidenziato una caduta di tensione progressiva, differente dalla cella che l'ha preceduta: con 'Ref B' la divergenza della tensione tra prima e dopo l'inquinamento è sempre tra il 3% e il 4%, per densità di corrente comprese tra 30 e 180 mA/cm². Al contrario la X287 ha evidenziato dei cambi di pendenza importanti nella variazione di tensione oltre i 90 mA/cm², anche in regime di rigenerazione. Come già accennato l'alto utilizzo dei 'CC1' e 'Biogas' maschera, seppur lasciando delle evidenti tracce, questa tendenza lineare, accentuando i fenomeni di trasporto che anticipano la parte conclusiva della curva caratteristica.

Una discussione conclusiva sul rapporto che lega le due celle non è semplice e, soprattutto, rischia di portare a conclusioni azzardate: vanno innanzi tutto tenute in considerazione le differenze tra le due sperimentazioni e i problemi che hanno affetto sin dall'inizio la X304, rendendola un caso *sui generis*. Ma i dati non sono aleatori ed indicano una buona tenuta della nuova configurazione adottata, seppur sotto le delicate ipotesi che (1) la somministrazione di H₂S in 6 ppm, protratto per un lungo periodo, continui ad inquinare aumentando i propri effetti nello stesso modo (circa) lineare già visto per la X287, e che (2) il rate con cui la tensione degrada sia figlia dei soli problemi iniziali riscontrati nella cella. A conforto di quest'ultima ipotesi va anche apportata la mancata rigenerazione. In post-analisi sarà possibile verificare l'eventuale carbon deposition, ossidazione anodica o condizionamento disomogeneo e accertare se e quanto abbiamo avuto un ruolo nelle prestazioni, nella ricettività all'inquinante e nella capacità di rigenerazione della cella.

L'ASR si dimostra un parametro importante per lo studio delle celle a combustibile, in special modo si dimostra particolarmente sensibile al tipo o composizione di miscela utilizzata e perciò ben si presta a caratterizzare la cella in relazione a questa. Al contrario le variazioni riscontrate sull'ASR durante l'inquinamento sono di poco conto, soprattutto se relazionate al degrado riscontrato, per cui un parametro più responsivo andrebbe derivato e messo a punto. A tal proposito è interessante seguire lo spostamento del suo minimo lungo il piano individuato dalla stessa ASR e dalla densità di corrente J al variare del tempo (che si inquina o meno o che si faccia test d'altra natura): nonostante la procedura che definisce l'ASR non sia ortodossa e con i limiti già indicati, si dimostra però un'interessante correlazione da approfondire.

3. DIFFUSIONE DEI RISULTATI

- [1] *Analysis of performance decay of MCFC single cell under H₂S poisoning*, G. Discepoli et al., Proceedings of European Fuel Cell Technology & Applications – EFC09, December 2009, Rome.
- [2] IEA Conference, July 2010, Perugia.
- [3] *MCFC as potential carbon concentrators in distributed generation systems: technical problems and challenges*, U. Desideri et al., Workshop on Fuel Cells in the Carbon Cycle, 2010, Naples.
- [4] <http://www.fclab.unipg.it>
- [5] <http://www.enea.it>

LINEA DI RICERCA C - STUDIO SULL' IMPIEGO DELLA TECNOLOGIA MCFC PER LA SEPARAZIONE E LA CATTURA DELLA CO₂

Lo studio di sistemi convenzionali ripotenziati attraverso un retrofitting con MCFC per la separazione della CO₂ 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.

1. 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.

1.1 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.

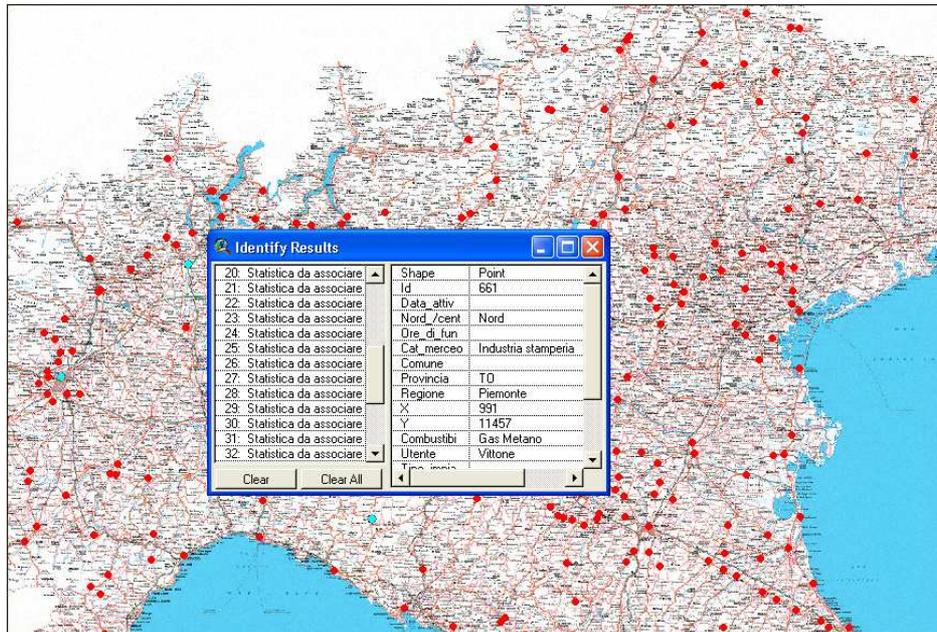


Fig. 1– Esempi di interrogazione del database con più impianti in una medesima posizione geografica.

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

1.1 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 l’ 8.4% degli impianti. Infatti, analizzando l’andamento dell’indice Im si evince che la taglia media degli impianti è nettamente inferiore al Nord rispetto alle altre aree geografiche.

Regioni	MWe	N.	Im $\left[\frac{kWe}{n} \right]$	It $\left[\frac{kWe}{km^2} \right]$	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.	Im $\left[\frac{kWe}{n} \right]$	It $\left[\frac{kWe}{km^2} \right]$	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.	Im $\left[\frac{kWe}{n} \right]$	It $\left[\frac{kWe}{km^2} \right]$	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

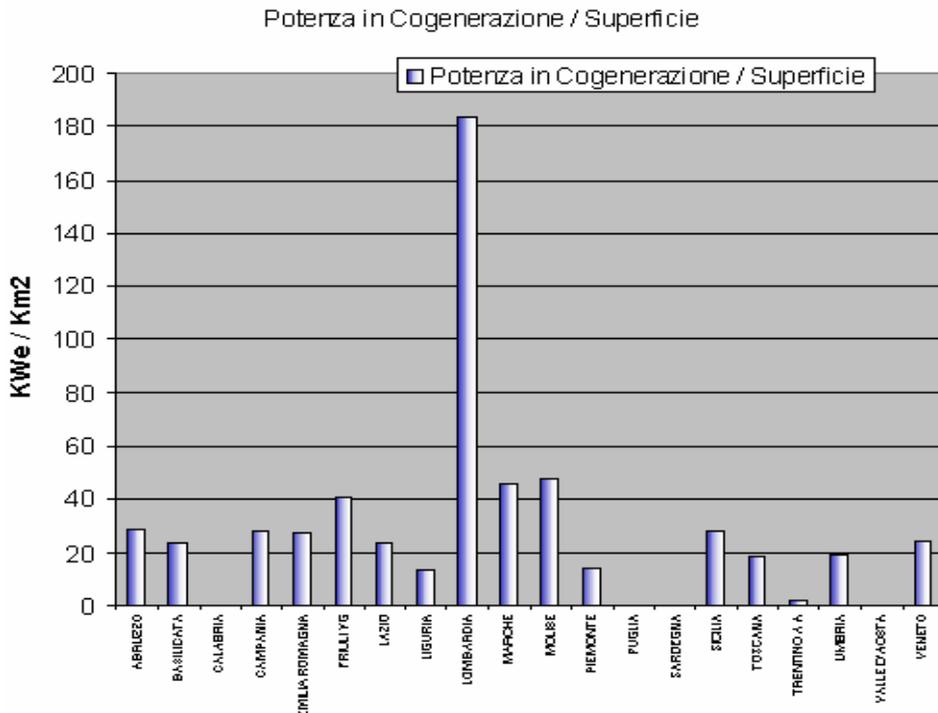


Fig. 1- Distribuzione dell'indicatore Ir per regione

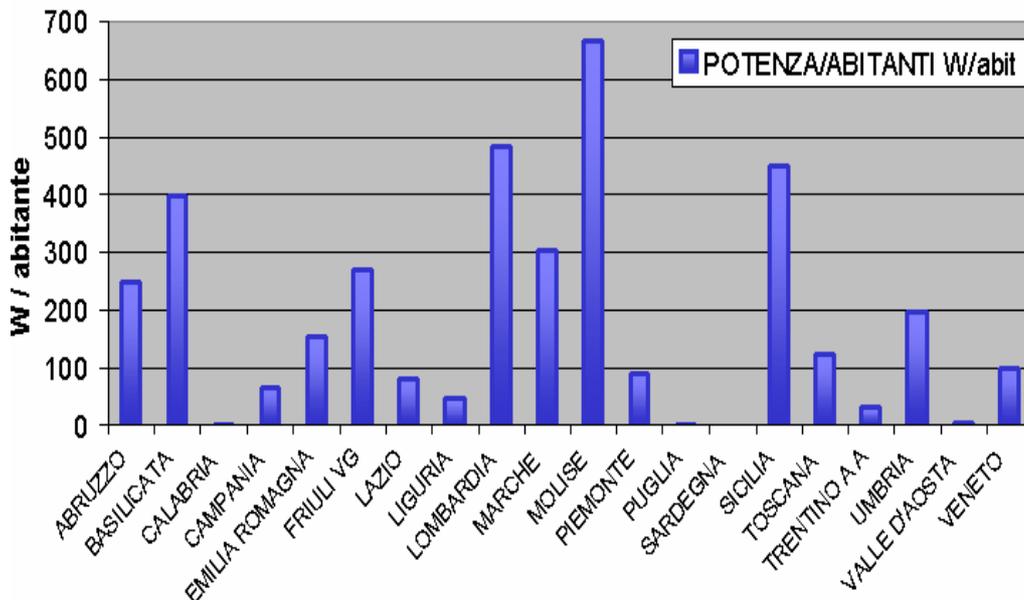
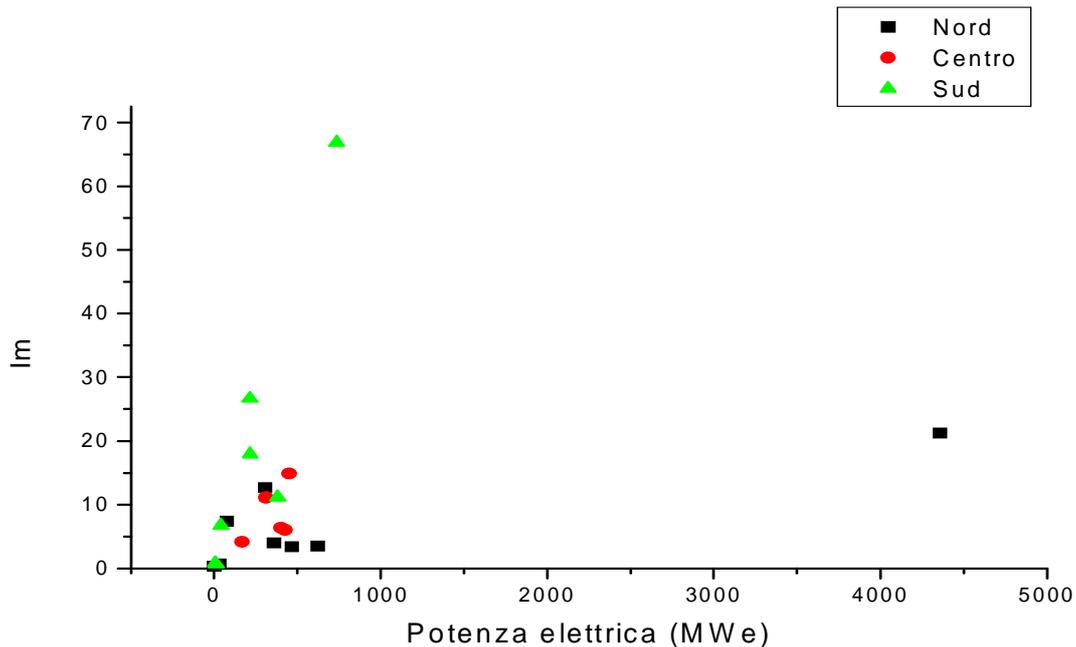


Fig. 2 – Distribuzione dell'indicatore Ip per regione


Fig.3– Distribuzione dell’indice Im

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 Km², 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 Km² della cogenerazione si aggira pressoché in tutta la penisola tra i 18 ed i 30 kWe/ Km² 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.

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

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

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.

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

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

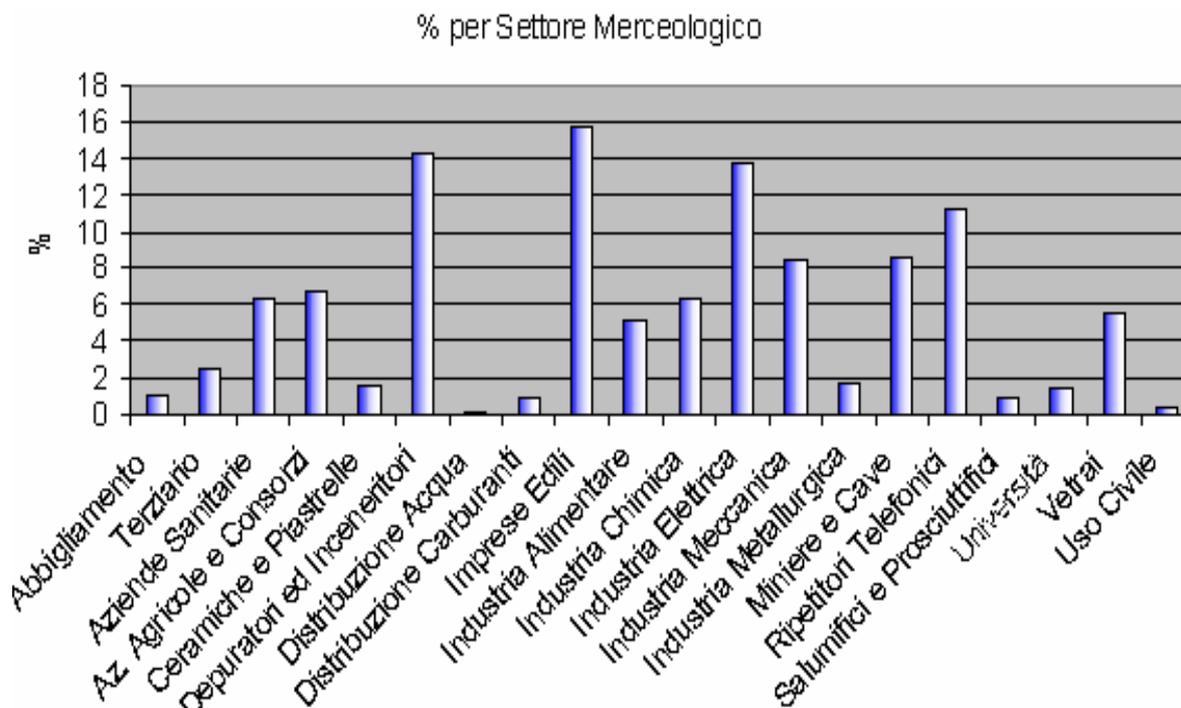
Tale situazione è stata incentivata dalla lungimirante politica delle amministrazioni locali tesa a incentivare lo sviluppo del territorio pur nel rispetto dell'ambiente.

1.2 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

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 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 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.

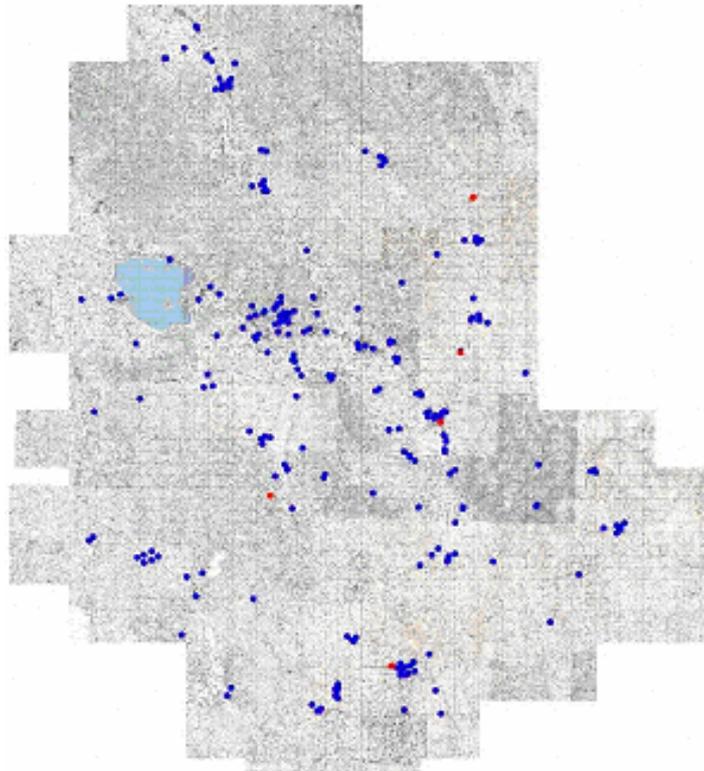


Fig. 5– Impianti di produzione da fonte rinnovabile indicati dai punti in rosso

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 CO₂ emessa nei gas di scarico e contemporaneamente di incrementarne la produzione di energia elettrica.

UMBRIA	Cogeneratori installati		Caldaie installate	Energia elettrica annua di progetto	Energia termica annua di progetto	
	Impianto	kWe	kWt	kWt	kWhe	Da cogeneratore [kWh]
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
TOTALE	8916	11284	41450	27.566.843	35.868.690	53.015.075

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)

2. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂.

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 CO₂ 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_x, CO, CO₂, O₂ 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 CO₂ e O₂, caratteristiche dell'intero intervallo di tempo investigato sperimentalmente.

2.1 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 essiccamento. 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).

2.1.1 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).

2.2 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 LiAlO_2 . La cella opera a 600-700 °C, temperatura alla quale i carbonati formano un sale fuso molto conduttivo, con ioni carbonato 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).

2.2.1 Impiego delle celle MCFC come tecnologia di separazione della CO_2

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 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.

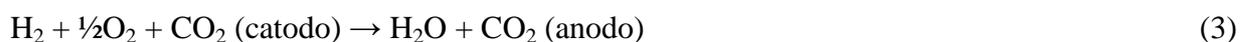
Le due semireazioni di cella sono:



all'anodo, e



al catodo. 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).

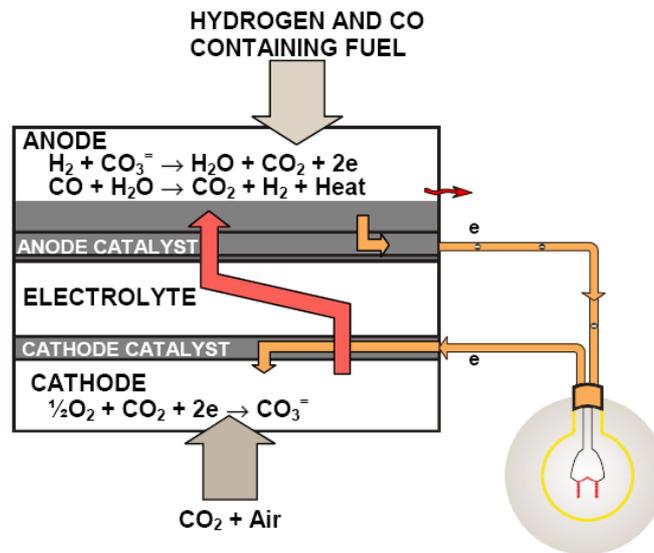


Fig. 6 - Principio di funzionamento di una cella a combustibile MCFC.

2.3 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		Motori I, II	
	(mod. ME 3042 L1)		(mod. ME 3042 L1)	
Potenza elettrica (kW _e)	329		323	318
Potenza termica (kW _t)	512		512	521
Potenza in ingresso (kW)	940		917	915
Rendimento elettrico (-)	0,36		0,36	0,36
Rendimento termico (-)	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.).

2.4 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_x, CO, CO₂, O₂ 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_x, CO, CO₂ e O₂ 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.

2.4.1 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.

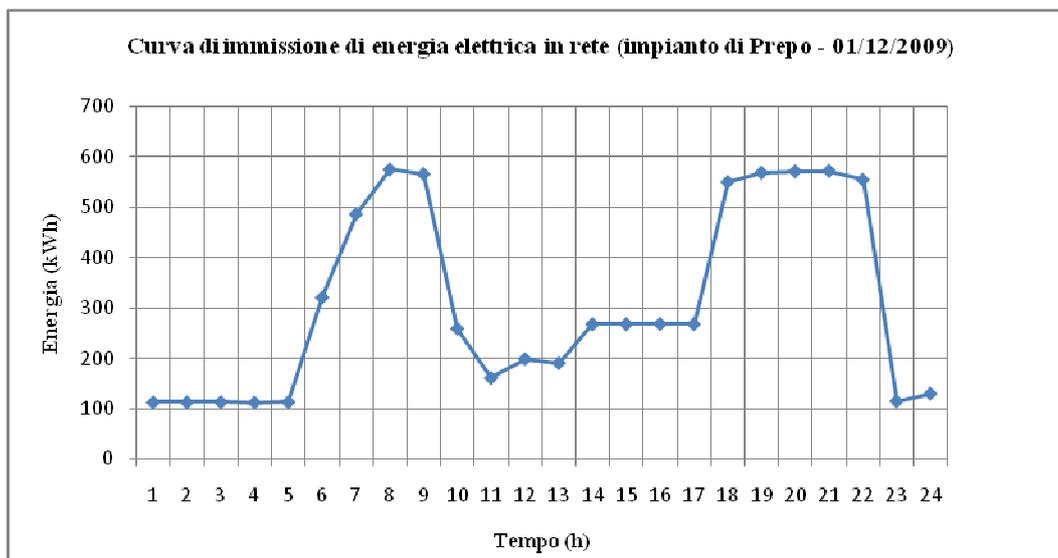


Fig. 7 - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 1 dicembre 2009 (impianto di Prepo).

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 _e)	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_x (Figura 9).

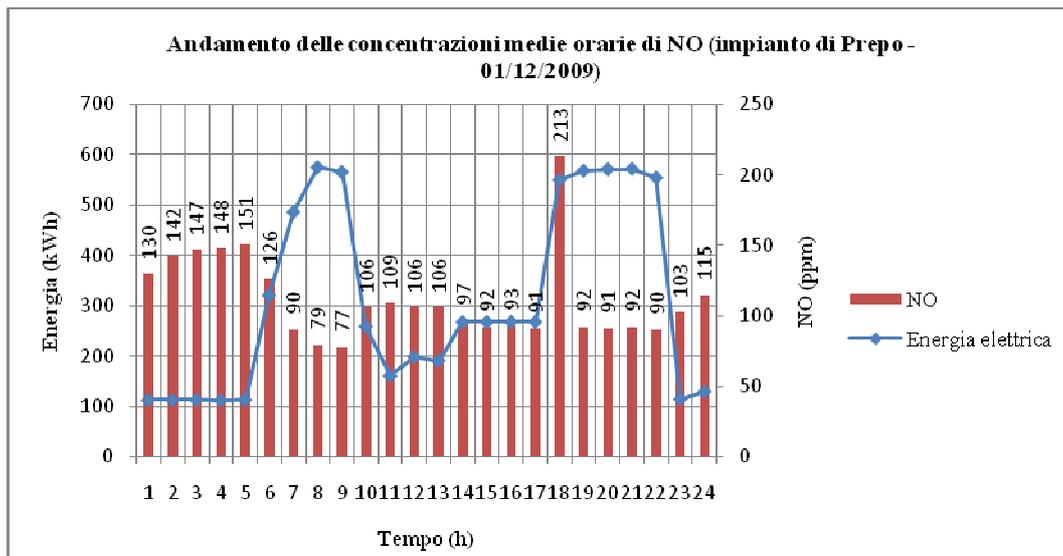


Fig. 8 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

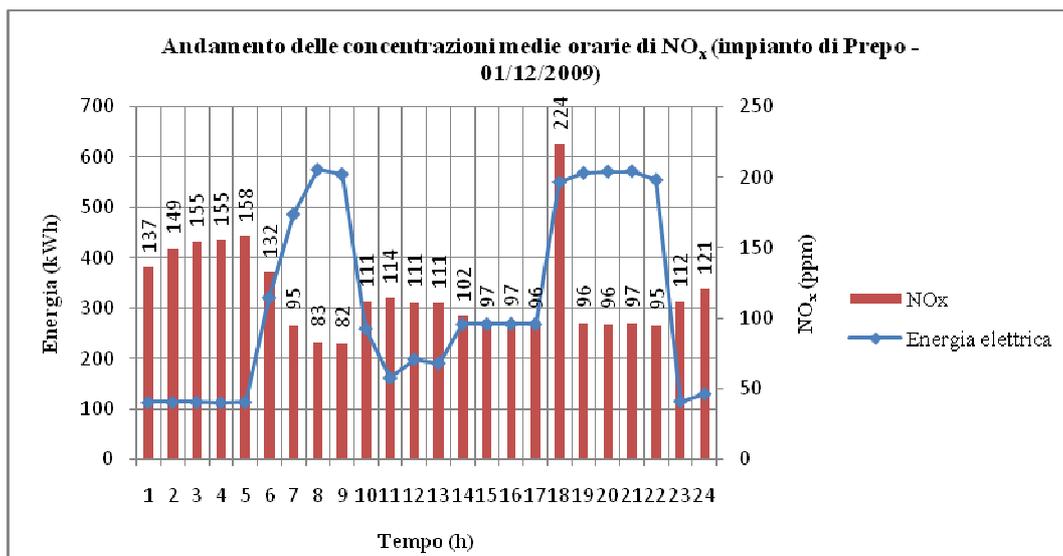


Fig. 9 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO_x (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

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.

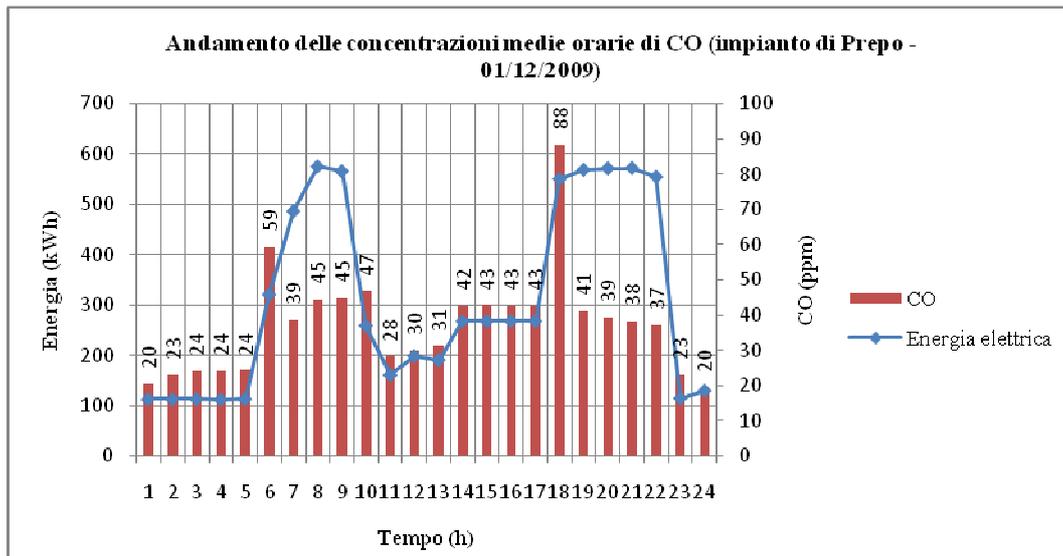


Fig. 10 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO (impianto di Prepo, 1/12/09).

La Figura 11 è analoga alle precedenti e riguarda le concentrazioni medie orarie di CO₂. 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 CO₂ emessa. La fase di avviamento del secondo motore necessita, infatti, di un forte aumento di eccesso d'aria (minore emissione di CO₂), che fa crollare in percentuale la concentrazione media oraria prodotta da più motori, funzionanti contemporaneamente.

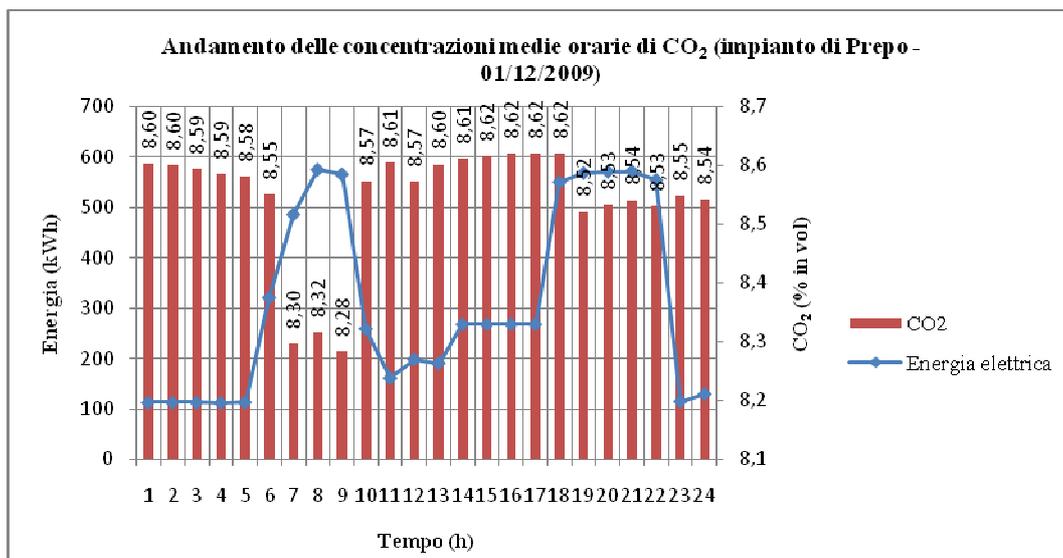


Fig. 11 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO₂ (impianto di Prepo, 1/12/2009).

Come previsto, l'andamento delle concentrazioni medie orarie di O₂ per il giorno esaminato (Figura 12) è complementare a quello mostrato in Figura 6.

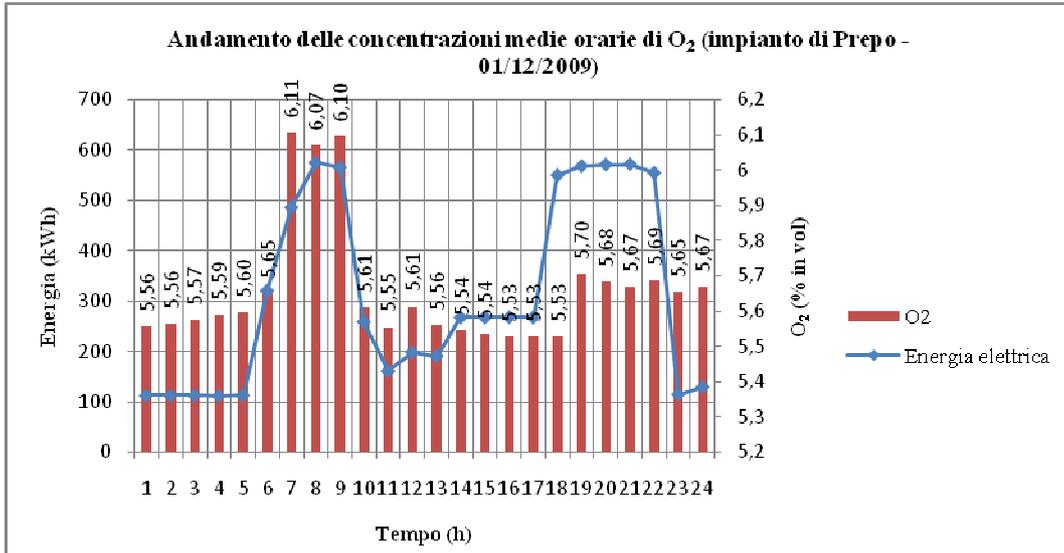


Fig. 12 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di O₂ (impianto di Prepo, 1 dicembre 2009).

Inoltre, la riduzione della concentrazione di O₂, 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_x 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.

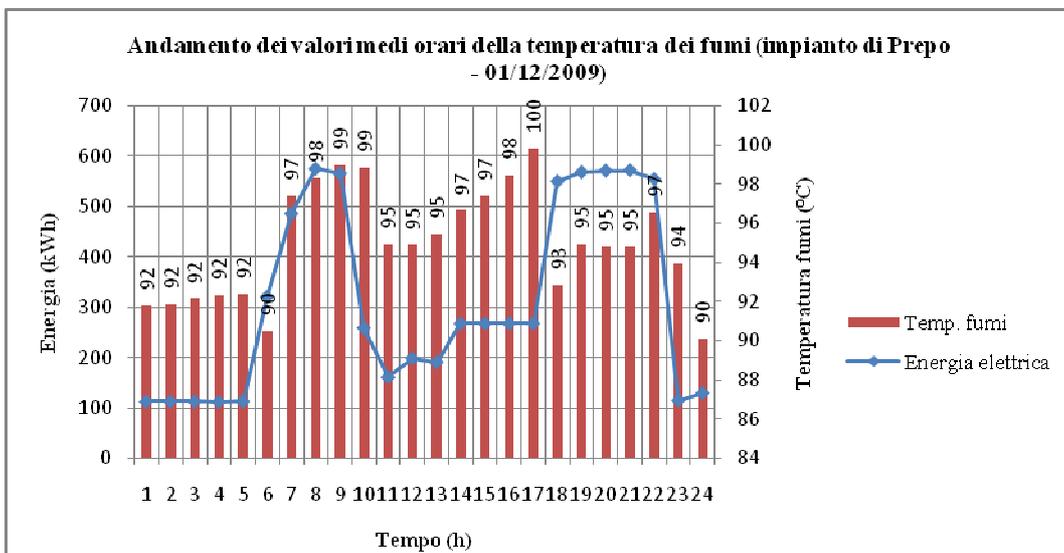


Fig. 13 - Andamento dei valori medi orari della temperatura fumi (impianto di Prepo, 1/12/09).

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.

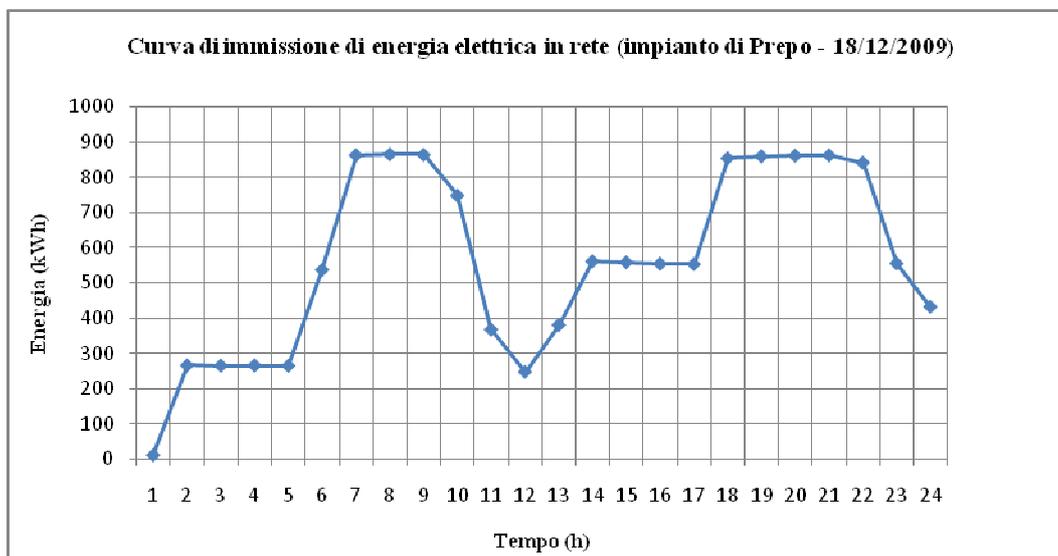


Fig. 14 - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 18 dicembre 2009 (impianto di Prepo).

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 _e)	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, NO₂ (quest'ultimo ottenuto per differenza tra NO_x e NO), CO, CO₂, O₂ 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, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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
Media	95	5	52	8,39	5,92	93,1

Tab. 19 - Valori minimi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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

2.4.2 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.

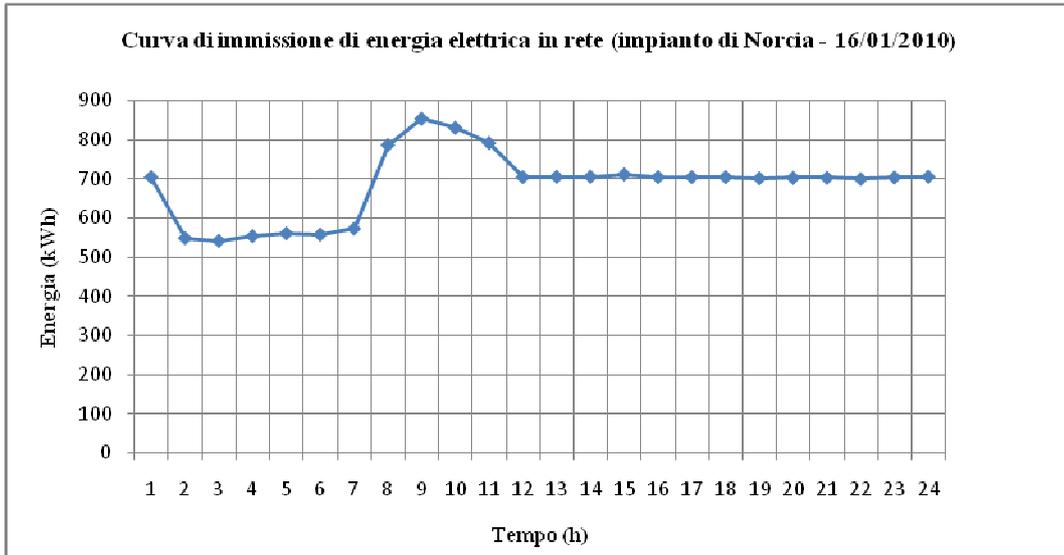


Fig. 15 - Curva di immissione di energia elettrica in rete del 16 gennaio 2010 (impianto di Norcia).

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 CO₂ nei gas di scarico dell’impianto per la giornata tipo, sovrapposto alla curva di produzione di energia elettrica.

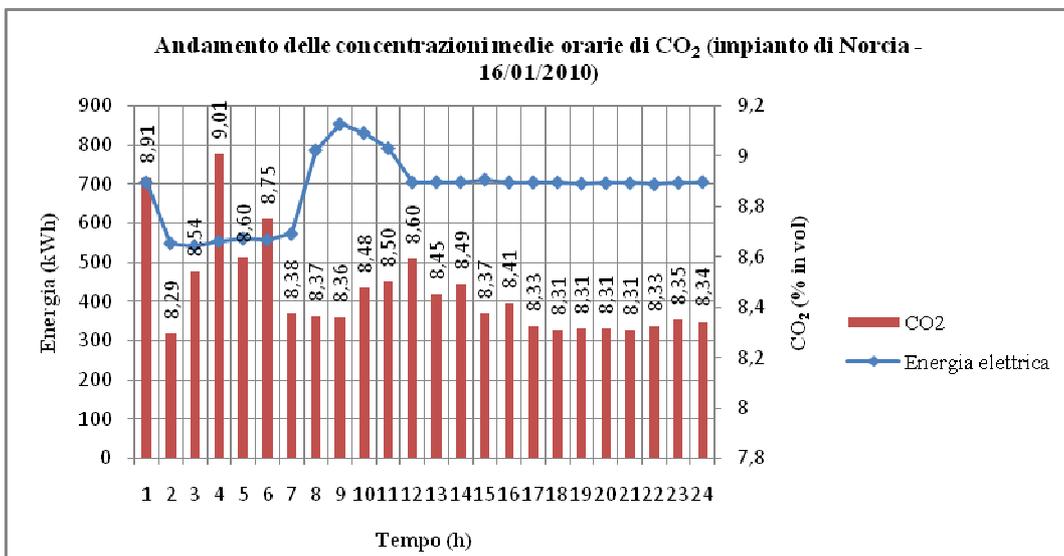


Fig. 16 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO₂ (impianto di Norcia, 16/01/2010).

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 CO₂). 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_x, CO e O₂ rispettivamente. Infine, la Figura 21 è analoga alle precedenti e riguarda la temperatura dei fumi.

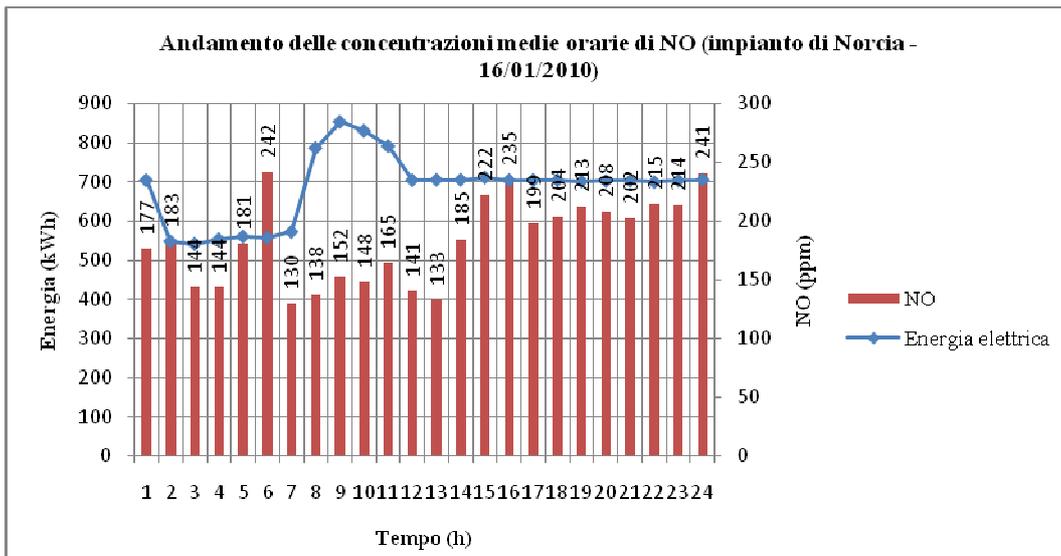


Fig. 17 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO (impianto di Norcia, 16/01/2010).

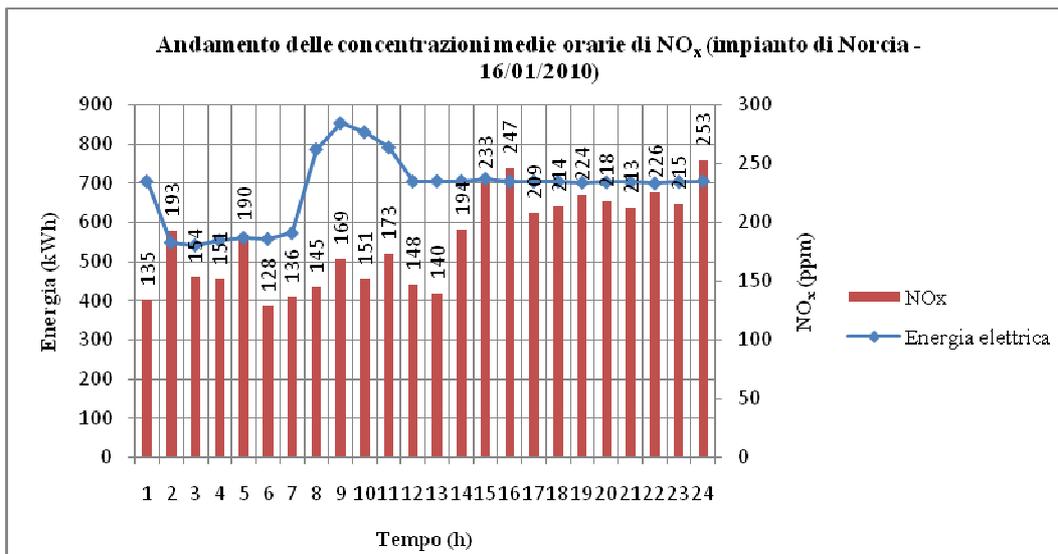


Fig. 18 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di NO_x (impianto di Norcia, 16/01/2010).

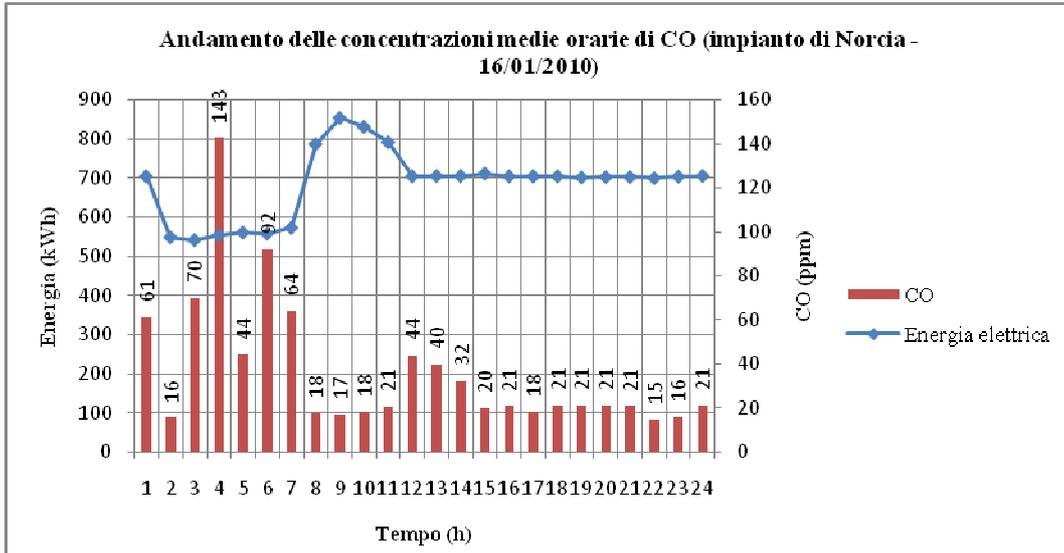


Fig. 19 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di CO (impianto di Norcia, 16/01/2010).

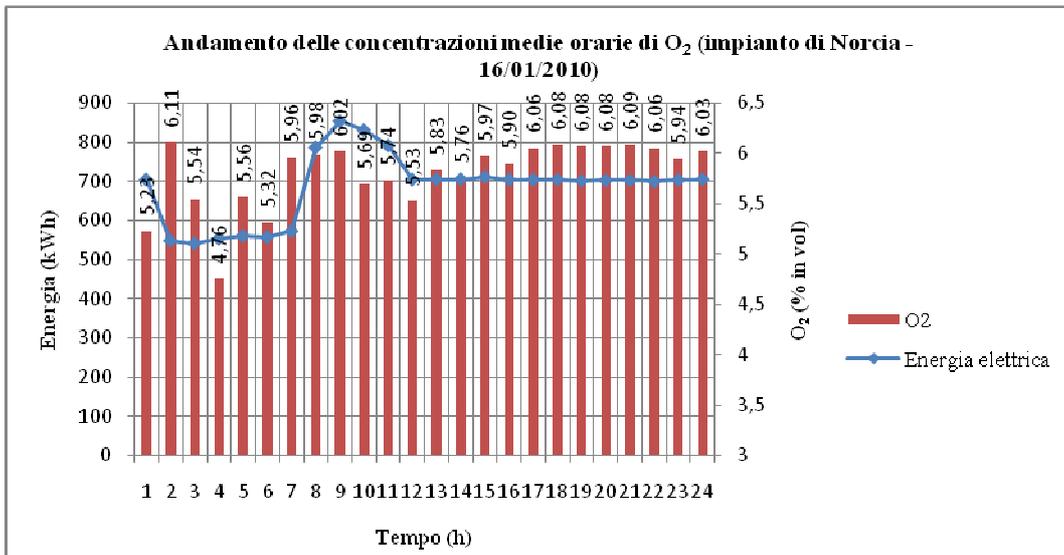


Fig. 20 - Andamento delle concentrazioni medie orarie di O₂ (impianto di Norcia, 16/01/2010).

Dai valori medi orari delle concentrazioni di NO, NO_x (e quindi NO₂), CO, CO₂, O₂ 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).

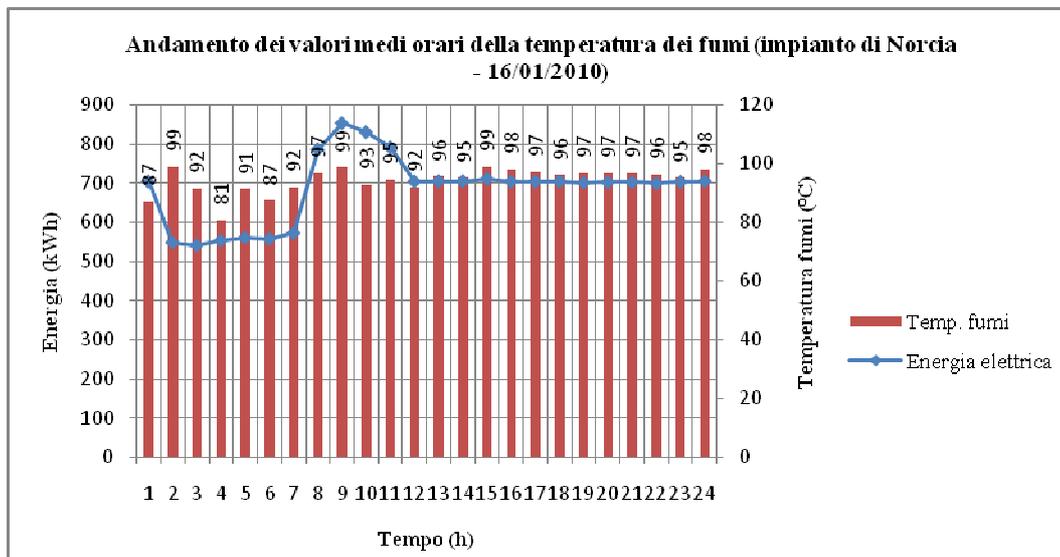


Fig. 21 - Andamento dei valori medi orari della temperatura dei fumi (impianto di Norcia, 16 gennaio 2010).

Tab. 21 - Valori medi giornalieri delle concentrazioni di NO, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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, NO₂, CO, CO₂, O₂ 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 ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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

2.4.3 Confronto delle emissioni inquinanti prodotte dagli impianti esaminati

La Tabella 24 mostra i valori medi mensili ottenuti per le concentrazioni di NO, NO₂, CO, CO₂, O₂ nei gas di scarico degli impianti analizzati e la loro temperatura.

Tab. 24 - Valori medi mensili delle concentrazioni di NO, NO₂, CO, CO₂, O₂ nei fumi in uscita dai due impianti e della loro temperatura.

Impianto	NO (ppm)	NO ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (% in vol)	O ₂ (% 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 CO₂ e di O₂ sono paragonabili tra loro, mentre i valori di NO, NO₂ 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.

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 CO₂ 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, *CO₂ 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 NH₃ and NO_x 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: CO₂ 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.