

# Ricerca di Sistema elettrico



Sistemi ibridi di micro-cogenerazione per la valorizzazione di biogas e idrogeno finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole (LA4.14)

Maria Alessandra Ancona, Michele Bianchi, Lisa Branchini, Bruno Cavuoti, Andrea De Pascale, Francesco Melino



ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Sistemi ibridi di micro-cogenerazione per la valorizzazione di biogas e idrogeno finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole(LA4.14)

M. A. Ancona, M. Bianchi, L. Branchini, B. Cavuoti, A. De Pascale, F. Melino - Alma Mater Studiorum Università di Bologna, Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: *Decarbonizzazione*

Progetto: *1.5 Edifici ad alta efficienza per la transizione energetica*

Linea di attività: 4.14

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work Package: Biagio Di Pietra, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Università di Bologna (UNIBO\_DIN\_2)

Mese inizio previsto: 13

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna - Alma Mater Studiorum: "Sistemi ibridi di micro-cogenerazione per la valorizzazione di biogas e idrogeno finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole"

## Indice

1	Risultati attesi.....	5
2	Risultati ottenuti .....	6
3	Prodotti attesi.....	9
4	Prodotti sviluppati .....	10
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	11
6	Sintesi delle attività svolte .....	12
7	Dettaglio delle attività svolte .....	13
7.1	Analisi dello stato dell'arte di sistemi micro-cogenerativi alimentati da miscele metano/idrogeno e biogas/idrogeno .....	13
7.2	Definizione dell'architettura del sistema integrato biogas/idrogeno .....	14
7.3	Sviluppo di un modello di calcolo per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato biogas/idrogeno .....	15
7.3.1	Modello PV.....	16
7.3.2	Modello PEM.....	17
7.3.3	Modello MCI-CHP .....	17
7.3.4	Strategia di ottimizzazione del design e della gestione del sistema integrato .....	19
7.3.5	Criteri per la valutazione costi/benefici .....	19
7.4	Design del sistema nello scenario considerato e generalizzazione dei criteri di dimensionamento.....	20
7.5	Strategia di gestione ottimizzata del sistema e integrazione idrogeno .....	24
7.5.1	Caso studio utenza reale isolana .....	24
7.5.2	Curva di efficienza sperimentale elettrolizzatore .....	32
7.6	Bibliografia .....	33
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte .....	35
9	Pubblicazioni scientifiche.....	36
10	Eventi di disseminazione .....	37

## Indice delle figure

Figura 1 – Architettura del sistema integrato.....	15
Figura 2 – Schema del modello di calcolo sviluppato per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato .....	16
Figura 3 – Schema del modello di calcolo di a) curva di polarizzazione, b) profilo di produzione annua.....	16
Figura 4 – Profilo adimensionale di efficienza di un elettrolizzatore PEM in funzione del carico .....	17
Figura 5 – Curve di efficienza elettrica e termica per un MCI-CHP, adimensionali rispetto al carico elettrico e ai rispettivi valori di efficienza di design .....	18
Figura 6 – Andamento di LHV al variare della frazione molare di H <sub>2</sub> e della composizione di biogas di partenza .....	18
Figura 7 – Profili orari annuali di richiesta termica e elettrica per le tre utenze .....	21
Figura 8 – Input radiazione solare incidente .....	22
Figura 9 – Input composizione e disponibilità biogas.....	23
Figura 10 – Input fabbisogni utenza .....	25
Figura 11 – Input composizione e disponibilità biogas per caso studio .....	26
Figura 12 – Andamento di potenze elettrica e termica prodotte dal CHP e fornite all’utenza ..	28
Figura 13 – Profilo orario annuale di composizione del combustibile in input al CHP.....	28
Figura 14 – Profilo orario annuale di a) LHV del biogas di partenza (arancione) e del combustibile ottenuto miscelando H <sub>2</sub> (blu) e b) incremento % ottenuto per l’LHV.....	29
Figura 15 – Profilo orario annuale di $\Delta P_{el}$ : valori positivi indicano surplus elettrico immesso in rete, valori negativi acquisto .....	29
Figura 16 – Dati di targa dell’elettrolizzatore e relativa curva di efficienza sperimentale .....	33

## Indice delle tabelle

Tabella 1 – Risultati analisi commerciale .....	14
Tabella 2 – Criteri generalizzati per il dimensionamento della sezione idrogeno in funzione del tipo di utenza .....	24
Tabella 3 – Dati di targa MCI-CHP .....	27
Tabella 4 – Dati di targa digestore anaerobico .....	27
Tabella 5 – Dati di targa modulo PV .....	27
Tabella 6 – Risultati energetici annuali MCI-CHP.....	28
Tabella 7 – Risultati dimensionamento sezione idrogeno .....	29
Tabella 8 – Assunzioni per l’analisi energetico-ambientale-economica.....	31

Tabella 9 - Risultati dell'analisi energetico-ambientale-economica ..... 32

# 1 Risultati attesi

Si riporta di seguito quanto scritto nel capitolato in merito ai risultati attesi al termine del progetto.

Al termine dei due anni di attività, i risultati attesi sono la definizione e l'ottimizzazione di un sistema integrato per la produzione di biogas e idrogeno verde e il loro successivo utilizzo in sistemi micro-cogenerativi, concepiti a servizio della produzione di elettricità e acqua calda sanitaria nel contesto delle piccole isole non connesse alla rete elettrica nazionale e alla rete gas. Il sistema che verrà definito avrà l'obiettivo di rendere indipendenti dal punto di vista energetico le piccole isole e di promuovere la produzione di energia da fonte rinnovabile. Risultati specifici dell'analisi saranno quindi la creazione di un modello di calcolo per la valutazione delle prestazioni energetiche di tale sistema integrato, la definizione di criteri ottimizzati di dimensionamento dei componenti del sistema integrato e lo sviluppo di strategie per la gestione ottimizzata dello stesso. Il modello sarà quindi applicato ad un caso reale o realistico consentendo di definire criteri per il design e strategie di gestione ottimali del sistema integrato biogas/idrogeno.

Risultato dell'attività di ricerca sperimentale su un elettrolizzatore sarà invece costituito dalla caratterizzazione delle prestazioni energetiche dello stesso.

L'output dell'attività di ricerca sarà dunque costituito dai seguenti risultati:

- Definizione di un sistema integrato per produzione e utilizzo a fini cogenerativi di biogas e idrogeno verde.
- Modello di calcolo per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato biogas/idrogeno.
- Criteri per il dimensionamento dei sistemi energetici che compongono il sistema integrato proposto.
- Strategie di gestione ottimizzata del sistema integrato durante un intero anno di funzionamento (simulato in ambiente software) considerando una specifica applicazione (reale o realistica).
- Caratterizzazione sperimentale di un elettrolizzatore pensato per lavorare in integrazione con il sistema biodigestore-cogeneratore nel contesto di un'utenza isolana.

## 2 Risultati ottenuti

I risultati ottenuti coincidono in pieno con i risultati attesi. Come da capitolato, il principale risultato dell'attività è la definizione e l'ottimizzazione di un sistema integrato per la produzione di biogas e idrogeno verde e il loro successivo utilizzo in sistemi micro-cogenerativi, concepiti a servizio della produzione di elettricità e acqua calda sanitaria nel contesto delle isole minori non connesse alla rete elettrica nazionale e alla rete gas. Il sistema definito ha l'obiettivo di rendere indipendenti dal punto di vista energetico le piccole isole e di promuovere la produzione di energia da fonte rinnovabile. Risultati specifici dell'analisi sono stati quindi la creazione di un modello di calcolo per la valutazione delle prestazioni energetiche di tale sistema integrato, la definizione di criteri ottimizzati di dimensionamento dei componenti del sistema integrato e lo sviluppo di strategie per la gestione ottimizzata dello stesso. Il modello è stato quindi applicato ad un caso reale consentendo di definire criteri per il design e strategie di gestione ottimali del sistema integrato biogas/idrogeno.

Inoltre, è stata determinata la caratterizzazione sperimentale delle prestazioni energetiche di un elettrolizzatore di tecnologia PEM (Proton Exchange Membrane), di taglia compatibile con quelle caratteristiche dell'applicazione in analisi (utenza singola isolana, residenziale o terziaria).

L'output dell'attività di ricerca è dunque costituito dai seguenti risultati, tutti pienamente raggiunti:

- Definizione di un sistema integrato per produzione e utilizzo a fini cogenerativi di biogas e idrogeno verde. Il sistema integrato proposto e studiato è basato sulle tecnologie di (i) digestione anaerobica per la produzione di biogas, (ii) elettrolisi dell'acqua con elettricità proveniente da solare fotovoltaico (PV) per la produzione di idrogeno e (iii) cogenerazione tramite motore a combustione interna. Il sistema integrato si propone quindi di sfruttare, da un lato, il rifiuto organico prodotto dall'utenza per generare un biocombustibile, ovvero il biogas, e, dall'altro, la fonte rinnovabile solare per produrre energia elettrica al servizio in primo luogo della produzione di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua ed in secondo luogo soddisfare direttamente i fabbisogni elettrici dell'utenza. In altre parole, la priorità di utilizzo dell'elettricità generata da PV è per la produzione di idrogeno e solo l'eventuale surplus viene utilizzato direttamente dall'utenza. Questa scelta è stata fatta in ragione dell'obiettivo principale per il quale è stato proposto il sistema integrato, ovvero il soddisfacimento del fabbisogno termico per la produzione di ACS. La soluzione contribuisce inoltre a promuovere il concetto di economia circolare, migliorando la gestione dei rifiuti, non particolarmente semplice in un contesto isolano.
- Sviluppo di un modello di calcolo, in ambiente Matlab, per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato biogas/idrogeno. Il modello è di tipo a parametri concentrati ed è in grado di (i) simulare il comportamento del sistema integrato al variare delle condizioni al contorno (come ad esempio la domanda elettrica e termica dell'utenza, la qualità del biogas prodotto, la disponibilità della fonte rinnovabile in input all'elettrolizzatore); (ii) determinare la taglia ottimale di ciascun componente della sezione di produzione dell'idrogeno (elettrolizzatore, sistema di produzione da rinnovabile, eventuale sistema di accumulo) in funzione dell'applicazione a cui è destinato; (iii) ottimizzare il funzionamento del sistema integrato al variare delle condizioni al contorno e per data taglia. La strategia di ottimizzazione sviluppata si pone come macro-obiettivi (i) il soddisfacimento del fabbisogno termico per ACS dell'utenza

in analisi in qualunque time step dell'anno e (ii) la stabilizzazione del potere calorifico del combustibile alimentato al cogeneratore, al fine di renderlo indipendente dalla qualità del biogas disponibile, consentendo di conseguenza di definire in output le taglie ottimali della sezione di produzione (e accumulo) dell'idrogeno e di produzione del biogas. La taglia del cogeneratore è invece definita in input sulla base del picco annuale di richiesta termica dell'utenza che si intende analizzare.

- Sviluppo di criteri generali per il dimensionamento dei sistemi energetici che compongono il sistema integrato proposto. Il modello sviluppato è stato utilizzato per determinare le condizioni di design ottimali del sistema integrato biogas/idrogeno, pensato per lavorare a servizio di utenze isolate di diverso tipo (residenziale, scuola, struttura turistico-alberghiera), definendo così - per ciascuna tipologia di utenza - criteri di dimensionamento generalizzati validi per sistemi integrati caratterizzati dagli stessi componenti del sistema proposto (digestore anaerobico, elettrolizzatore, fotovoltaico, cogeneratore). I profili annuali di richiesta termica ed elettrica per ciascuna tipologia di utenza, in un'ottica di generalità, provengono da letteratura e i risultati ottenuti - normalizzati rispetto alla potenza termica di picco richiesta per la produzione di ACS dall'utenza - suggeriscono che la taglia ottimale dell'elettrolizzatore sia pari a  $0.66 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per utenza monofamiliare domestica,  $1.64 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per una scuola,  $0.96 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per una struttura alberghiera, mentre la taglia ottimale del sistema PV (alle latitudini italiane) sia pari a  $1.35 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per utenza monofamiliare domestica,  $1.93 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per una scuola,  $2.10 \text{ kW/kW}_{\text{th,ut,picco}}$  per una struttura alberghiera.
- Sviluppo di strategie di gestione ottimizzata del sistema integrato durante un intero anno di funzionamento (simulato in ambiente software) considerando una specifica applicazione (reale o realistica). In accordo con ENEA, è stata selezionata un'utenza reale isolana (residenziale monofamiliare), di cui sono noti i profili di fabbisogno elettrico e termico per la produzione di acqua calda sanitaria di un anno, e - sulla base di dati sperimentali in termini di profilo di composizione di biogas disponibile (provenienti dall'attività condotta da ENEA nel presente triennio di RdS) - sono stati valutati il design e il funzionamento annuale ottimizzati secondo la strategia proposta, che - come detto ai punti precedenti - prevede di miscelare idrogeno in funzione della composizione del biogas disponibile con l'obiettivo di raggiungere un potere calorifico target, in modo da stabilizzare il funzionamento del cogeneratore. I risultati indicano un aumento del potere calorifico del combustibile pari al  $20\div 30\%$ , ottenuto grazie all'aggiunta di idrogeno al biogas disponibile ( $10.36 \text{ kg}$  di idrogeno nell'anno, a fronte di  $338.25 \text{ kg}$  di biogas consumato). L'energia termica recuperata dal motore è interamente autoconsumata, così come il  $99\%$  dell'energia elettrica generata localmente. La fattibilità tecnica della soluzione proposta è inoltre confermata, in quanto le taglie della sezione idrogeno necessarie per garantire la stabilizzazione del potere calorifico della miscela biogas/idrogeno sono:  $0.89 \text{ kW}_p$  per il fotovoltaico,  $0.5 \text{ kW}$  per l'elettrolizzatore e  $0.21 \text{ m}^3$  per l'accumulo di idrogeno (immaginando un accumulo compresso in bombole a  $200 \text{ bar}$ ) oppure  $0.05 \text{ m}^3$  di accumulo fisico occupato (nel caso di accumulo in idruri metallici alla stessa pressione di output dell'elettrolizzatore).
- Caratterizzazione sperimentale di un elettrolizzatore pensato per lavorare in integrazione con il sistema biodigestore-cogeneratore nel contesto di un'utenza isolana. È stata determinata la curva di efficienza sperimentale in funzione del carico per un elettrolizzatore di tecnologia PEM da  $0.3 \text{ kW}$ , compatibile con quanto determinato nell'analisi al punto precedente, ovvero compatibile con le taglie in gioco

nell'applicazione reale isolana. Il valore massimo di efficienza si registra in corrispondenza del 40% del carico ed è pari a circa 84%.

Sono stati inoltre definiti i criteri per un'analisi energetico-ambientale-economica di tipo costi/benefici sul sistema integrato proposto. Il sistema proposto è stato infatti studiato in riferimento al caso studio di utenza reale e in comparazione a due scenari di partenza alternativi (assenza di sistemi di generazione distribuita installati presso l'utenza o presenza di cogeneratore alimentato a biogas prodotto da digestione anaerobica) in termini di: autosufficienza elettrica e termica, risparmio di combustibile fossile in centrale, emissioni di CO<sub>2</sub> evitate, tempo di ritorno dell'investimento e investimento massimo ammissibile per rientrare dello stesso in 5 o 10 anni. I risultati energetici e ambientali ottenuti sono decisamente positivi (nel caso migliore si registrano 5772 kWh/anno di energia primaria da fonte fossile risparmiata e 1.4 t/anno di CO<sub>2</sub> evitata), anche se – come ci si aspettava – si evidenziano criticità dal lato economico, dovute agli elevati costi attuali delle tecnologie legate alla produzione e allo stoccaggio di idrogeno green (nel migliore dei casi il tempo di ritorno dell'investimento, senza incentivi, è pari a 25 anni).

I benefici ottenibili dalla diffusione di sistemi integrati come quello proposto sul sistema elettrico nazionale e sui suoi utenti riguardano diversi ambiti:

- promozione dell'impiego di fonti energetiche sostenibili e contributo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione: come è noto, la decarbonizzazione è più critica nel contesto delle isole minori non connesse alla rete gas e con limitata o nulla connessione alla rete elettrica nazionale. Attualmente, le centrali isolane sono perlopiù equipaggiate con motori a combustione interna, non cogenerativi e alimentati a gasolio, spesso con tante ore di funzionamento alle spalle (ovvero di tecnologia datata e non efficiente) e utilizzanti gasolio anche di bassa qualità. La possibilità quindi di produrre localmente biogas e idrogeno, alleggerendo il carico di tali centrali, consentirebbe di ridurre il consumo di combustibili fossili e le emissioni di anidride carbonica dovute sia al funzionamento delle centrali stesse che all'approvvigionamento del combustibile, che tipicamente avviene tramite trasporto via nave;
- possibile diminuzione in bolletta della componente relativa alla compensazione tra PUN e costo di produzione nelle isole minori: a causa delle difficoltà logistiche descritte nel punto precedente, il costo di produzione energetica nel contesto delle isole minori è superiore rispetto a quello sul territorio nazionale (in media circa quattro volte superiore). Tuttavia, la tariffa di vendita dell'energia elettrica agli utenti isolani non rispecchia questa differenza (è pari al PUN) ed esiste una componente pagata dagli utenti del sistema elettrico nazionale in bolletta che va a compensarla. In quest'ottica, il minor impiego delle centrali isolane potrebbe portare ad una diminuzione di tale componente in bolletta e quindi ad un beneficio economico per gli utenti del sistema elettrico nazionale.

### 3 Prodotti attesi

Rapporto tecnico sull'attività svolta e sui risultati ottenuti al termine dell'attività.

## 4 Prodotti sviluppati

Rapporto tecnico sull'attività svolta e sui risultati ottenuti al termine dell'attività.

## 5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non si evidenziano scostamenti tecnici rispetto a quanto presente nel capitolato.

A livello economico, si rileva un leggero scostamento tra le spese di personale a preventivo (57960€) e quelle a rendiconto (58300€) a causa di un passaggio di livello di una delle figure professionali coinvolte nella linea di attività (da RTD a Professore Associato). Queste modifiche non hanno comunque comportato alcun impatto sulle attività svolte e sui risultati ottenuti all'interno della LA4.14.

## 6 Sintesi delle attività svolte

Le analisi svolte e i risultati ottenuti sono qui elencati:

- Analisi dello stato dell'arte (letteratura e soluzioni commerciali) di sistemi micro-cogenerativi alimentati da miscele metano/idrogeno e biogas/idrogeno
- Definizione dell'architettura del sistema integrato digestore-fotovoltaico-elettrolizzatore-cogeneratore
- Sviluppo di un modello di calcolo in ambiente MATLAB per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato biogas/idrogeno in grado di (i) simulare il comportamento del sistema integrato al variare delle condizioni al contorno; (ii) determinare la taglia ottimale di ciascun componente in funzione dell'applicazione; (iii) ottimizzare il funzionamento del sistema integrato
- Definizione di criteri per un'analisi costi/benefici
- Design del sistema nello scenario considerato e generalizzazione dei criteri di dimensionamento
- Strategia di gestione ottimizzata del sistema nello scenario considerato
- Caratterizzazione sperimentale in laboratorio di un elettrolizzatore

## 7 Dettaglio delle attività svolte

### 7.1 Analisi dello stato dell'arte di sistemi micro-cogenerativi alimentati da miscele metano/idrogeno e biogas/idrogeno

In tale fase è stato analizzato lo stato dell'arte di letteratura, dei modelli commerciali e relativo all'installazione di micro-cogeneratori alimentati da miscele metano/idrogeno e biogas/idrogeno, con riferimento ai Motori a Combustione Interna (MCI), in linea con i risultati ottenuti durante il precedente triennio [1].

I principali risultati dell'analisi di letteratura sono [2-4]:

- dal punto di vista dell'impatto ambientale, all'aumentare della % di H<sub>2</sub> all'interno della miscela diminuiscono le emissioni di CO<sub>2</sub> e di idrocarburi incombusti, ma aumentano quelle di NO<sub>x</sub> a causa dell'incremento della temperatura di combustione;
- nelle miscele idrogeno/gas naturale la % in volume di H<sub>2</sub> in miscela che consente di massimizzare gli effetti positivi sia sull'efficienza che sull'impatto ambientale è del 20-30%;
- in MCI alimentati a miscele biogas/idrogeno, si stima una massima % di H<sub>2</sub> ammissibile pari al 30%, per il rischio di detonazione e il calo delle prestazioni a causa di un maggiore flusso di calore che determina maggiori perdite termiche.

In Tabella 1 sono invece presentati i risultati dell'analisi sui modelli commerciali, ottenuti tramite ricerca sui siti delle case produttrici e diretta interlocuzione via mail con quelle di interesse selezionate.

Non si rilevano, infine, installazioni di MCI alimentati a biogas+idrogeno e metano+idrogeno in ambiente operativo reale, per le taglie di interesse (micro-scale).

Tabella 1 - Risultati analisi commerciale

Azienda	FUEL	Limiti H2	Soluzione/i	Vincoli	Soluzioni Custom
<b>INNIO</b>	Disponibili modelli alimentati con gas naturale, biogas e 100% H <sub>2</sub>	Nei modelli a gas naturale massimo 20% <sub>vol</sub> senza modifiche, 25% <sub>vol</sub> con modifica rampa gas	<a href="#">Jenbacher</a> (taglie dal 100 kW <sub>e</sub> al MW <sub>e</sub> )		Non hanno soluzioni inferiori ai 300 kW <sub>e</sub>
<b>TOPEC</b>			CHP e motori a gas (poche info dal sito)		
<b>COGENGREEN</b>	Gas naturale o Biogas	Dal 10 al 40% nel CH <sub>4</sub>	<a href="#">EcoGen</a> (biogas) <a href="#">Smartlock</a> (metano)	Nessun apparato di misura per il mixing, attenzione ad angolo di ignizione	Unità dimostrativa ( <a href="#">smartlock series</a> ) a 7.5 kW <sub>e</sub> , anche per H <sub>2</sub> e biogas
<b>2-G</b>	Qualsiasi	Fino al 30% no modifiche	<a href="#">g-box</a> (20-50 kW <sub>e</sub> )	% CH <sub>4</sub> per accensione; ppm H <sub>2</sub> S biogas; gas mixer nell'inlet	Si, da contattare se possibile per taglie così piccole
<b>rmbenergie (Yanmar company)</b>	Biogas e H <sub>2</sub> non ancora testati	Fino al 40% con GN	<a href="#">NeoTower</a> (vari livelli, da 1-2 kW <sub>e</sub> )	<a href="#">Sulphur content</a> per il biogas e purificazione	
<b>MANROLLO</b>	Biogas solo per taglie sui 60/70 kW <sub>e</sub>	No test con il biogas ma solo con il gas naturale (qui si arriva fino al 20%)	E0834 E302 (disponibile per H <sub>2</sub> blend, gas naturale e biogas)	Vincolo della compatibilità tra biogas e catalizzatore	E0834 E302 (54 kW <sub>me</sub> ) Per il GN e da testare col biogas

## 7.2 Definizione dell'architettura del sistema integrato biogas/idrogeno

Con l'obiettivo di proporre – per utenze di tipo domestico o terziario site su isole minori – un sistema energetico cogenerativo alimentato da fonti green, atto a soddisfare in prima battuta il fabbisogno termico per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) ed in seconda battuta il fabbisogno elettrico, è stata definita l'architettura presentata in Figura 1.

I componenti principali del sistema integrato sono:

- digestore anaerobico, con analizzatore di biogas al fine di misurarne la composizione
- pannelli fotovoltaici (PV)
- elettrolizzatore di tipo PEM (Proton Exchange Membrane), alimentato da energia elettrica prodotta da PV

- sezione di accumulo dell'idrogeno, ipotizzata in prima battuta costituita da bombole ad idruri metallici, per consentire il diretto accoppiamento con il PEM senza compressione intermedia. Verranno fatte anche considerazioni immaginando di stoccare l'H<sub>2</sub> in forma compressa a 200 bar
- motore a combustione interna cogenerativo (MCI-CHP)

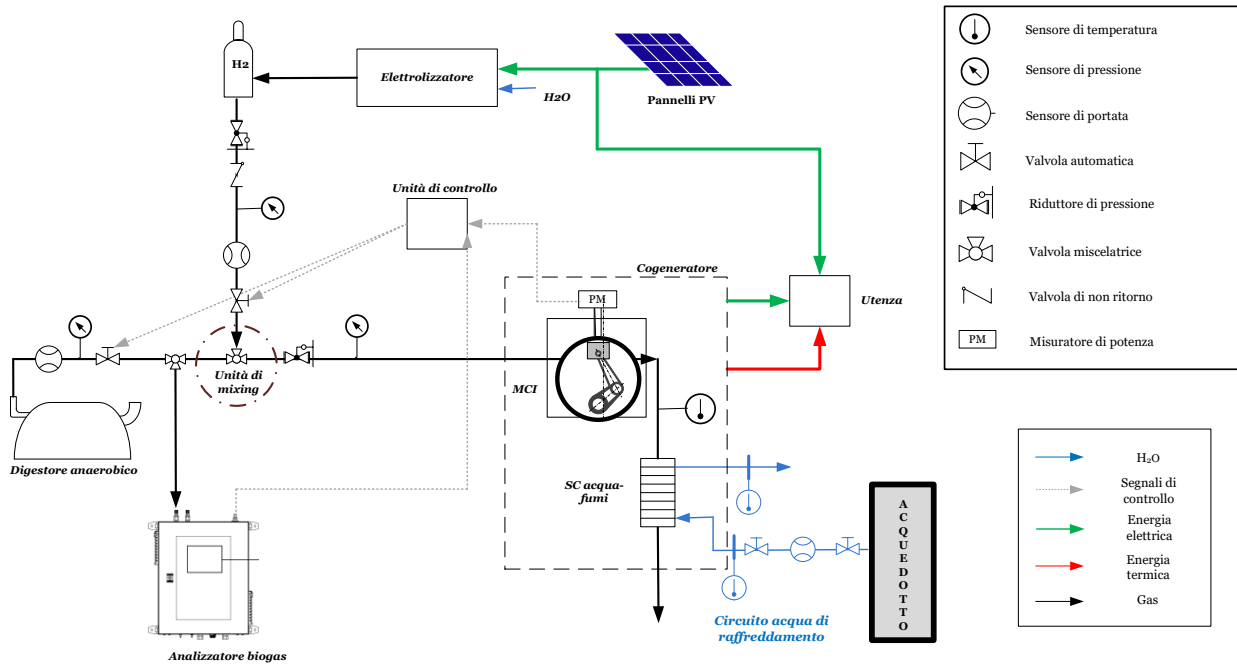


Figura 1 - Architettura del sistema integrato

Sono inoltre presenti i componenti necessari per il controllo e la gestione del sistema.

L'idea è quella di effettuare un upgrade dell'attività svolta nel precedente triennio, garantendo l'alimentazione al MCI di un combustibile con proprietà energetiche stabili e indipendenti dalla composizione del biogas, grazie alla miscelazione con H<sub>2</sub>. I risultati precedenti [1], infatti, hanno mostrato come spesso il MCI alimentato solo a biogas (in molte occasioni caratterizzato da un elevato contenuto di CO<sub>2</sub>) sia fortemente instabile, fino ad arrivare ad uno spegnimento del motore stesso.

Si considera infine di prevedere, come sistema di back-up, uno scaldabagno elettrico, attualmente comunemente in uso presso le utenze domestiche nel contesto delle isole minori.

### 7.3 Sviluppo di un modello di calcolo per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato biogas/idrogeno

Il codice è stato sviluppato in ambiente MATLAB, include modelli matematici per la valutazione delle prestazioni energetiche dei singoli componenti (PV, PEM e MCI-CHP) e, sulla base della strategia di gestione ottimizzata sviluppata ed implementata per i flussi energetici in gioco, è in grado di definire le taglie ottimali della sezione di produzione dell' H<sub>2</sub> (PV, PEM, accumulo) in funzione delle condizioni al contorno di richiesta energetica dell'utenza, composizione del biogas disponibile e località di installazione (disponibilità fonte solare). Lo schema di principio è mostrato in Figura 2.

Il digestore è modellato come un profilo noto nel tempo di composizione (% di CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>) di biogas disponibile.

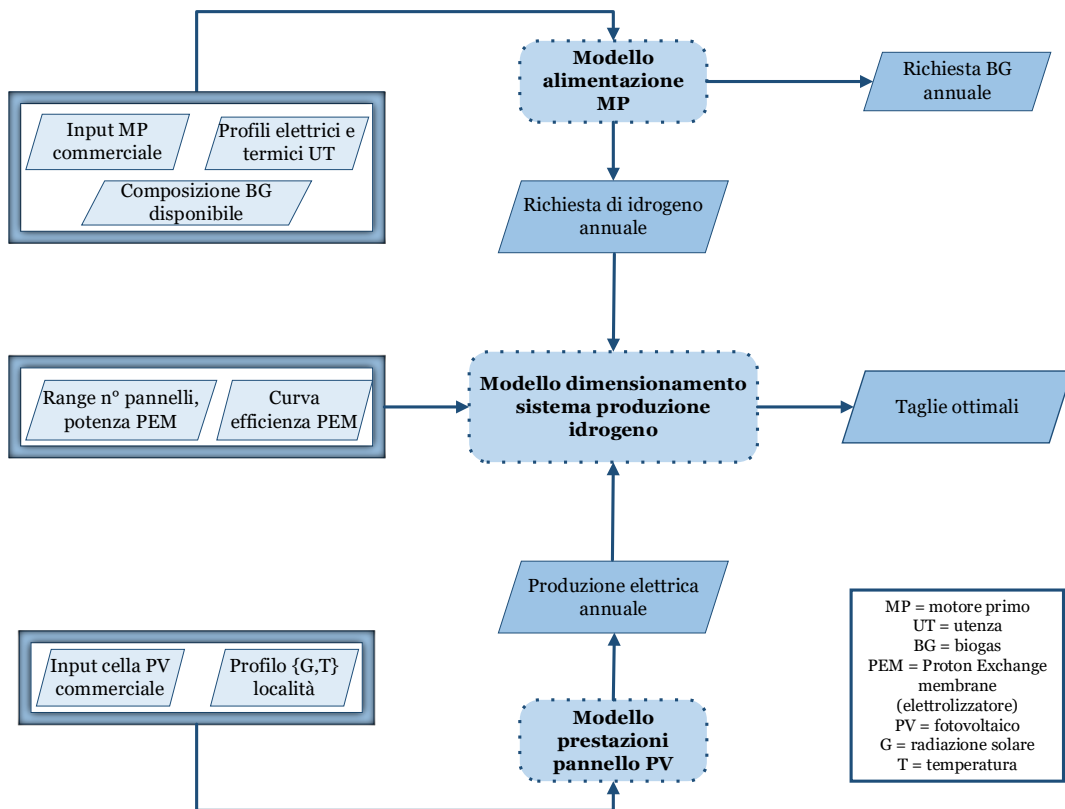


Figura 2 – Schema del modello di calcolo sviluppato per il design e la gestione ottimizzata del sistema integrato

### 7.3.1 Modello PV

Il funzionamento dei PV è modellato tramite modello fisico-matematico di letteratura [5]. Nota la località di installazione e i parametri di targa dei PV scelti, il modello consente di ottenere il profilo di potenza elettrica producibile durante un anno di funzionamento tramite la procedura schematizzata in Figura 3: prima determina la curva di polarizzazione del modulo PV e poi il profilo di produzione elettrica annuale.

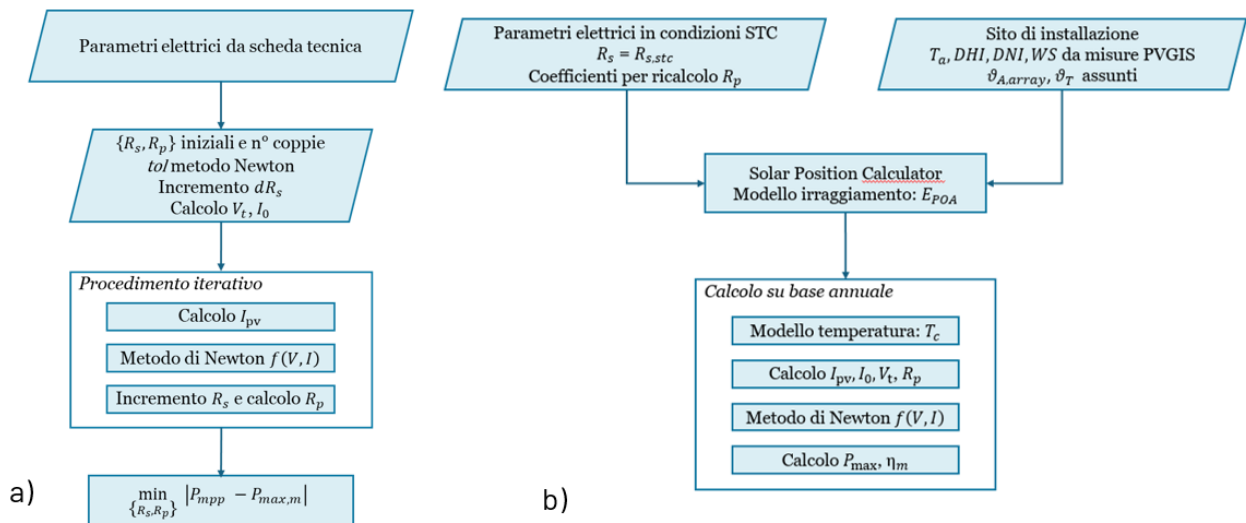


Figura 3 – Schema del modello di calcolo di a) curva di polarizzazione, b) profilo di produzione annua

### 7.3.2 Modello PEM

Il suo comportamento è simulato a partire da una curva di efficienza ottenuta sperimentalmente (v. paragrafo 7.5.2), normalizzata per essere sfruttata indipendentemente dalla taglia dell'elettrolizzatore per il quale è stata ottenuta (Figura 4).

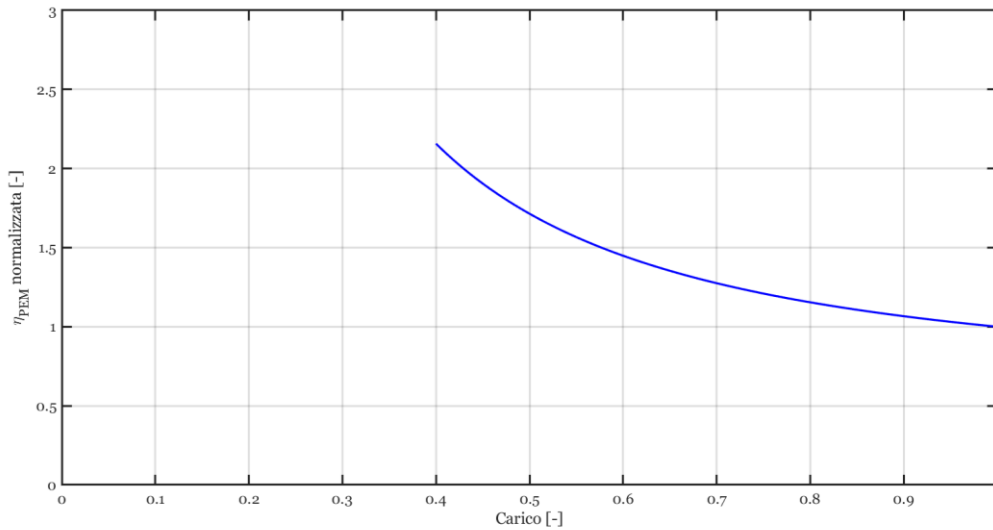


Figura 4 - Profilo adimensionale di efficienza di un elettrolizzatore PEM in funzione del carico

### 7.3.3 Modello MCI-CHP

Il funzionamento del MCI-CHP è simulato mediante curve di efficienza adimensionali (normalizzate in funzione del carico e del valore di efficienza di design) di letteratura [6] (Figura 5).

L'alimentazione è rappresentata come un blend di  $CH_4$  e  $CO_2$ , costituenti il biogas, e  $H_2$ . Per calcolare le proprietà della miscela a partire da quelle dei singoli componenti, sono usate le mixing rules:

$$LHV_f = \sum_{i=1}^N w_i LHV_i$$

$$MM_f = \frac{1}{\sum_{i=1}^N w_i MM_i}$$

$$\rho_f = \frac{1}{\sum_{i=1}^N w_i \rho_i}$$

$$w_i = \frac{MM_i}{MM_f} y_i$$

con:

- $i$  specie chimica
- $f$  miscela combustibile input al CHP
- $LHV$  potere calorifico inferiore
- $MM$  peso molecolare
- $\rho$  densità
- $w$  frazione in massa
- $y$  frazione molare

A titolo di esempio Figura 6 mostra l'andamento di LHV della miscela in funzione del contenuto di idrogeno e della composizione del biogas di partenza.

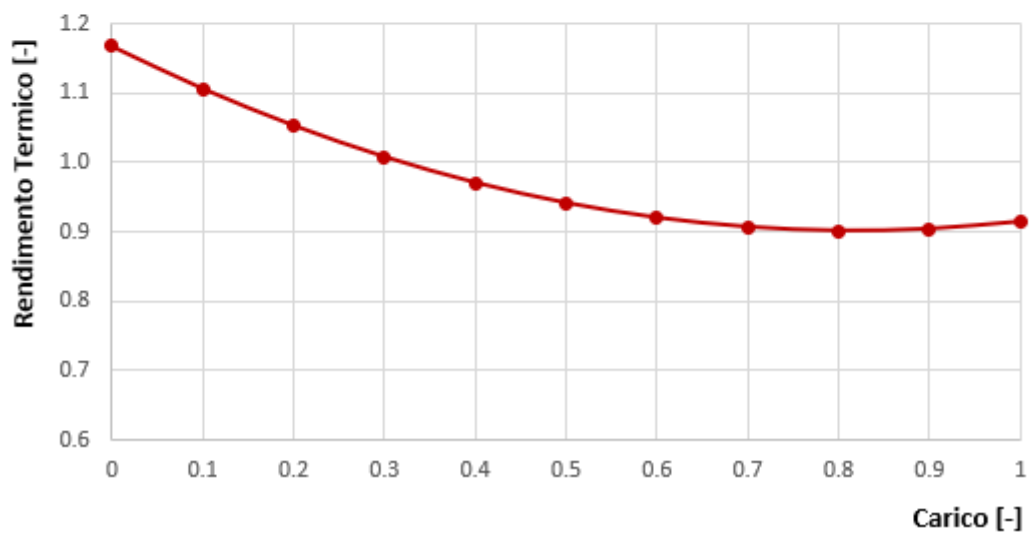
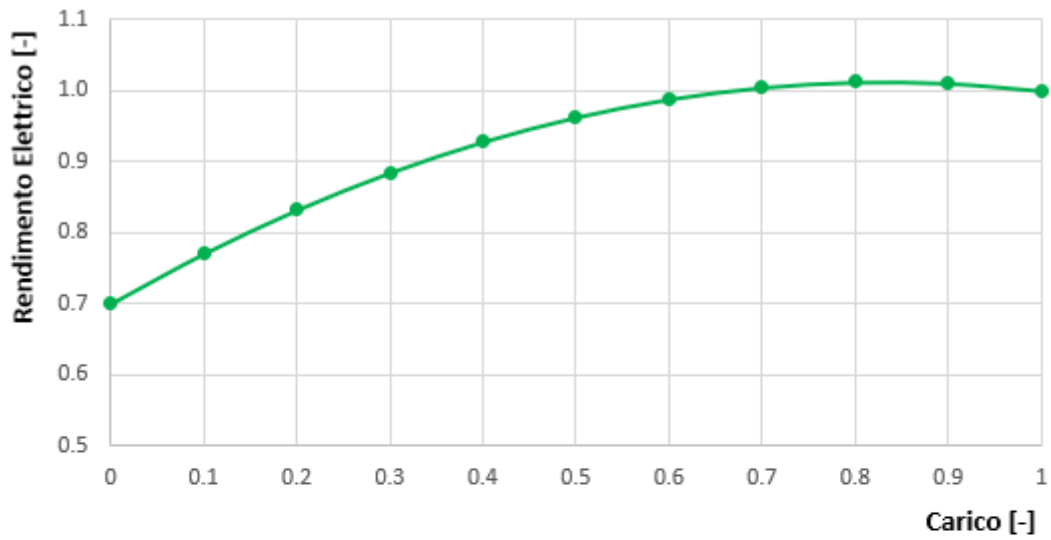


Figura 5 - Curve di efficienza elettrica e termica per un MCI-CHP, adimensionali rispetto al carico elettrico e ai rispettivi valori di efficienza di design

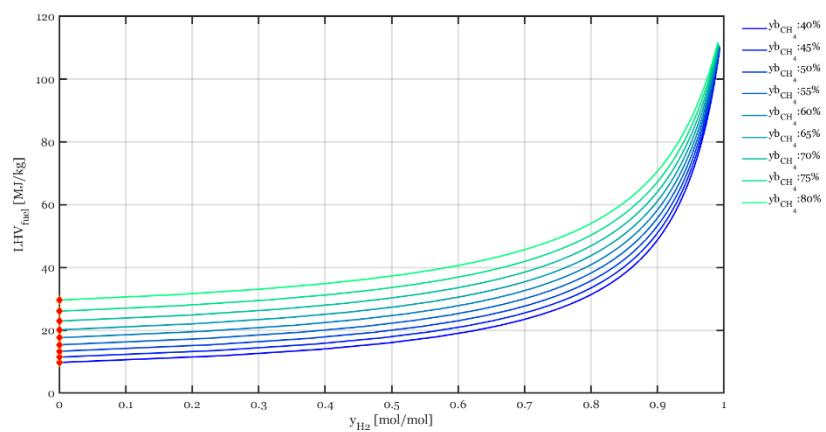


Figura 6 - Andamento di LHV al variare della frazione molare di  $H_2$  e della composizione di biogas di partenza

#### 7.3.4 Strategia di ottimizzazione del design e della gestione del sistema integrato

Ha come obiettivi il soddisfacimento del fabbisogno termico per ACS dell'utenza (CHP in termico segue) e la stabilizzazione dell'LHV del fuel alimentato al CHP, per renderlo indipendente dalla qualità del biogas disponibile, consentendo di definire le taglie ottimali della sezione di produzione dell'H<sub>2</sub> e del biogas. La taglia del CHP è definita in input sulla base del picco annuale di richiesta termica dell'utenza in analisi.

Nota la composizione del biogas disponibile (i.e. il suo LHV), la strategia individua la quantità di H<sub>2</sub> da aggiungere al fine di portare l'LHV ad un valore target definito in input, scelto in relazione alle tipiche miscele di biogas di maggior qualità. In particolare, è stato fissato un valore di LHV target di 25'450 kJ/kg [7].

Per ogni time step, vengono determinate le portate di H<sub>2</sub> e biogas costituenti la miscela combustibile, rispettando i seguenti vincoli:

- l'obiettivo è l'ottenimento di un combustibile costituito da biogas ed eventualmente H<sub>2</sub> con LHV pari all'LHV target
- il contenuto massimo ammissibile di H<sub>2</sub> in miscela è fissato al 30%<sub>vol</sub>, su basi di letteratura [3] per MCI multi-fuel. Se l'H<sub>2</sub> necessario al raggiungimento dell'LHV target risulta superiore a tale valore di soglia, non sarà possibile raggiungere l'LHV target, il contenuto di H<sub>2</sub> in miscela sarà pari al 30%<sub>vol</sub> e verrà di conseguenza determinato l'LHV della miscela combustibile
- se non è disponibile biogas, il CHP è spento e non potrà di conseguenza essere utilizzato per soddisfare i fabbisogni dell'utenza

Quindi, per garantire il soddisfacimento della richiesta di H<sub>2</sub>, è stata stabilita una strategia di ricerca delle taglie della sezione di produzione dell'H<sub>2</sub> (PEM, PV, accumulo). Per ognuno è stata scelta una variabile rappresentativa (taglia PV, taglia PEM, riserva iniziale di H<sub>2</sub>), con un relativo intervallo di variazione, e con una procedura *try and error* sono valutate tutte le combinazioni determinando l'accoppiamento ottimale, con i vincoli:

- soddisfacimento richiesta di H<sub>2</sub> in ogni time step
- minimizzazione volume di accumulo garantendo il pareggio a fine anno della riserva di H<sub>2</sub> iniziale (differenza nulla tra l'H<sub>2</sub> accumulato alla prima ora del 1/01 e quello all'ultima ora del 31/12 dello stesso anno)
- minimizzazione del rapporto  $\frac{P_{PEM}}{P_{PV}}$ , con valore minimo pari a 0.4, in linea con [8] al fine di ridurre l'occupazione spaziale

#### 7.3.5 Criteri per la valutazione costi/benefici

Il sistema integrato in studio – scenario proposto (SP) – è analizzato in comparazione con due scenari di partenza:

- scenario di partenza 1 (S1): considera la situazione più diffusa nelle isole minori. Il fabbisogno elettrico è soddisfatto tramite elettricità dalla rete, mentre il fabbisogno termico per ACS è garantito tramite utilizzo di scaldacqua elettrico, alimentato dalla rete. Tale l'energia elettrica è prodotta dalla centrale isolana con MCI a gasolio;
- scenario di partenza 2 (S2): considera la configurazione di sistema di generazione distribuita analizzato nel precedente triennio. Presso l'utenza sono installati un digestore anaerobico e un MCI-CHP alimentato a biogas.

I principali parametri prestazionali valutati sono:

1. autosufficienza energetica

2. risparmio di energia primaria fossile
3. emissioni di CO<sub>2</sub> evitate
4. tempo di ritorno dell'investimento
5. investimento massimo ammissibile per rientrare in un certo numero di anni fissato

#### 7.4 Design del sistema nello scenario considerato e generalizzazione dei criteri di dimensionamento

Al fine di definire criteri generalizzati per il dimensionamento di sistemi integrati come quello proposto, il modello è stato applicato a tre utenze di diversa tipologia (residenziale, scuola e albergo), con profili di fabbisogno energetico (Figura 7) provenienti da letteratura [9].

È altresì nota (Figura 8) la radiazione solare incidente sui pannelli PV (sud, 30° di tilt).

Per il biogas – grazie all'attività sperimentale di ENEA a Misiliscemi (Trapani) – è disponibile un andamento di composizione misurata di un biogas reale, opportunamente rimaneggiata (Figura 9) per riempire le fasi di fermo-impianto (che avrebbero falsato i risultati generali) e aggiustare i dati non coerenti (somma frazioni componenti non unitaria).

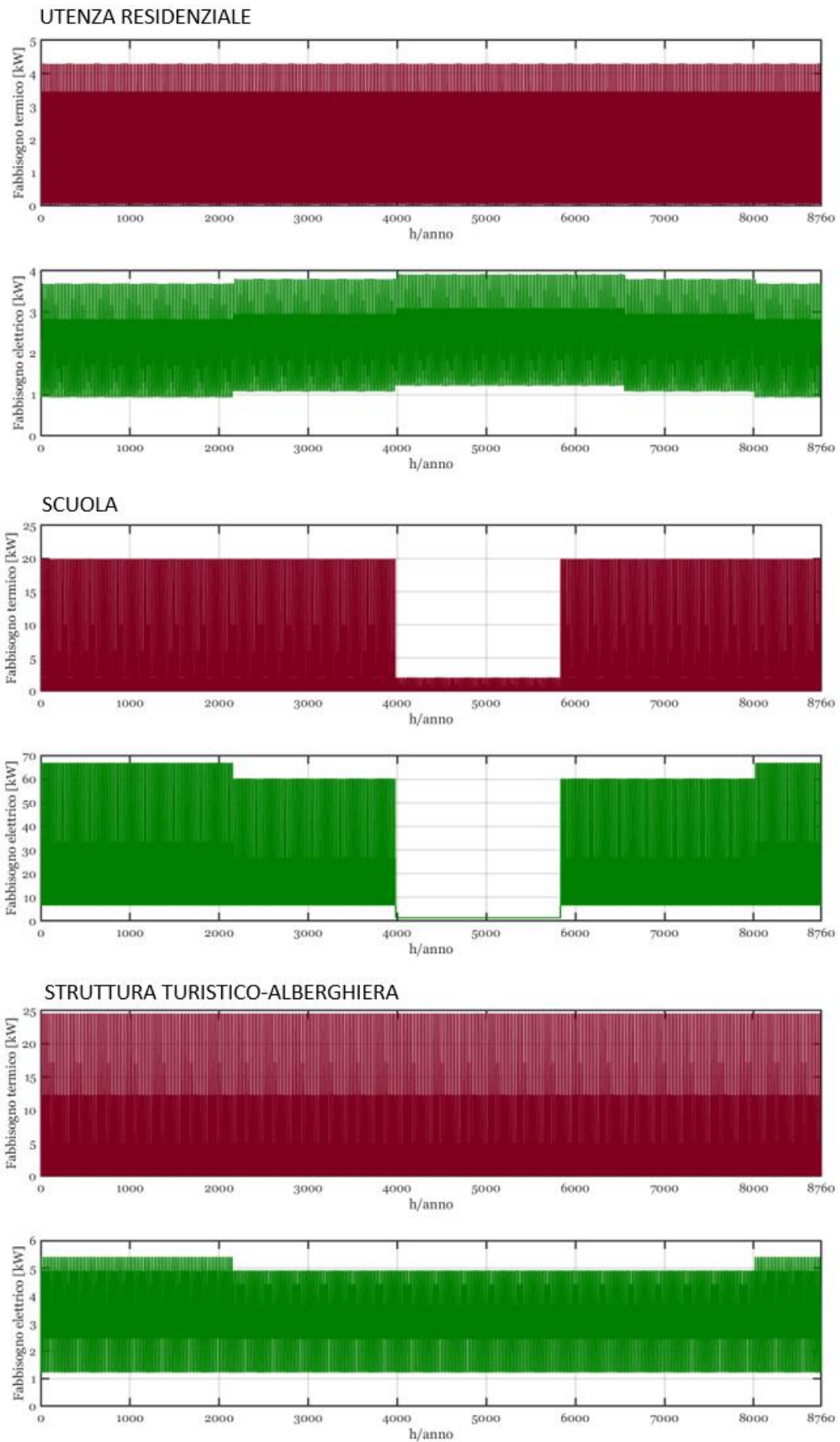


Figura 7 – Profili orari annuali di richiesta termica e elettrica per le tre utenze

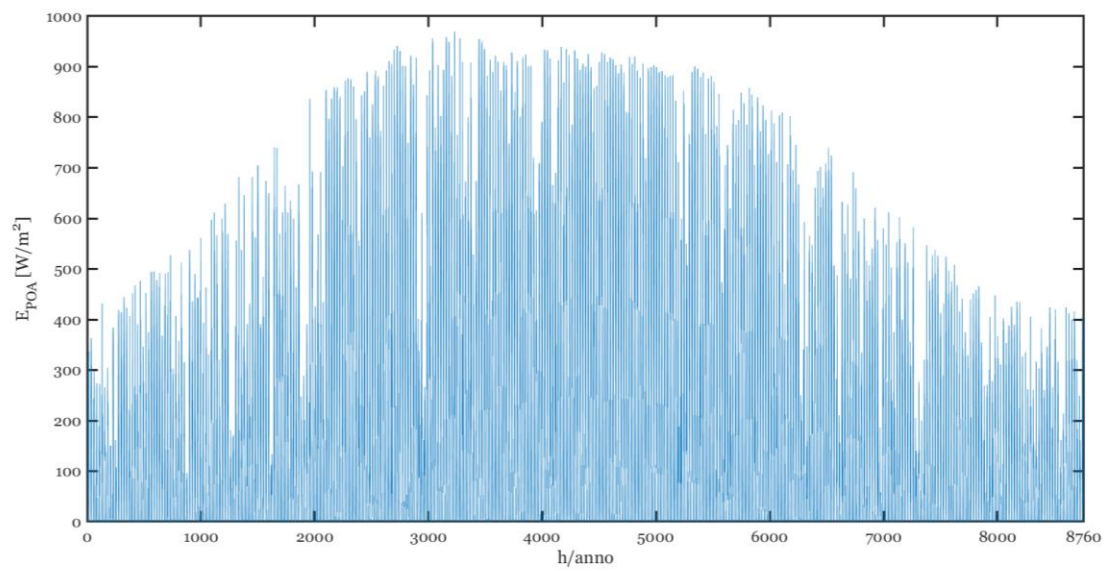


Figura 8 - Input radiazione solare incidente

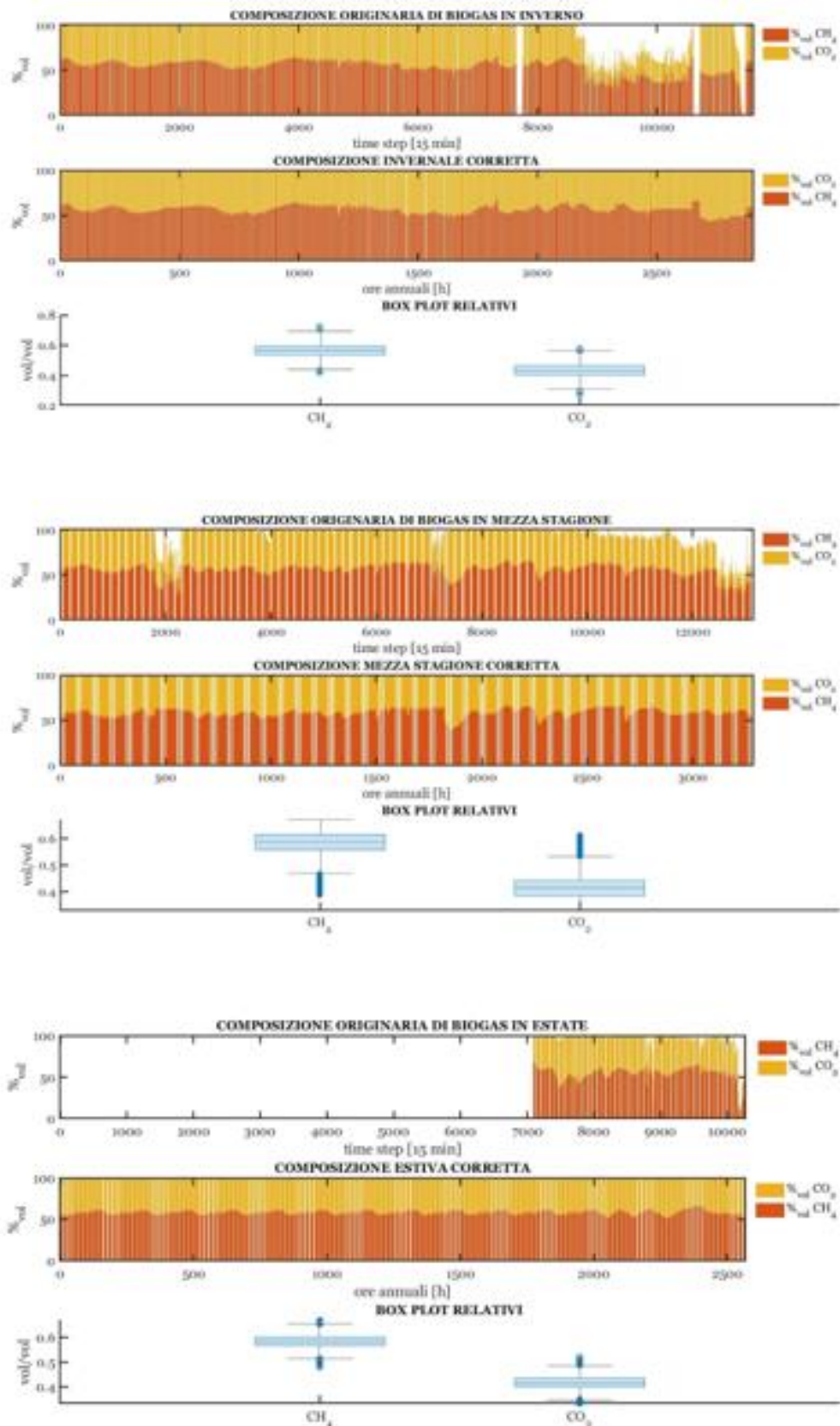


Figura 9 - Input composizione e disponibilità biogas

In Tabella 2 sono presentati i criteri generalizzati, che per tutte le utenze definiscono le taglie dei sistemi (normalizzate rispetto al picco annuale di richiesta termica dell'utenza) che

consentono di coprire il 100% del fabbisogno termico per ACS. Il volume di accumulo è calcolato a 200 bar.

Tabella 2 – Criteri generalizzati per il dimensionamento della sezione idrogeno in funzione del tipo di utenza

	$P_{PEM}/P_{th,UT}$	$P_{PV}/P_{th,UT}$	$V_{H_2}/P_{th,UT} (m^3/kW)$
<b>Utenza Domestica</b>	0.66	1.35	0.15
<b>Scuola</b>	1.64	1.93	0.58
<b>Struttura turistico-alberghiera</b>	0.96	2.10	0.22

## 7.5 Strategia di gestione ottimizzata del sistema e integrazione idrogeno

Si presenta l'applicazione della strategia di gestione ottimizzata ad un'utenza reale isolana, con valutazioni energetiche, ambientali ed economiche, e la caratterizzazione sperimentale di un elettrolizzatore.

### 7.5.1 Caso studio utenza reale isolana

Il caso studio è un'utenza residenziale monofamiliare, nell'isola di Lampedusa, di cui sono noti i fabbisogni elettrici e termici reali [1] (Figura 10). La radiazione solare incidente è la stessa di Figura 8. La composizione del biogas (Figura 11) è ottenuta dai dati sperimentali di Figura 9, eliminando i dati non coerenti, ma senza riempire i time step vuoti, in quanto in questo caso l'obiettivo non è definire criteri generali ma analizzare un caso reale (che quindi può presentare anche periodi di criticità/assenza di generazione di biogas).

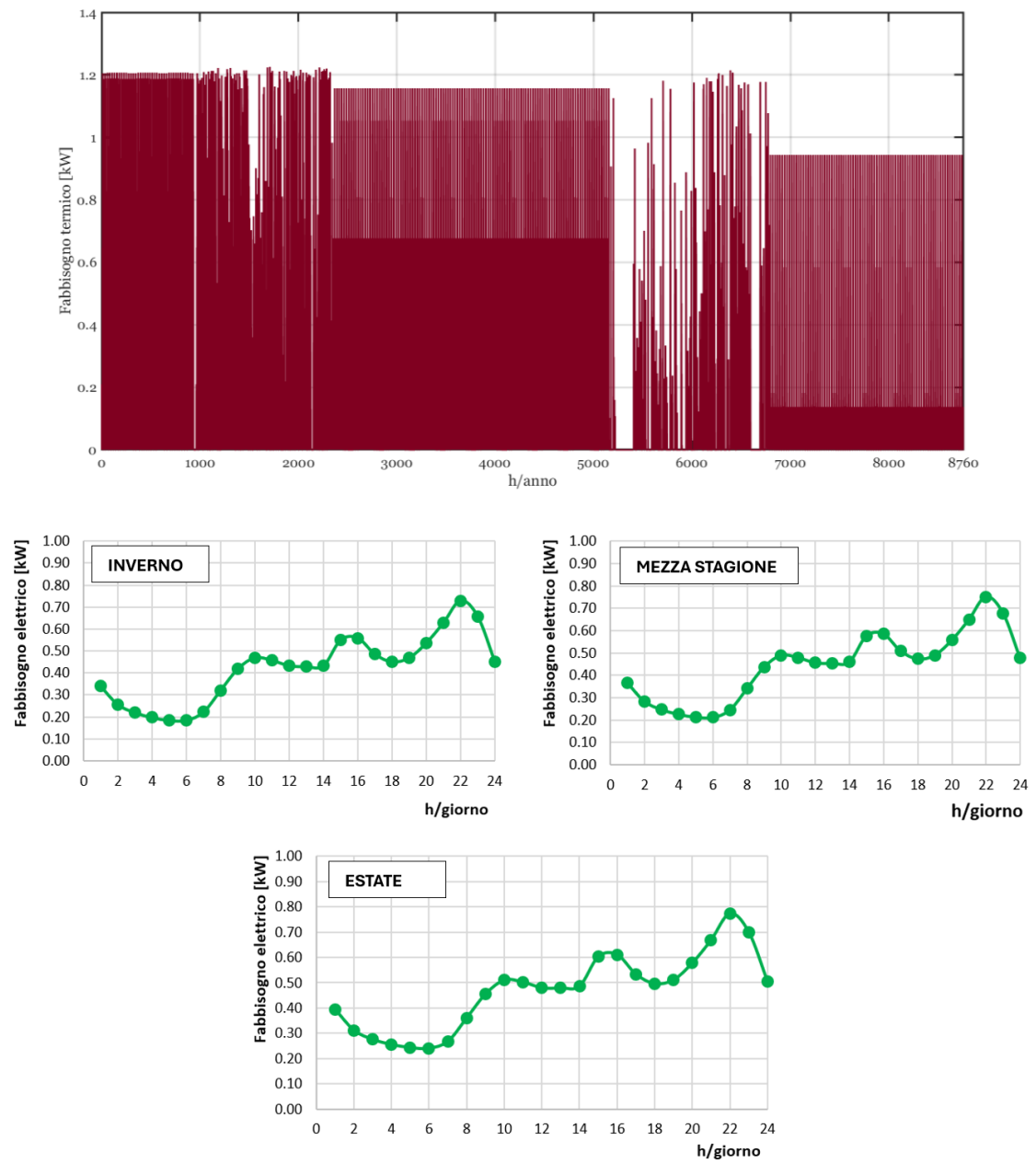


Figura 10 – Input fabbisogni utenza

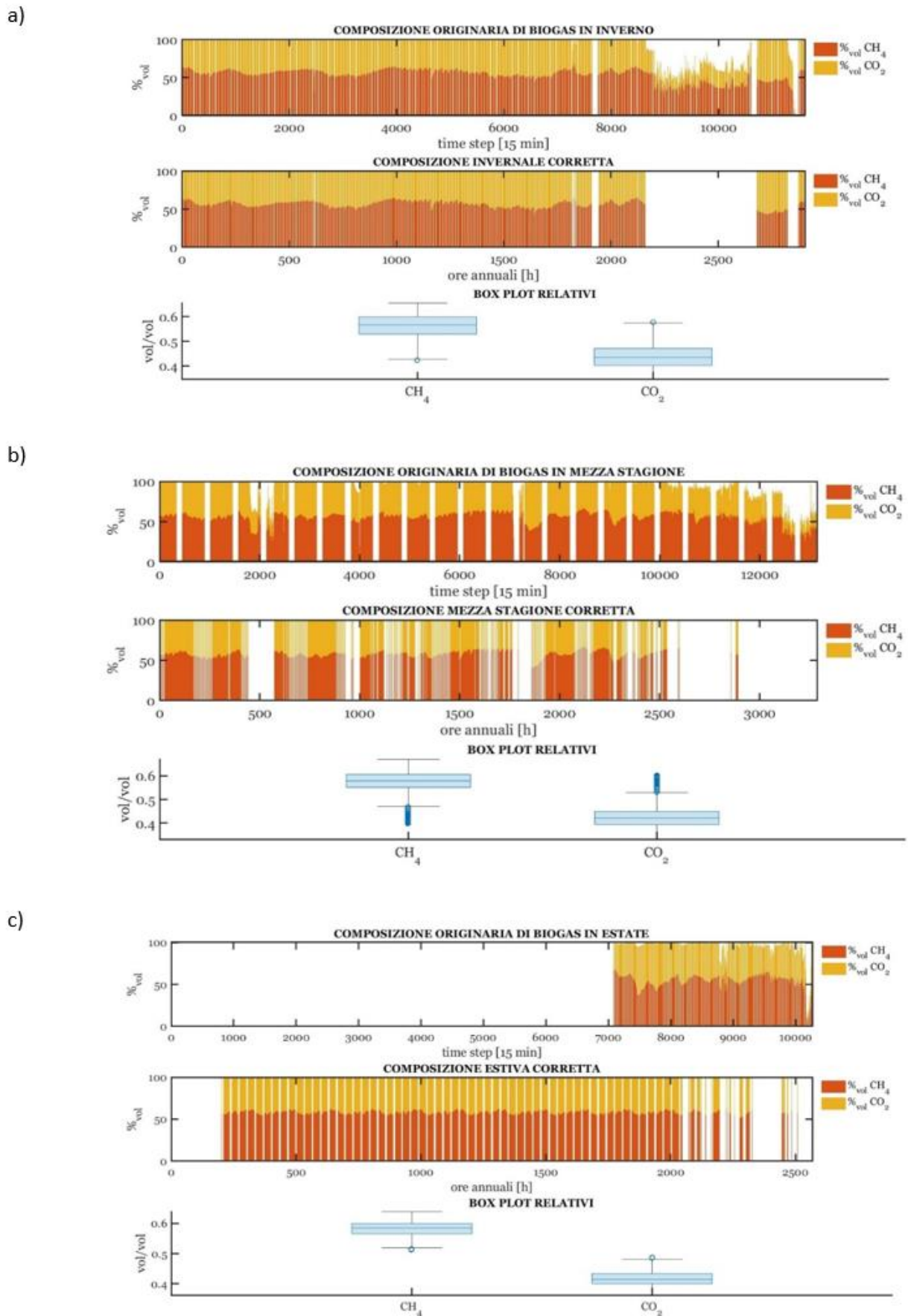


Figura 11 - Input composizione e disponibilità biogas per caso studio

Si riportano inoltre nelle Tabelle 3, 4 e 5 i dati di targa delle tecnologie (CHP dimensionato su piccolo termico utenza, digestore testato sperimentalmente in [1] e modulo PV scelto in commercio, che costituisce l'unità sulla cui base il codice fornisce in output la taglia della sezione PV).

Tabella 3 - Dati di targa MCI-CHP

	Unità di misura	Valore
<b>Costruttore</b>	-	Gretech
<b>Modello generatore</b>	-	JLY 2500-3
<b>Modello motore</b>	-	JL 200
<b>Potenza elettrica prodotta in design</b>	[kW]	1.35
<b>Pressione combustibile in ingresso</b>	[kPa]	4.00
<b>Consumo specifico</b>	[m <sup>3</sup> /kWh]	0.60
<b>Efficienza elettrica di design</b>	[%]	19
<b>Indice elettrico</b>	[-]	0.3
<b>Ingombro</b>	[mm]	610x465x465

Tabella 4 - Dati di targa digestore anaerobico

	Unità	Valore
<b>Dimensioni del sistema complessivo</b>	[cm]	210x115x125
<b>Volume del serbatoio di gas</b>	[L]	600
<b>Volume del digestore</b>	[L]	1500
<b>Massima quantità giornaliera di rifiuto domestico in input</b>	[L]	6
<b>Massima quantità giornaliera di deiezioni animali (slurry) in input</b>	[L]	45
<b>Peso</b>	[kg]	1200

Tabella 5 - Dati di targa modulo PV

	Unità di misura	Valore
<b>Costruttore</b>	-	Jnko Solar
<b>Modello generatore</b>	-	Tiger Neo 54HL4R-B
<b>Tipo di cella</b>	-	Mono-cristallina di tipo N
$I_{mp}$	[A]	13.41
$V_{mp}$	[V]	33.19
$P_{mp}$	[W]	445
$I_{SC}$	[A]	13.87
$V_{OC}$	[V]	39.97
$k_I$	[A/K]	0.00045
$k_V$	[V/K]	0.0025
<b>Numero di celle</b>	[-]	54
<b>Area</b>	[mm]	1762x1134

I principali risultati ottenuti sono riassunti nelle Tabella 6 e 7 e nelle Figure 12-15.

Tabella 6 - Risultati energetici annuali MCI-CHP

<b>Richiesta annuale di idrogeno</b>	10.36	kg
<b>Richiesta annuale di biogas</b>	338.25	kg
<b>Energia elettrica prodotta</b>	264.15	kWh
<b>Energia elettrica autoconsumata</b>	263.33	kWh
<b>Energia termica prodotta</b>	1380	kWh
<b>Energia termica autoconsumata</b>	1380	kWh

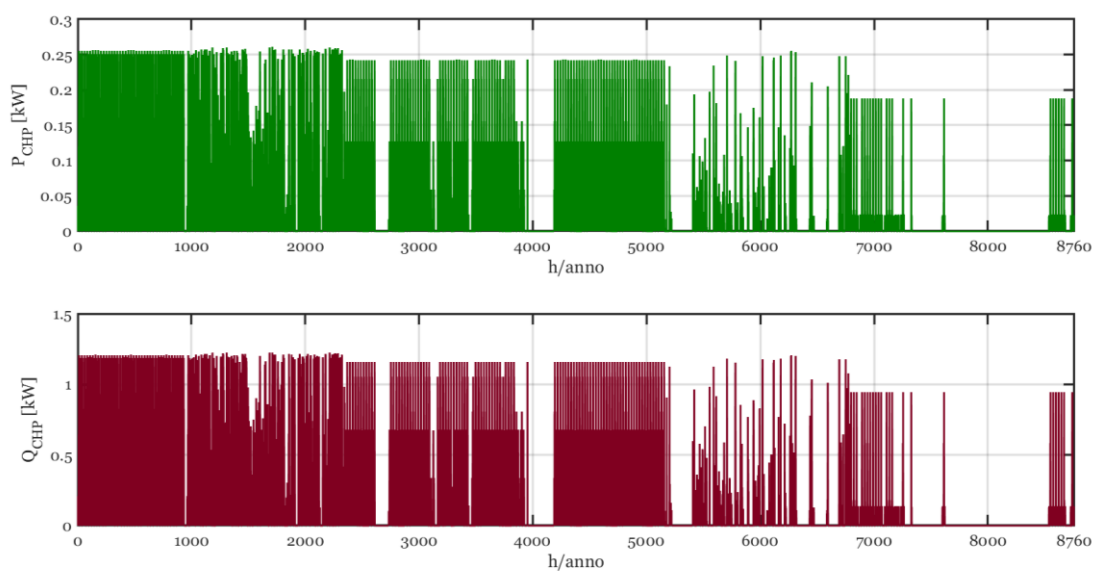


Figura 12 - Andamento di potenze elettrica e termica prodotte dal CHP e fornite all'utenza

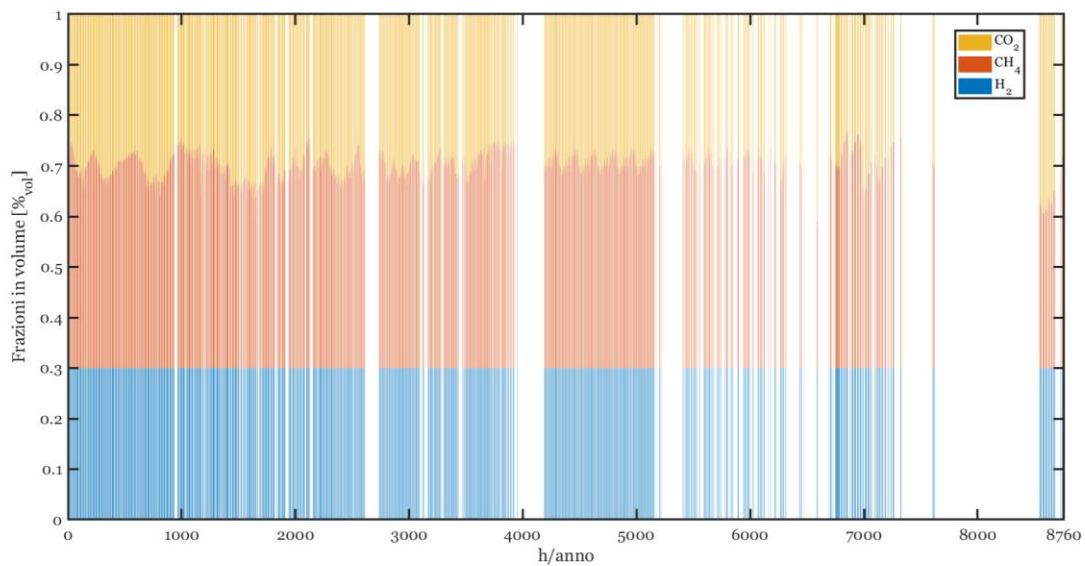


Figura 13 - Profilo orario annuale di composizione del combustibile in input al CHP

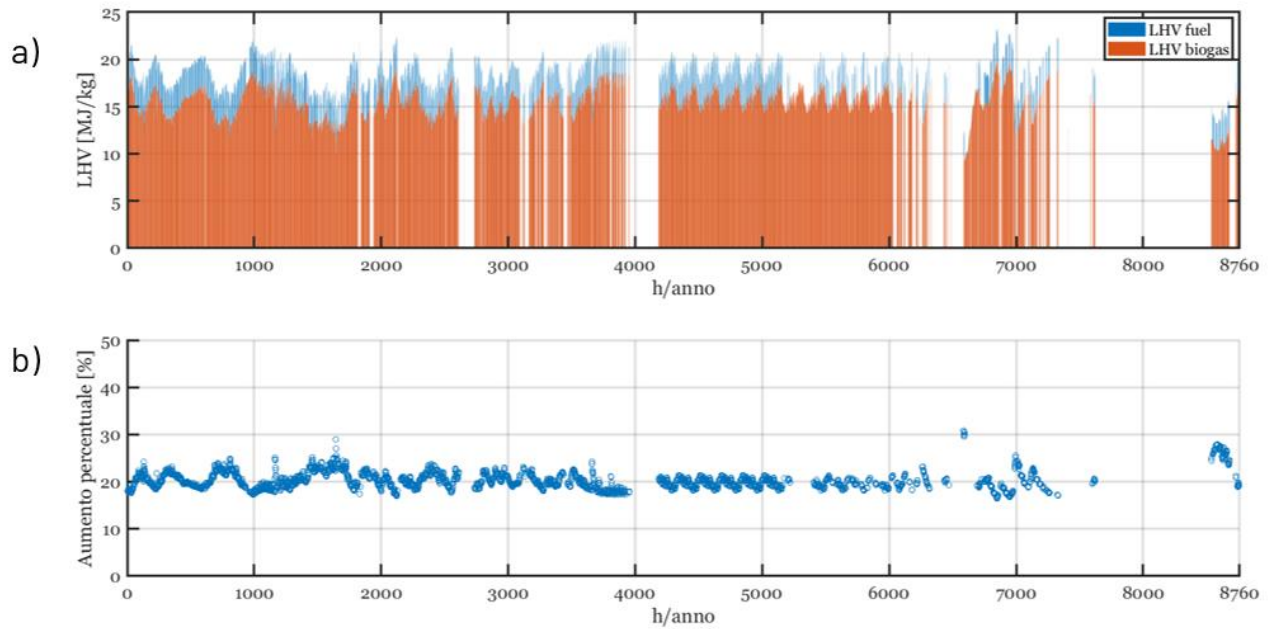


Figura 14 – Profilo orario annuale di a) LHV del biogas di partenza (arancione) e del combustibile ottenuto miscelando H<sub>2</sub> (blu) e b) incremento % ottenuto per l'LHV

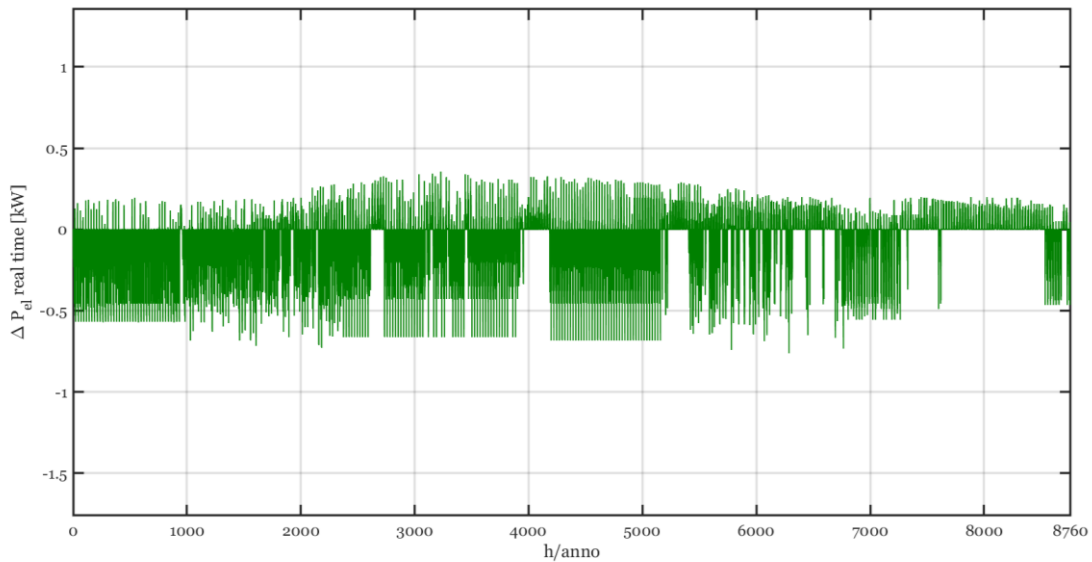


Figura 15 – Profilo orario annuale di  $\Delta P_{el}$ : valori positivi indicano surplus elettrico immesso in rete, valori negativi acquisto

Tabella 7 - Risultati dimensionamento sezione idrogeno

<b>Potenza elettrica di design dell'elettrolizzatore PEM (<math>P_{PEM}</math>)</b>	0.50	kW
<b>Potenza elettrica di design dei pannelli fotovoltaici (<math>P_{PV}</math>)</b>	0.89	kW <sub>p</sub>
<b>Rapporto di taglia elettrolizzatore/fotovoltaico (<math>P_{PEM}/P_{PV}</math>)</b>	0.56	-
<b>Energia massima accumulata in termini di idrogeno (<math>E_{acc,H_2}</math>)</b>	134.47	kWh

Per quanto riguarda l'accumulo, i risultati forniscono:

- un volume di 0.21 m<sup>3</sup> nel caso di H<sub>2</sub> compresso a 200 bar
- 0.05 m<sup>3</sup> di accumulo fisico occupato, nel caso di accumulo in idruri metallici di lega Ti-Fe

Si evidenzia, pertanto, come le taglie individuate siano in linea con i criteri generali di cui al punto precedente e confermino una fattibilità tecnica del sistema integrato proposto in relazione alla disponibilità di spazi tipica di un'utenza residenziale.

Nelle Tabelle 8 e 9 sono, inoltre, riportati ipotesi e risultati dell'analisi costi/benefici. Agli evidenti vantaggi energetici e ambientali si associa un tempo di ritorno dell'investimento non accettabile a causa degli elevati costi attuali delle tecnologie per l'idrogeno. In particolare, l'energia termica prodotta in un anno dal cogeneratore nello SP viene completamente autoconsumata per i fabbisogni dell'utenza, garantendo autosufficienze termica ed elettrica rispettivamente del 79% e del 15%, e consentendo così - nel migliore dei casi (confronto SP-S1) - un risparmio di energia primaria fossile pari a 5772 kWh/anno (corrispondente a 1.4 ton/anno di emissioni di CO<sub>2</sub> evitate). A tale proposito, si sottolinea inoltre come l'obiettivo primario fosse il soddisfacimento del fabbisogno termico per ACS e pertanto il motore è stato regolato in termico-segue: da qui e dai fabbisogni elettrici più elevati rispetto ai termici, si spiega il 15% di autosufficienza elettrica. Inoltre, avendo utilizzato un profilo di biogas disponibile reale con alcuni periodi di assenza di disponibilità, l'autosufficienza termica non risulta essere pari al 100% e in alcuni momenti deve entrare in gioco lo scalda-acqua di back-up.

Dal punto di vista economico, il costo relativo all'elettrolizzatore e al sistema di accumulo dell'idrogeno rappresenta il principale limite attuale alla diffusione di sistemi di questo genere. L'introduzione di incentivi e la diminuzione di tali costi di investimento prevista per i prossimi anni potrebbero rappresentare un'efficace soluzione.

Tabella 8 - Assunzioni per l'analisi energetico-ambientale-economica

<b>Rendimento scaldacqua elettrico (<math>\eta_S</math>)</b>	0.85	-
<b>Rendimento centrale isolana (<math>\eta_{centrale}</math>)</b>	0.38	-
<b>Fattore di emissione specifico centrale (<math>\delta_{centrale}</math>)</b>	634	g <sub>CO2</sub> /kWh
<b>Fattore di emissione specifico MCI CHP alimentato a biogas (<math>\delta_{CHP,biogas}</math>)</b>	7.9	g <sub>CO2</sub> /kWh
<b>Costo specifico investimento PV (<math>c_{PV}</math>)</b>	1500	€/kW
<b>Costo specifico investimento PEM (<math>c_{PEM}</math>)</b>	5394	€/kW
<b>Costo investimento digestore anaerobico (<math>c_{DIG}</math>)</b>	1000	€
<b>Costo investimento cogeneratore (<math>c_{CHP}</math>)</b>	250	€
<b>Costo specifico investimento accumulo in idruri metallici (<math>c_{IDRURI}</math>)</b>	700	€/kg
<b>Costo specifico investimento compressore idrogeno (<math>c_{CH}</math>)</b>	3627	€/kW
<b>Costo specifico investimento bombole idrogeno compresso (<math>c_{BH}</math>)</b>	465	€/kg
<b>Tariffa di acquisto dell'energia elettrica dalla rete (<math>c_{e,acq}</math>)</b>	0.12724	€/kWh
<b>Tariffa di vendita dell'energia elettrica alla rete (<math>p_{e,vend}</math>)</b>	0.06362	€/kWh

Tabella 9 - Risultati dell'analisi energetico-ambientale-economica

<b>Autosufficienza elettrica SP</b>	15	%
<b>Autosufficienza termica SP</b>	79	%
<b>Autosufficienza elettrica S1</b>	0	%
<b>Autosufficienza termica S1</b>	0	%
<b>Autosufficienza elettrica S2</b>	7	%
<b>Autosufficienza termica S2</b>	79	%
<b>Risparmio di energia primaria fossile SP-S1 (<math>RISP_{SP-S1}</math>)</b>	5772	kWh/anno
<b>Risparmio di energia primaria fossile SP-S2 (<math>RISP_{SP-S2}</math>)</b>	807	kWh/anno
<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate SP-S1 (<math>CO_{2,evitata,SP-S1}</math>)</b>	1.4	ton/anno
<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate SP-S2 (<math>CO_{2,evitata,SP-S2}</math>)</b>	$6 \cdot 10^{-5}$	ton/anno
<b>Tempo di ritorno dell'investimento SP-S1 (accumulo idrogeno compresso)</b>	25	anni
<b>Tempo di ritorno dell'investimento SP-S1 (accumulo idruri metallici)</b>	28	anni
<b>Tempo di ritorno dell'investimento SP-S2 (accumulo idrogeno compresso)</b>	> vita utile impianto	anni
<b>Tempo di ritorno dell'investimento SP-S2 (accumulo idruri metallici)</b>	> vita utile impianto	anni
<b>Investimento massimo ammissibile SP-S1 per N=5 anni</b>	1208	€
<b>Investimento massimo ammissibile SP-S2 per N=5 anni</b>	274	€
<b>Investimento massimo ammissibile SP-S1 per N=10 anni</b>	2154	€
<b>Investimento massimo ammissibile SP-S2 per N=10 anni</b>	797	€

### 7.5.2 Curva di efficienza sperimentale elettrolizzatore

In Figura 16 sono mostrati le fotografie del banco prova e i dati tecnici dell'elettrolizzatore presente nel Laboratorio di Macchine UNIBO, insieme alla curva di efficienza ottenuta sperimentalmente.



Hydrogen generator	
Type	PEM
Production rate	30 sl/h at 10.7 bar
Hydrogen quality	6.0 (99.9999%)
Power consumption	300/600 VA
Dimensions (W x H x L)	230 × 355 × 410 mm

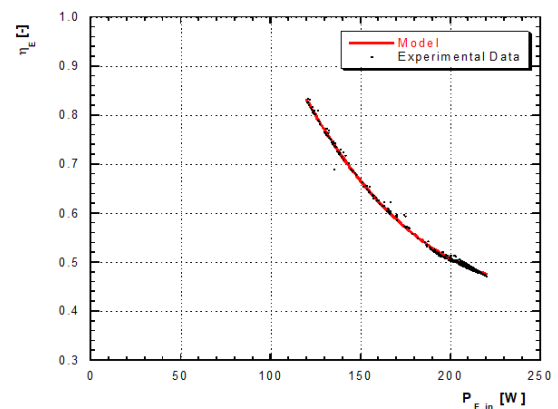


Figura 16 – Dati di targa dell'elettrolizzatore e relativa curva di efficienza sperimentale

## 7.6 Bibliografia

- [1] MA Ancona et al. Sistemi di microgenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole. Report Ricerca di Sistema PTR 2019-2021
- [2] A Mariani et al. Combustion of Hydrogen Enriched Methane and Biogases Containing Hydrogen in a Controlled Auto Ignition Engine. Appl. Sci. 2018
- [3] VG Bui et al. Optimizing operation parameters of a spark-ignition engine fueled with biogas-hydrogen blend integrated into biomass-solar hybrid renewable energy system. Energy, 2022
- [4] H Bundele et al. Experimental and computational study on the enhancement of engine characteristics by hydrogen enrichment in a biogas fuelled spark ignition engine. Int. J. Hydrogen En. 2022
- [5] MG Villalva et al. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. IEEE Trans. on Power Electr. 2007
- [6] MA Ancona et al. Efficiency improvement on a cruise ship: Load allocation optimization. En. Conv. and Manag. 2018
- [7] Outlook for biogas and biomethane, Prospects for organic growth, WEO Special Report, 2020, International Energy Agency

[8] A Hofrichter et al. Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs. Int. J. Hydrogen En. 2023

[9] E Macchi et al. La microcogenerazione a gas naturale, Polipress, 2005

## 8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state utilizzate consulenze all'interno della presente LA.

## 9 Pubblicazioni scientifiche

È al momento in corso di scrittura un articolo per rivista internazionale, ma non sono ancora state realizzate pubblicazioni scientifiche sull'attività svolta. La sede di pubblicazione obiettivo dell'articolo in scrittura sarà una rivista Elsevier, come International Journal of Hydrogen Energy o Energy Conversion and Management.

## 10 Eventi di disseminazione

Di seguito gli eventi di disseminazione relativi all'attività di ricerca condotta all'interno della presente LA:

- Intervento dal titolo "Transizione energetica delle isole minori: risultati e prospettive del programma di Ricerca di Sistema Elettrico", Maria Alessandra Ancona, Green Salina Energy Days, Salina, 5-6 giugno 2024.
- Intervento dal titolo "*Reti Complesse: dalle comunità energetiche termiche all'idrogeno verde*", Maria Alessandra Ancona, Giornata Studi AIMSEA – Università di Parma: SMART ENERGY SYSTEMS, Parma, 21 novembre 2024.
- Intervento dal titolo "Sistemi ibridi di micro-cogenerazione per la valorizzazione di biogas e idrogeno finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole", Maria Alessandra Ancona, Convegno conclusivo Progetto 1.5 Ricerca di Sistema Elettrico, Roma, 27 novembre 2024.