



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

Tesi di Laurea Magistrale

**“Ottimizzazione avanzata di sistemi multi-energia
con integrazione dell'idrogeno
per la flessibilità del sistema”**

Relatore:

Prof. Alberto Benato

Correlatori:

Ing. Lorenzo Gasperin

Ing. Simone Peccolo

Laureando:

Matteo Zanette

Numero di matricola:

2129543

ANNO ACCADEMICO 2025–2026

Abstract

La crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel sistema elettrico costituisce una delle principali sfide della transizione energetica verso la decarbonizzazione. A differenza dei sistemi tradizionali basati su combustibili fossili, in cui la produzione può essere modulata in funzione della domanda, le fonti rinnovabili presentano una generazione intrinsecamente variabile e non programmabile, dipendente dalle condizioni atmosferiche. Tale caratteristica può determinare squilibri tra domanda e offerta di energia, rendendo necessario individuare soluzioni efficaci per l'accumulo e la gestione dell'energia prodotta in eccesso. In questo contesto, vengono analizzate come possibili sistemi di accumulo energetico delle tecnologie di produzione e di utilizzo di idrogeno, elettrolizzatori e fuel cell, anche in relazione alla loro capacità di recuperare il calore di scarto e operare in assetto cogenerativo. L'intermittenza della produzione rinnovabile, unita alla variabilità della domanda elettrica e termica, rende necessario un adeguato dimensionamento dei componenti e una gestione ottimale dei flussi energetici. L'obiettivo di questa tesi è valutare l'efficacia dell'impiego di dispositivi power-to-gas e gas-to-power all'interno di un impianto energetico che comprende, oltre a sistemi convenzionali, un sistema di produzione e un'utenza di idrogeno. Il dimensionamento dell'impianto è effettuato mediante un algoritmo genetico, mentre la gestione operativa oraria è modellata attraverso un problema Mixed Integer Linear Programming, con l'obiettivo di minimizzare i costi complessivi di investimento e di esercizio. Il modello sviluppato consente di analizzare differenti profili di carico e diversi ordini di grandezza della domanda, permettendo inoltre di condurre analisi di sensibilità rispetto ai prezzi dell'energia elettrica e del gas, ai costi dei dispositivi e alla tipologia dell'utenza. Infine, viene presentata un'analisi tecnico-economica dei risultati ottenuti in diversi scenari di mercato, inclusi scenari di crisi energetica con proiezioni di prezzo al 2030, al fine di valutare la sostenibilità economica del sistema proposto.

Indice

1	Introduzione	1
1.1	Contesto energetico e necessità di accumulo	1
1.2	L'idrogeno come vettore energetico	1
1.3	Sistemi multi-energia e Virtual Power Plant	2
1.4	Problema di ottimizzazione	2
1.5	Contributo del lavoro	3
1.6	Struttura del documento	3
2	Stato dell'arte	5
2.1	Contesto energetico	5
2.2	Elettrolizzatore e Fuel Cell	7
2.3	Storage dell'idrogeno	15
2.4	Algoritmi di ottimizzazione	15
3	Descrizione del sistema	17
3.1	Architettura del sistema	17
3.2	Componenti del sistema e modellazione	19
4	Algoritmo di ottimizzazione	36
4.1	Architettura dell'algoritmo	36
4.2	Livello superiore: Algoritmo Genetico	38
4.3	Livello inferiore: MILP	40
4.4	Interfaccia tra i due livelli	44
5	Caso studio	45
5.1	Descrizione delle utenze e profili di carico	45
5.2	Dati climatici	48
5.3	Prezzi dell'energia	48
5.4	Costi dei componenti	50
5.5	Scenari di simulazione	50
6	Risultati delle Analisi	52
6.1	Indici di performance	52
6.2	Scenario 0 — Caso base	54
6.3	Scenario 1	54
6.4	Scenario 2	57
6.5	Scenario 3	59
6.6	Scenario 4	61
6.7	Scenari 5 e 6	63
6.8	Scenario limite	65
6.9	Tabella riassuntiva	68

7	Conclusioni e sviluppi futuri	69
7.1	Sintesi dei risultati	69
7.2	Limiti dello studio	70
7.3	Sviluppi futuri	70

Elenco delle figure

1	Quota di produzione di energia elettrica rinnovabile, per tecnologia, 2000-2030 [1]. In ordinata la percentuale rispetto alla totale installata; in ascissa l'anno di riferimento.	5
2	Confronto tra le tecnologie di accumulo [2].	6
3	Fabbisogno energetico dell'elettrolisi (ΔH , ΔG , ΔQ) e potenziali di cella corrispondenti (U_{tn} , U_{rev}) in funzione della temperatura, a $p = 1$ bar [3].	10
4	Confronto tra tecnologie di fuel cell per temperatura ed elettrolita [4].	11
5	Taglie di stack commercialmente disponibili per tecnologia [4].	12
6	Nuove installazioni annuali per tecnologia tra 2014 e 2020 [4].	13
7	Schema dell'impianto modellato adottato, riportante i componenti e i flussi energetici. Elaborazione propria.	18
8	Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60^\circ\text{C}$	22
9	Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 60^\circ\text{C}$	22
10	Confronto delle curve di efficienza al variare della temperatura e il modello adottato (linea tratteggiata), $p = 30$ bar.	22
11	Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della temperatura, $p = 30$ bar.	22
12	Confronto delle curve di efficienza tra modelli presenti in letteratura e modello utilizzato.	26
13	Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60^\circ\text{C}$	27
14	Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 80^\circ\text{C}$	27
15	Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60^\circ\text{C}$	28
16	Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 60^\circ\text{C}$	28
17	Confronto curve di efficienza modelli presenti in letteratura e modello utilizzato . . .	30
18	Curve di efficienza elettrica e termica motore a combustione interna.	33
19	Architettura del codice di ottimizzazione. Elaborazione propria.	37
20	Carico elettrico adottato, dettaglio di un giorno estivo (16 luglio) e uno invernale (16 gennaio).	46
21	Carico elettrico adottato, profilo annuale.	46
22	Carico termico adottato, dettaglio di un giorno estivo (16 luglio) e uno invernale (16 gennaio).	46
23	Carico termico adottato, profilo annuale, si nota l'assenza di stagionalità.	47
24	Carico termico adottato, profilo giornaliero.	47
25	Carico di idrogeno adottato, profilo annuale.	47
26	Profilo giornaliero dell'irradianza GHI per la localizzazione del caso studio (TMY, PVGIS-SARAH3) [5].	48
27	Variazione giornaliera del Prezzo unico nazionale per il giorno 16 Gennaio 2025. . . .	49
28	Variazione annuale del Prezzo Unico Nazionale nel 2025.	49
29	Produzione di energia elettrica da PV, con flussi verso il resto del sistema.	55
30	Copertura del carico elettrico in una giornata estiva.	55

31	Livello del serbatoio di idrogeno,	57
32	Livello dell'idrogeno nel serbatoio, a differenza di Fig. 31, non si nota una stagionalità della produzione.	59
33	Produzione elettrica da PV, flussi verso il resto del sistema, scenario limite	65
34	Carico elettrico, con flussi energetici.	66
35	Carico termico.	66
36	Livello di idrogeno nel serbatoio.	67

Elenco delle tabelle

1	Parametri dello stato dell'arte delle tecnologie di elettrolisi dell'acqua [3].	8
2	Riepilogo delle tecnologie di elettrolisi, con vantaggi e stato di sviluppo [6].	9
3	Parametri dello stato dell'arte delle tecnologie di fuel cell per applicazioni stazionarie CHP [4].	12
4	Flussi energetici dei componenti del sistema.	18
5	Parametri del modello dell'elettrolizzatore PEM	24
6	Parametri del modello della fuel cell PEM	29
7	Parametri del modello del serbatoio di idrogeno.	31
8	Parametri del modello del PV	31
9	Parametri del modello del ICE	33
10	Parametri del modello della batteria.	34
11	Costi dei dispositivi.	35
12	Spazio di ricerca dell'algoritmo genetico.	37
13	Parametri dell'algoritmo genetico.	39
14	Variabili decisionali del problema MILP per ogni istante t	41
15	Parametri del solver Gurobi per ogni chiamata MILP.	44
16	Statistiche annuali dei profili di carico del caso studio.	45
17	Costi dei dispositivi.	50
18	Riepilogo degli scenari di simulazione.	51
19	Parametri differenziali dello Scenario 7 rispetto allo Scenario 6.	51
20	Ripartizione del costo attualizzato nello Scenario 0.	54
21	Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 1 (PV + BT + rete).	56
22	Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 2 (PV + BT + EL + FC + HT, senza carico H ₂ , CAPEX EL/FC = 1000 €/kW).	58
23	Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 3 (PV + BT + EL + HT, con carico H ₂ , CAPEX EL/FC = 1000 €/kW).	60
24	Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 4 (PV + BT + EL + FC + HT, senza carico H ₂ , CAPEX EL/FC = 500 €/kW).	62
25	Confronto dei risultati di ottimizzazione per gli Scenari 5 e 6.	64
26	Risultati dello Scenario limite: dimensionamento e costi (a), indicatori di prestazione (b).	67
27	Confronto degli indicatori di prestazione per gli scenari analizzati. Il risparmio Δ_s è calcolato rispetto allo Scenario 0 (Eq. 92). I trattini indicano indicatori non applicabili alla configurazione dello scenario.	68

1 Introduzione

1.1 Contesto energetico e necessità di accumulo

Il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050, obiettivo delineato dalla *International Energy Agency* (IEA) nel rapporto *Net Zero by 2050* [7], richiede una profonda trasformazione del sistema energetico globale, fondata sulla progressiva sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili. Tra queste, il solare fotovoltaico rappresenta la tecnologia con il tasso di crescita più elevato: nel 2024 la capacità installata da fonti rinnovabili è aumentata del 22% rispetto all'anno precedente, trainata in larga parte dal fotovoltaico [8].

Tuttavia, la produzione elettrica da fonte solare è intrinsecamente variabile e non programmabile, poiché dipende non solo dal ciclo giorno-notte, ma anche dalle variazioni stagionali e dagli eventi atmosferici. In un sistema elettrico con elevata penetrazione di fonti rinnovabili, questa variabilità genera un disaccoppiamento temporale tra produzione e domanda che, se non gestito, compromette la sicurezza e la continuità dell'approvvigionamento energetico. L'integrazione di sistemi di accumulo capaci di assorbire le eccedenze di produzione e restituirle nei periodi di deficit rappresenta pertanto una condizione necessaria per la realizzazione di un sistema energetico decarbonizzato.

1.2 L'idrogeno come vettore energetico

Tra le tecnologie di accumulo energetico, l'idrogeno si distingue per l'elevata densità energetica gravimetrica — la più alta tra tutti i vettori energetici, pari a circa 120 MJ kg^{-1} — e per la capacità di immagazzinare energia su scala stagionale. Secondo la EU Hydrogen Strategy [9], l'idrogeno è destinato a svolgere un ruolo chiave nella decarbonizzazione del sistema energetico europeo, sia come vettore di accumulo sia come materia prima per l'industria.

Ad oggi, gran parte dell'idrogeno è prodotta a partire da gas naturale tramite *steam reforming* (cosiddetto idrogeno grigio), con significative emissioni di CO_2 . L'idrogeno può tuttavia essere generato per via elettrolitica: quando l'energia elettrica impiegata proviene da fonti rinnovabili si parla di idrogeno verde, che rappresenta attualmente circa il 4% della produzione globale [9]. È questa la tipologia considerata nel presente lavoro, nella quale un elettrolizzatore a membrana polimerica (PEM) converte l'eccedenza di produzione fotovoltaica in idrogeno.

L'integrazione dell'idrogeno nel sistema energetico può essere descritta attraverso la catena *power-to-gas-to-power* (PtGtP): nei periodi di sovrapproduzione rinnovabile, l'energia elettrica viene convertita in idrogeno mediante un elettrolizzatore (fase *power-to-gas*); l'idrogeno è quindi stoccato in serbatoi a bassa pressione e, quando necessario, riconvertito in energia elettrica e calore tramite una cella a combustibile (fase *gas-to-power*). Questa catena consente un accumulo energetico a lungo termine, particolarmente adatto a compensare le variazioni stagionali della produzione fotovoltaica. A differenza dell'accumulo idroelettrico a pompaggio e dell'aria compressa (CAES), l'accumulo a idrogeno non richiede condizioni geomorfologiche specifiche e può essere installato in spazi contenuti.

Il principale limite della catena PtGtP risiede nei tempi di avviamento e nella dinamica di risposta dell'elettrolizzatore e della cella a combustibile, che risultano inadeguati a seguire variazioni della domanda. Per questa ragione, il sistema oggetto del presente lavoro affianca all'accumulo ad idrogeno un sistema di batterie, in grado di fornire potenza su orizzonti temporali brevi e di coprire i transitori che la catena PtGtP non è in grado di gestire. La complementarità tra i due sistemi di accumulo — batterie per la risposta rapida, idrogeno per l'accumulo stagionale — costituisce uno dei principi progettuali alla base dell'architettura proposta.

1.3 Sistemi multi-energia e Virtual Power Plant

La complementarità tra diverse forme di accumulo e generazione suggerisce di adottare un approccio integrato alla progettazione del sistema energetico. Questo approccio è formalizzato nel concetto di sistema multi-energia (*Multi-Energy System*, MES): un sistema in cui più vettori energetici — elettricità, calore e combustibili — sono gestiti congiuntamente attraverso dispositivi di conversione e accumulo, sfruttando le sinergie tra i diversi flussi per incrementare l'efficienza complessiva e ridurre i costi [10].

Quando le risorse di un MES sono coordinate da un sistema di gestione centralizzato, si parla di *Virtual Power Plant* (VPP): un aggregato virtuale di unità di generazione, accumulo e carico controllabile che, opportunamente orchestrati, si presentano alla rete elettrica come un'unica entità dispacciabile [11].

Il sistema oggetto del presente lavoro è un MES con architettura VPP, progettato per soddisfare simultaneamente un carico elettrico, un carico termico e una domanda di idrogeno. L'architettura è organizzata su tre bus energetici — elettrico, termico e dell'idrogeno — ai quali sono connessi i componenti del sistema, ciascuno con un ruolo definito di generazione, conversione, accumulo o consumo.

La generazione elettrica rinnovabile è affidata a un impianto fotovoltaico (PV), che alimenta il bus elettrico. L'eccedenza di produzione può seguire due percorsi di accumulo: nel breve periodo, l'energia è immagazzinata in un sistema di batterie (BT), in grado di rispondere rapidamente alle fluttuazioni della domanda; nel lungo periodo, un elettrolizzatore a membrana polimerica (PEMEL) converte l'energia elettrica in idrogeno, che viene stoccato in un serbatoio (HT). Quando la domanda supera la produzione rinnovabile, l'idrogeno accumulato è riconvertito in elettricità e calore da una cella a combustibile a membrana polimerica (PEMFC), operante in configurazione cogenerativa. Il sottosistema PEMEL-HT-PEMFC realizza pertanto una catena PtGtP integrata nel sistema.

La copertura del carico termico è garantita dal calore cogenerato dalla PEMFC, da un motore a combustione interna (ICE) alimentato a gas naturale — anch'esso in configurazione cogenerativa — e da una caldaia ausiliaria (CD). Un accumulo termico ad acqua calda (TS) consente di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di calore.

Il sistema è inoltre connesso alla rete elettrica nazionale, con possibilità sia di acquisto sia di vendita di energia, e alla rete di distribuzione del gas naturale, che alimenta l'ICE e la caldaia. L'idrogeno stoccato, oltre a essere utilizzato internamente dalla PEMFC e a soddisfare la domanda dell'utenza, può essere venduto a soggetti esterni, rappresentando un'ulteriore fonte di ricavo per il sistema.

Lo schema complessivo dell'architettura e dei flussi energetici è riportato in Fig. 7. La modellazione dettagliata di ciascun componente è oggetto del Cap. 3.

1.4 Problema di ottimizzazione

La progettazione del sistema descritto nella sezione precedente richiede di determinare simultaneamente la taglia di ciascun componente e la strategia di gestione dei flussi energetici su base oraria per un intero anno. Il problema presenta una natura duale: il dimensionamento è un problema combinatorio su uno spazio discreto di configurazioni, mentre la gestione energetica, per una configurazione fissata, è un problema di ottimizzazione lineare a variabili miste.

Il numero di combinazioni possibili delle taglie dei componenti è dell'ordine di $1,6 \times 10^{10}$, rendendo impraticabile un'esplorazione esaustiva dello spazio di ricerca. Al tempo stesso, la funzione obiettivo non è convessa rispetto alle variabili di dimensionamento, poiché il ricavo operativo dipende in modo

non lineare dalla combinazione delle taglie installate. Per queste ragioni si adotta un’architettura di ottimizzazione bi-livello: al livello superiore, un algoritmo genetico (GA) esplora lo spazio delle configurazioni impiantistiche, valutando iterativamente soluzioni candidate tramite operatori di selezione, ricombinazione e mutazione; al livello inferiore, per ciascuna configurazione proposta dal GA, un problema di *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP) determina il dispacciamento ottimale dei flussi energetici, garantendo l’ottimo globale entro una tolleranza prefissata.

La funzione obiettivo è il valore attuale netto (VAN) del sistema, calcolato su un orizzonte di 15 anni. Il VAN è definito come differenza tra i ricavi attualizzati — derivanti dalla vendita di energia elettrica alla rete e di idrogeno — e i costi attualizzati di investimento e di esercizio. L’obiettivo dell’ottimizzazione è la massimizzazione del VAN.

La descrizione dettagliata degli algoritmi, dei parametri operativi e dei vincoli imposti è oggetto del Cap. 4.

1.5 Contributo del lavoro

Il presente lavoro prende come riferimento principale il modello proposto da Marocco et al. [12], sviluppato per il dimensionamento ottimale di sistemi PV–PEMEL–PEMFC–batterie–serbatoio di idrogeno destinati a comunità insulari non connesse alla rete. Rispetto a tale riferimento, il contributo della tesi si articola lungo tre direttrici.

In primo luogo, la configurazione dell’impianto è estesa a un sistema connesso alla rete elettrica e alla rete del gas naturale, con la possibilità di acquistare e vendere energia. Il sistema include inoltre componenti assenti nel lavoro di riferimento: un motore a combustione interna in configurazione cogenerativa, una caldaia ausiliaria, un accumulo termico e la possibilità di vendita dell’idrogeno prodotto a soggetti esterni. Di conseguenza, il sistema è in grado di soddisfare simultaneamente tre tipologie di carico — elettrico, termico e di idrogeno — anziché il solo carico elettrico considerato da Marocco et al. [12].

In secondo luogo, l’aumento del numero di componenti e delle corrispondenti variabili di dimensionamento rende il problema non più affrontabile con una formulazione MILP a livello singolo come in Marocco et al., dove il dimensionamento è trattato congiuntamente alla gestione energetica. Nel presente lavoro si adotta pertanto un’architettura di ottimizzazione bi-livello, nella quale un algoritmo genetico esplora lo spazio discreto delle taglie al livello superiore e un solver MILP risolve il problema di gestione oraria al livello inferiore, in linea con l’approccio proposto da Li et al. [13] e Rullo et al. [14].

Infine, i modelli linearizzati a tratti (PWL) adottati per l’elettrolizzatore e la fuel cell nell’ottimizzazione sono validati attraverso un confronto con modelli elettrochimici a principi primi, basati sull’equazione di Nernst, sulle sovratensioni di attivazione, ohmiche e di diffusione e sull’efficienza di Faraday. Il framework di modellazione segue l’approccio introdotto da Gabrielli et al. [15], che collega la descrizione fisica dei dispositivi alla loro rappresentazione semplificata compatibile con il solver MILP. La validazione consente di quantificare l’errore introdotto dalla linearizzazione e di verificarne l’accettabilità ai fini dell’ottimizzazione.

1.6 Struttura del documento

Il presente documento è organizzato come segue. Il Cap. 2 presenta una revisione della letteratura sulle tecnologie di conversione e accumulo dell’idrogeno, con particolare riferimento ad elettrolizzatori PEM e fuel cell PEM, e sugli approcci di ottimizzazione per sistemi multi-energia. Il capitolo si conclude

con un'analisi di lavori analoghi al presente, dalla quale emergono le lacune che motivano il contributo proposto. Il Capitolo 3 descrive l'architettura del sistema e i modelli adottati per ciascun componente. Per l'elettrolizzatore e la fuel cell viene sviluppato anche il modello elettrochimico utilizzato per la validazione. Il Capitolo 4 illustra l'architettura bi-livello dell'algoritmo di ottimizzazione, la codifica delle variabili decisionali, la funzione obiettivo e i vincoli imposti. Il Capitolo 5 definisce il caso studio, comprendente i profili di carico, i dati climatici, i prezzi dell'energia e i costi dei componenti. Il Capitolo 6 presenta i risultati dell'ottimizzazione per diversi scenari proposti nel caso studio. Il Capitolo 7 riassume i risultati principali del lavoro e delinea possibili sviluppi futuri.

2 Stato dell'arte

In questo capitolo viene analizzata la letteratura di riferimento per le scelte progettuali del sistema. In particolare, vengono motivate la scelta del sistema di accumulo basato sull'idrogeno, la selezione delle tecnologie per la produzione e la conversione dell'idrogeno e l'adozione dell'approccio di ottimizzazione bi-livello.

2.1 Contesto energetico

Nel 2024, la capacità elettrica da fonti rinnovabili è cresciuta globalmente del 22% rispetto all'anno precedente, con nuove installazioni per 680 GW. L'ultimo report sulle energie rinnovabili della International Energy Agency prevede un raddoppio della capacità rinnovabile installata tra il 2025 e il 2030, [8]. Il solare fotovoltaico rappresenta ad oggi la quota maggiore della crescita, con installazioni annuali in ulteriore aumento dal 2025, sebbene a un ritmo più lento rispetto agli anni precedenti. Si prevede che rappresenterà quasi l'80% dell'aumento totale della capacità elettrica rinnovabile a livello globale [8]. Il "Net Zero by 2050" di IEA [7] delinea un percorso di sviluppo tecnologico da seguire al fine di raggiungere la decarbonizzazione globale entro il 2050. Secondo questo percorso, l'obiettivo è installare a livello globale impianti di produzione elettrica da fonti solari ed eoliche, aumentando ogni anno le nuove installazioni, con l'obiettivo nel 2030 di aumentare la capacità installata di 1020 GW. La Fig. 1 mostra l'evoluzione della quota di capacità elettrica rinnovabile installata per tecnologia: il solare fotovoltaico risulta la fonte con il tasso di crescita maggiore nel periodo considerato.

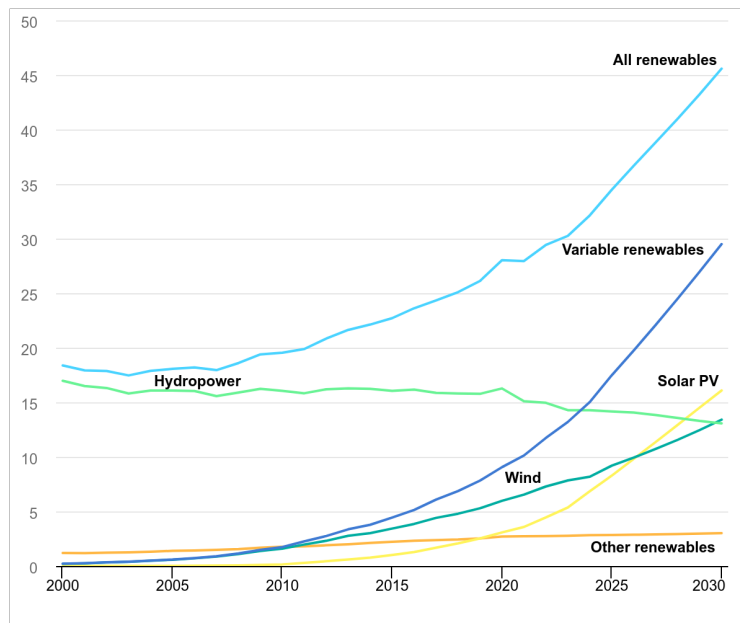


Figura 1: Quota di produzione di energia elettrica rinnovabile, per tecnologia, 2000-2030 [1]. In ordinata la percentuale rispetto alla totale installata; in ascissa l'anno di riferimento.

La capacità nominale installata rappresenta tuttavia solo un limite superiore teorico alla generazione effettiva: la quantità di energia realmente prodotta dipende dalla disponibilità della risorsa primaria, che nel caso delle fonti rinnovabili non è controllabile dall'operatore. A differenza di un generatore convenzionale, un impianto fotovoltaico o eolico non può incrementare la propria produzione su richiesta, ma è vincolato all'andamento istantaneo dell'irraggiamento solare o della velocità del vento. Questo limite si riflette nel fattore di capacità, definito come il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta in un anno e quella producibile a piena potenza nominale per lo stesso periodo. Per gli impianti fotovoltaici, i valori tipici si collocano nell'20 %-30 % [16], a indicare che per la maggior parte delle ore dell'anno la generazione è inferiore alla potenza nominale o nulla. Lo testimonia, ad esempio, il fattore di capacità di un impianto fotovoltaico, ovvero il rapporto tra la quantità di energia elettrica effettivamente prodotta in un anno e la quantità di energia producibile teorica. Secondo uno studio del 2016 condotto su 128 impianti fotovoltaici situati negli USA [16], i valori tipici possono variare tra il 20% e il 30%.

Per aumentare significativamente la quota di energia da fonti rinnovabili in un sistema decarbonizzato, come proposto da "Net Zero by 2050" di IEA [7], sarebbe necessario un sistema di accumulo energetico che garantisca la copertura energetica. Ad oggi esistono varie tecnologie di accumulo energetico, come ad esempio batterie, supercondensatori, volani, sistemi di compressione dell'aria (CAES), impianti idroelettrici di pompaggio, e l'utilizzo di idrogeno. Le tecnologie citate sono proposte nella Fig. 2, che ne mostra un confronto basato su energia accumulata, potenza erogabile e periodi per i quali l'energia può restare immagazzinata.

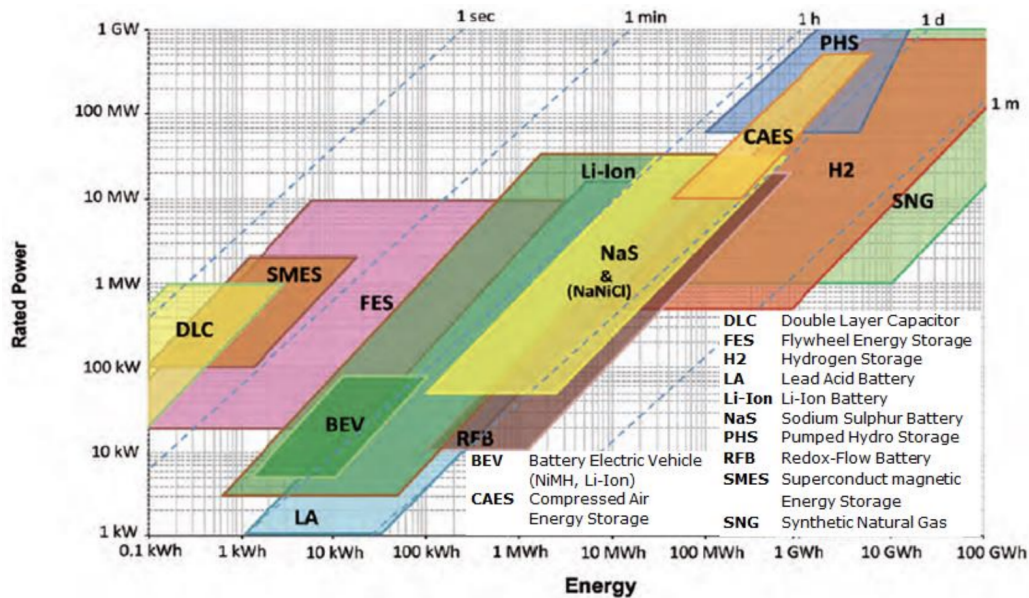


Figura 2: Confronto tra le tecnologie di accumulo [2].

Tra le tecnologie di accumulo disponibili, alcune sono adatte alla regolazione di breve termine (batterie, supercondensatori, volani), mentre altre permettono uno stoccaggio su scala giornaliera o stagionale. Gli impianti idroelettrici di pompaggio e i sistemi ad aria compressa richiedono

condizioni geografiche specifiche che ne limitano l'applicabilità in contesti distribuiti. I sistemi basati sull'idrogeno consentono invece uno stoccaggio a lungo termine e su larga scala [17], risultando adatti a mitigare la variazione stagionale della produzione fotovoltaica in sistemi distribuiti come quello in esame.

2.1.1 Idrogeno nel contesto attuale

Il riconoscimento dell'idrogeno come vettore energetico strategico si è consolidato a partire dal 2020, con la pubblicazione della EU Hydrogen Strategy [9], che fissa l'obiettivo di 10 Mt di idrogeno rinnovabile prodotto annualmente in Europa entro il 2030. In questo quadro, la produzione locale di idrogeno tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili (idrogeno verde) rappresenta il percorso tecnologico più promettente per la decarbonizzazione dei settori industriale e della mobilità, nonché per l'accumulo stagionale di energia. Il documento riporta inoltre che l'idrogeno veniva prodotto per il 96% a partire da gas naturale, risultando in emissioni di CO₂. La produzione locale di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da fonti rinnovabili rappresenta dunque un percorso tecnologico promettente per la decarbonizzazione del settore energetico. La scelta della tecnologia di elettrolisi più adatta al sistema in esame è motivata nella sezione seguente sulla base dell'analisi comparativa delle tecnologie disponibili.

2.2 Elettrolizzatore e Fuel Cell

Questi dispositivi sono componenti chiave dei sistemi *power to gas*, (PtG) e *gas to power*, (GtP). Gli elettrolizzatori convertono energia elettrica in idrogeno, mentre le fuel cells lo convertono nuovamente in energia elettrica. Esistono diverse tecnologie, in questa sezione verrà motivata la scelta della tecnologia PEM per entrambi i dispositivi. La scelta si basa sulla disponibilità nel mercato, sulla capacità di adattamento al carico e sulla compatibilità con un sistema di produzione combinata di calore ed energia elettrica (*combined heat and power* CHP).

2.2.1 Elettrolizzatore: Caratteristiche

Nel mercato ad oggi sono disponibili varie tecnologie di elettrolizzatori. In particolare, si vogliono analizzare tre tecnologie: Alcalini (AEL), Proton Exchange Membrane (PEMEL) e Solid Oxide (SOEL).

Al fine di motivare la scelta tecnologica adottata nel sistema in esame, si riportano i parametri caratteristici delle tre tecnologie di elettrolizzatori sulla base di due rassegne sistematiche della letteratura: *Buttler et al.* [3], che fornisce un quadro dello stato dell'arte al 2018, e il rapporto del Department of Energy [6], che ne aggiorna i dati al 2024. La Tabella 1 riporta i parametri operativi, di efficienza, di durabilità ed economici ricavati da [3]; la Tab. 2 ne sintetizza vantaggi e sfide tecnologiche secondo il report del dipartimento dell'energia statunitense (*United States Department of Energy*, DOE) [6]. Il confronto tra le tecnologie è finalizzato a evidenziare le proprietà rilevanti per l'integrazione con fonti rinnovabili intermittenti: in particolare, la flessibilità di carico, i tempi di avviamento e la maturità commerciale.

Tabella 1: Parametri dello stato dell'arte delle tecnologie di elettrolisi dell'acqua [3].

	AEL	PEMEL	SOEL
Parametri operativi			
Temperatura di cella ($^{\circ}\text{C}$)	60–90	50–80	700–900
Pressione tipica (bar)	10–30	20–50	1–15
Densità di corrente (A cm^{-2})	0.25–0.45	1.0–2.0	0.3–1.0
Flessibilità			
Flessibilità di carico (% del carico nominale)	20–100	0–100	–100/ + 100
Tempo di avviamento a freddo	1–2 h	5–10 min	ore
Tempo di avviamento a caldo	1–5 min	< 10 s	15 min
Efficienza			
Efficienza nominale dello stack (LHV)	63–71%	60–68%	100% ^a
... consumo energetico specifico (kW h Nm^{-3})	4.2–4.8	4.4–5.0	3
Efficienza nominale di sistema ^b (LHV)	51–60%	46–60%	76–81%
... consumo energetico specifico (kW h Nm^{-3})	5.0–5.9	5.0–6.5	3.7–3.9
Capacità disponibile			
Potenza nominale max per stack (MW)	6	2	< 0.01
Produzione H_2 per stack ($\text{Nm}^3 \text{h}^{-1}$)	1400	400	< 10
Area di cella (m^2)	< 3.6	< 0.13	< 0.06
Durabilità			
Vita utile (kh)	55–120	60–100	(8–20) ^c
Degradazione dell'efficienza (%/y)	0.25–1.5	0.5–2.5	3–50
Parametri economici			
Costi di investimento (€kW^{-1})	800–1500	1400–2100	(> 2000) ^c
Costi di manutenzione (% costi invest./anno)	2–3	3–5	n.d.

^a Valore teorico in condizioni ideali.

^b Include i consumi ausiliari del sistema.

^c Valore stimato, tecnologia non ancora matura commercialmente.

Tabella 2: Riepilogo delle tecnologie di elettrolisi, con vantaggi e stato di sviluppo [6].

Tecnologia	Range di temperatura	Elettrolita	Catalizzatori	Vantaggi	Sfide
Proton Exchange Membrane (PEM)	~50–80°C	Membrana polimerica, conduttrice di H^+	PGM (es. Pt, Ir)	• Tecnologia commerciale • Alta densità di corrente ad alta efficienza • Operazione a pressione differenziale • Operazione dinamica	• Uso di materiali critici (Ti, Ir, Pt, PFAS) • Efficienza limitata dalla temperatura
Alkaline (AEL)	~70–90°C	Soluzione acquosa, conduttrice di OH^-	PGM-free (es. Ni)	• Tecnologia commerciale • Materiali a basso costo • Lunga vita utile comprovata • Filiera produttiva consolidata	• Elettrolita corrosivo • Limitazioni nell'operazione dinamica • Basse prestazioni • Difficoltà a pressione differenziale • Efficienza limitata dalla temperatura
Solid Oxide (SOEC)	~700–850°C	Membrana ceramica, conduttrice di O^{2-}	PGM-free	• Tecnologia in fase di commercializzazione • Alta efficienza elettrica • Integrazione termica (es. nucleare, solare)	• Necessità di materiali ad alta temperatura • Integrazione termica complessa • Avviamento a freddo e operazione intermittente • Vita utile

Le due *review*, pubblicate rispettivamente nel 2018 [3] e nel 2024 [6], confermano che le tecnologie AEL e PEMEL sono le più mature commercialmente e le meglio documentate in letteratura. Dalle tabelle è possibile notare le differenze tra le tecnologie. Nonostante la migliore efficienza e la capacità di funzionamento reversibile, la tecnologia SOEC è stata scartata in quanto non è una tecnologia matura e non è disponibile a livello commerciale. Nel sistema in esame, l'elettrolizzatore opera come componente di interfaccia tra la generazione fotovoltaica e il sistema di accumulo a idrogeno, richiedendo una rapida risposta alle variazioni del punto di lavoro. Gli elettrolizzatori PEM hanno dei tempi di risposta al carico inferiori al secondo, e tempi di accensione inferiori alle altre tecnologie [3]. La tecnologia PEM presenta inoltre una densità di corrente fino a 2 A cm^{-2} [3], superiore a quella degli elettrolizzatori alcalini. Sulla base delle considerazioni sopra esposte — in particolare la capacità di risposta dinamica, la compatibilità con la pressione operativa del serbatoio di idrogeno e la maturità commerciale — la tecnologia PEM è stata adottata per l'elettrolizzatore del sistema in esame. Dal punto di vista economico, il costo installato attuale per sistemi PEMEL si colloca nell'intervallo da $1300 \text{ \$ kW}^{-1}$ a $2000 \text{ \$ kW}^{-1}$ in mercati occidentali [9], a fronte di un obiettivo del DOE di $250 \text{ \$ kW}^{-1}$ (non installato) entro il 2026 [6].

2.2.2 Elettrolizzatore: Principio di funzionamento

Il principio di funzionamento dell'elettrolizzatore PEM si basa sulla reazione di elettrolisi dell'acqua. La comprensione dei bilanci energetici della reazione è necessaria per definire i potenziali di cella di riferimento che compaiono nel modello elettrochimico sviluppato nel Cap. 3. In condizioni standard, la reazione non è spontanea, necessita di un apporto di energia elettrica e calore.



L'entalpia di reazione, ΔH , rappresenta l'energia termodinamica totale richiesta per scindere l'acqua in idrogeno e ossigeno in condizioni di pressione e temperatura costanti.

Il fabbisogno energetico complessivo può essere scomposto in due contributi: la variazione di energia libera di Gibbs ΔG e il termine entropico $T\Delta S = \Delta Q$, che viene fornito sotto forma di calore ΔQ .

Il bilancio energetico della reazione di elettrolisi può quindi essere espresso come:

$$\Delta H = \Delta G + \Delta Q \quad (2)$$

dove ΔH corrisponde all'*Higher Heating Value* (HHV) dell'idrogeno, pari a $39,4 \text{ kWh kg}^{-1}$, mentre ΔG , a condizioni standard ($T = 25^\circ\text{C}$, $p = 1 \text{ bar}$), vale circa $33,3 \text{ kWh kg}^{-1}$, valore che coincide con il *Lower Heating Value* (LHV) dell'idrogeno nelle stesse condizioni di riferimento.

Si definisce con l'Eq. 3 il potenziale reversibile di reazione:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{zF} = 1,229 \text{ V} \quad (3)$$

Si stabilisce il potenziale termoneutro:

$$U_{tn} = \frac{\Delta H}{zF} = 1,48 \text{ V} \quad (4)$$

dove $z = 2$ è il numero di elettroni trasferiti per molecola, $F = 96485 \text{ C mol}^{-1}$ è la costante di Faraday. La reazione avviene sempre in regime endotermico. Se la tensione applicata è superiore a U_{tn} , il calore utilizzato è generato internamente, se invece la tensione applicata è compresa tra U_{rev} e U_{tn} , il calore assorbito deve essere fornito dall'esterno.

Nella Fig. 3 sono riportati i potenziali reversibile e termoneutro in funzione della temperatura a $p = 1 \text{ bar}$, con i corrispondenti fabbisogni energetici espressi in kJ mol^{-1} di idrogeno (asse sinistro) e in tensione di cella in V (asse destro).

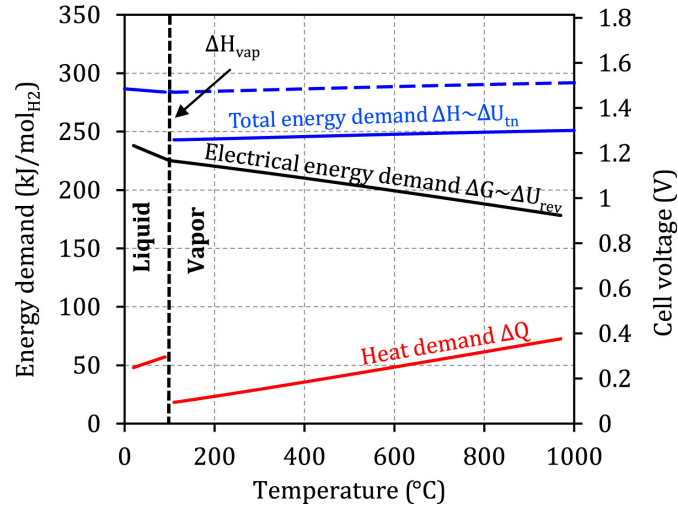


Figura 3: Fabbisogno energetico dell'elettrolisi (ΔH , ΔG , ΔQ) e potenziali di cella corrispondenti (U_{tn} , U_{rev}) in funzione della temperatura, a $p = 1 \text{ bar}$ [3].

La produzione di idrogeno segue la legge di Faraday [18]:

$$\Gamma_{H_2} = \frac{j}{2F} \quad (5)$$

dove Γ_{H_2} è la produzione di idrogeno in $\text{kmols}^{-1} \text{cm}^{-2}$, j la densità di corrente espressa in A cm^{-2} , $F = 96485 \text{ C mol}^{-1}$ è la costante di Faraday.

Negli elettrolizzatori, la reazione avviene come prodotto di due semireazioni, che differiscono in base alla tecnologia utilizzata e avvengono rispettivamente al catodo e all'anodo.

Per gli elettrolizzatori PEM, avviene al catodo:



mentre all'anodo:



2.2.3 Fuel cell: Caratteristiche

Nel mercato sono disponibili diverse tecnologie di fuel cell. In particolare, si vogliono analizzare tre tecnologie rilevanti per applicazioni stazionarie in assetto cogenerativo: Proton Exchange Membrane (PEMFC), Solid Oxide (SOFC) e Molten Carbonate (MCFC). Una panoramica delle tecnologie, con i relativi elettroliti e range di temperatura operativa, è riportata in Fig. 4; le taglie di stack commercialmente disponibili sono confrontate in Fig. 5.

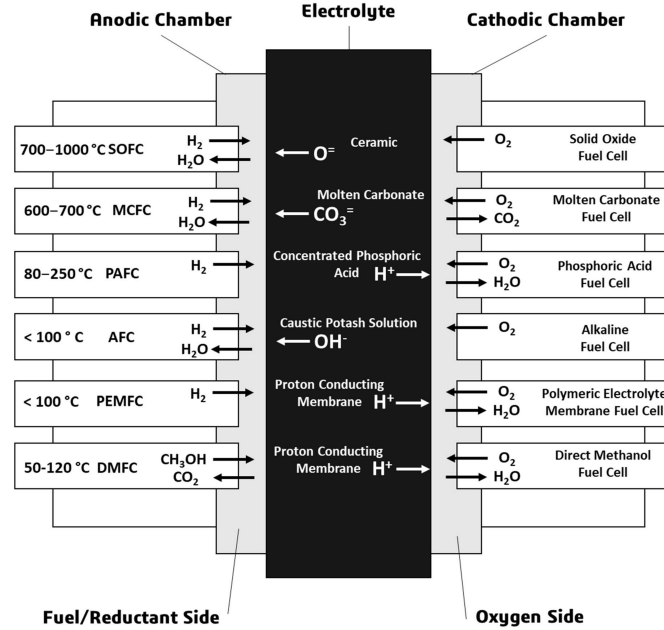


Figura 4: Confronto tra tecnologie di fuel cell per temperatura ed elettrolita [4].

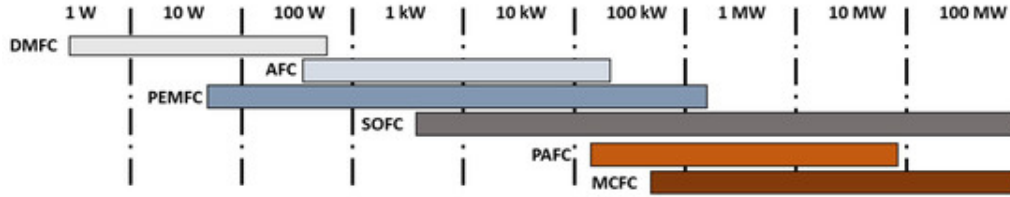


Figura 5: Taglie di stack commercialmente disponibili per tecnologia [4].

Secondo [4], lo stato dell'arte per le applicazioni stazionarie CHP è riassunto nella Tabella 3.

Tabella 3: Parametri dello stato dell'arte delle tecnologie di fuel cell per applicazioni stazionarie CHP [4].

	PEMFC	SOFC	MCFC
Parametri operativi			
Temperatura di cella ($^{\circ}\text{C}$)	60–90 ^a	700–1000 ^a	600–700 ^a
Combustibile	H ₂ puro	H ₂ , gas naturale, biogas	Gas naturale, biogas
Efficienza del sistema			
Efficienza elettrica (LHV) (%)	30–40	45–60	43–47
Efficienza CHP (LHV) (%)	85–90	75–95	85–90
Potenza nominale disponibile			
Taglie commerciali (kW)	<1–1200 ^b	0.75–3000	>300
Flessibilità			
Tempo di avviamento a freddo	secondi–minuti ^a	ore ^a	ore ^a
Durabilità			
Vita utile (kh)	60–80	20–90	20–30
Degradazione dell'efficienza (%/anno)	~1	1–2.5	1.5
Parametri economici			
CAPEX odierno (€kW^{-1})	3000–4000	3000–4000	3500–6000
Maturità commerciale	Alta	Media ^c	Limitata ^c

^a Valore da [15].

^b Taglia massima ottenuta combinando moduli da 200 kW [19].

^c Disponibilità commerciale limitata o in taglie non adeguate al sistema in esame.

La tecnologia PEMFC registra il maggior numero di nuove installazioni annuali tra le tecnologie a celle a combustibile, con una crescita sostenuta tra il 2018 e il 2020, come mostrato in Fig. 6 [4].

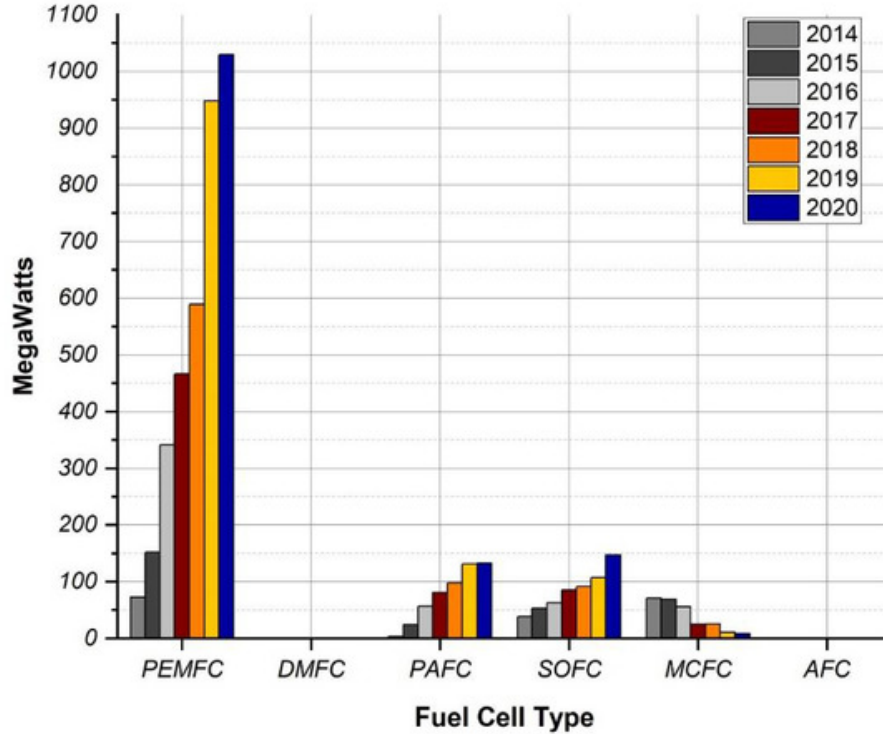


Figura 6: Nuove installazioni annuali per tecnologia tra 2014 e 2020 [4].

Dall'esame della Tabella 3 e dei dati di Fig. 6 emergono con chiarezza i criteri che orientano la scelta verso la tecnologia PEMFC. La tecnologia SOFC, pur presentando un'efficienza elettrica superiore, richiede tempi di avviamento a freddo dell'ordine delle ore, incompatibili con il profilo di utilizzo del sistema in esame, che prevede variazioni frequenti del punto di lavoro [15]. Le MCFC sono destinate prevalentemente ad applicazioni di grande taglia (>300 kW), quindi al di fuori dell'intervallo di interesse del presente progetto. La PEMFC è la tecnologia più adatta all'utilizzo in assetto cogenerativo decentralizzato in ragione dei tempi di avviamento a freddo dell'ordine dei secondi (a fronte di ore per SOFC e MCFC), della disponibilità commerciale in un'ampia gamma di potenze (da <1 kW a 1200 kW) e della maggiore integrazione documentata con sistemi di accumulo a idrogeno da elettrolisi PEM [15].

Il costo di investimento attuale per sistemi PEMFC in configurazione stazionaria CHP si colloca nell'intervallo da 2000 €kW^{-1} a 3500 €kW^{-1} per taglie commerciali comprese tra 0,4 e 30 MW, con una previsione di riduzione a da 1200 €kW^{-1} a 1750 €kW^{-1} al crescere della produzione di volume [4].

2.2.4 Fuel cell: principio di funzionamento

Le fuel cells PEM producono energia elettrica e termica attraverso la reazione elettrochimica di ossidazione dell'idrogeno, Eq. (8). In condizioni standard, la reazione è spontanea e libera energia

sotto forma di lavoro elettrico e calore.



L'entalpia di reazione ΔH rappresenta l'energia termodinamica totale rilasciata dalla reazione a pressione e temperatura costanti, e può essere scomposta in due contributi:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (9)$$

dove ΔG è la variazione di energia libera di Gibbs, convertibile in lavoro elettrico, e $T\Delta S$ è il termine entropico, dissipato come calore. A differenza dell'elettrolizzatore, in cui entrambi i contributi devono essere forniti al sistema, nella fuel cell ΔG viene estratto come lavoro elettrico e $T\Delta S$ viene ceduto all'ambiente sotto forma di calore recuperabile.

Il potenziale reversibile di cella è:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{2F} = 1,229 \text{ V} \quad (10)$$

mentre il potenziale termoneutro, che corrisponde alla tensione al di sotto della quale la cella produce calore netto, è:

$$U_{tn} = \frac{\Delta H}{2F} = 1,48 \text{ V} \quad (11)$$

dove $F = 96485 \text{ C mol}^{-1}$ è la costante di Faraday e $z = 2$ è il numero di elettroni trasferiti per molecola di H_2 . Poiché in condizioni operative reali la tensione di cella è sempre inferiore a U_{tn} , la fuel cell opera in regime esotermico, cedendo calore che può essere recuperato per la cogenerazione.

Il consumo di idrogeno segue la legge di Faraday:

$$\dot{n}_{\text{H}_2} = \frac{I \cdot n_c}{2F} \quad (12)$$

dove $\dot{n}_{\text{H}_2}$ è il flusso molare di idrogeno consumato in mol s^{-1} , I è la corrente di cella in A e n_c è il numero di celle in serie nello stack.

La reazione di ossidazione avviene attraverso due semireazioni. Per la tecnologia PEM, all'anodo avviene l'ossidazione dell'idrogeno:



mentre al catodo avviene la riduzione dell'ossigeno:



Gli ioni H^+ migrano dall'anodo al catodo attraverso la membrana polimerica, mentre gli elettroni percorrono il circuito esterno generando corrente elettrica. L'ossigeno può essere prelevato direttamente dall'atmosfera [15] oppure da appositi serbatoi [12]. Le PEMFC richiedono idrogeno ad alta purezza, tipicamente superiore al 99,9%. Nel sistema in esame, tale requisito è soddisfatto dall'idrogeno prodotto direttamente dal PEMEL e stoccato nel serbatoio HT.

2.3 Storage dell'idrogeno

Le principali tecnologie disponibili per lo stoccaggio dell'idrogeno sono riassunte di seguito sulla base di [20].

Lo stoccaggio in forma gassosa compressa, a pressioni tipicamente comprese tra da 200 bar a 700 bar, rappresenta la soluzione più matura e diffusa per applicazioni industriali e di mobilità [21]. Lo stoccaggio criogenico in forma liquida, a circa -253°C , offre un'elevata densità energetica volumetrica ma comporta consumi di liquefazione significativi [20]. Gli idruri metallici consentono uno stoccaggio solido per assorbimento chimico reversibile, con alta densità volumetrica ma bassa densità gravimetrica e necessità di gestione termica. I vettori organici liquidi (LOHC, *Liquid Organic Hydrogen Carriers*) sono promettenti per il trasporto su lunga distanza ma richiedono processi di idrogenazione/deidrogenazione ad alta temperatura [20].

Per il sistema in esame, la scelta ricade sullo stoccaggio gassoso compresso a pressione moderata, attorno a 30 bar. Questa tecnologia è direttamente compatibile con la pressione operativa degli elettrolizzatori PEM (da 20 bar a 50 bar, Tab. 1), eliminando la necessità di un compressore intermedio tra PEMEL e serbatoio. La modellazione del serbatoio e i relativi parametri operativi sono descritti nella Sez. 3.2.5.

2.4 Algoritmi di ottimizzazione

2.4.1 Tipologie di algoritmi

Gli algoritmi di ottimizzazione applicabili a problemi energetici possono essere classificati in due categorie: metodi esatti e metodi metaeuristici.

Il *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) appartiene alla prima categoria e garantisce l'ottimalità della soluzione per problemi in cui la funzione obiettivo e i vincoli sono lineari o linearizzabili. È particolarmente efficace per il problema di gestione oraria, dove le variabili di controllo sono continue o binarie e il modello di ogni componente è rappresentabile tramite curve lineari a tratti (PWL) [12, 15].

Gli algoritmi genetici (GA) e il *Particle Swarm Optimization* (PSO) appartengono invece alla seconda categoria e sono adatti a problemi non convessi con spazio di ricerca discreto, tipici del dimensionamento dei componenti. Il GA opera attraverso operatori di selezione, crossover e mutazione applicati a una popolazione di soluzioni candidate, convergendo progressivamente verso il minimo globale senza richiedere la convessità della funzione obiettivo [22].

Un approccio diffuso in letteratura per sistemi multi-energia consiste nel combinare i due livelli in un problema bi-livello: un algoritmo metaeuristico esplora lo spazio delle possibili taglie dei componenti e, per ogni configurazione proposta, risolve il problema di gestione energetica con un solver MILP [13]. Questa struttura consente di trattare la non linearità del problema di dimensionamento con il GA, mantenendo al tempo stesso la garanzia di ottimalità nella gestione oraria assicurata dal MILP.

Nel presente lavoro si adotta il GA in luogo del PSO per la maggiore flessibilità nella gestione di spazi di ricerca discreti e non uniformi, caratteristica del problema di dimensionamento descritto nella Sez. 4.1.

2.4.2 Analisi della letteratura

In letteratura sono presenti diversi lavori che affrontano l'ottimizzazione di sistemi multi-energia con componenti analoghi a quelli del presente lavoro. I sistemi considerati operano tipicamente in

condizioni stazionarie con risoluzione oraria su orizzonte temporale annuale.

Stoppato et al. [22] e Destro et al. [23] ottimizzano sistemi ibridi composti da impianto fotovoltaico, motore a combustione interna cogenerativo, caldaia e accumuli energetici (batterie, serbatoio termico, pompaggio idrico). In entrambi i lavori il problema di dimensionamento e gestione energetica è risolto simultaneamente tramite *Particle Swarm Optimization* (PSO), minimizzando il costo totale di sistema a parità di soddisfazione del carico elettrico e termico. Questi lavori rappresentano un riferimento metodologico per la struttura del problema di ottimizzazione e per la configurazione di sistema, sebbene non includano sistemi basati sull'idrogeno.

Gabrielli et al. [15] sviluppano un framework di modellazione per dispositivi elettrochimici (PEMEL e PEMFC) che collega i modelli fisici a principi primi con la loro implementazione in un problema di ottimizzazione. In particolare, gli autori mostrano come la curva di efficienza non lineare di questi componenti possa essere approssimata tramite una funzione lineare a tratti (PWL), rendendola compatibile con un solver MILP. Questo approccio di modellazione costituisce il riferimento diretto per la rappresentazione di PEMEL e PEMFC adottata nel presente lavoro.

Li et al. [13] propongono un approccio a due livelli per il dimensionamento ottimale di un sistema idrogeno-batterie: un algoritmo evolutivo (*evolutionary algorithm*) esplora lo spazio delle taglie nel livello esterno, mentre un solver MILP risolve il problema di gestione energetica nel livello interno per ciascuna configurazione proposta. Gli autori mostrano che questa struttura consente risultati migliori rispetto a strategie basate su regole predefinite, a fronte di un maggiore onere computazionale.

Rullo et al. [14] adottano una struttura bi-livello analoga, con algoritmo genetico nel livello esterno e MILP a orizzonte scorrevole nel livello interno, applicata a sistemi energetici ibridi isolati dalla rete. Il lavoro dimostra che l'approccio predittivo basato su MILP consente riduzioni di costo rispetto alle strategie basate su regole, confermando la validità dell'architettura bi-livello per problemi di dimensionamento e gestione energetica simultanei.

Gabrielli et al. [24] sviluppano invece una formulazione MILP a livello singolo (SL) per sistemi multi-energia con accumulo stagionale, applicata a un quartiere di Zurigo. Questo approccio ottimizza congiuntamente sizing e scheduling su orizzonte annuale con risoluzione oraria, introducendo tecniche di riduzione della complessità computazionale basate su giorni tipo.

Marocco et al. [12] propongono una formulazione MILP per il dimensionamento ottimale di sistemi PV-PEMEL-PEMFC-batterie-serbatoio di idrogeno per comunità insulari off-grid. Il modello affronta con un problema MILP la gestione energetica, adottando per i componenti elettrochimici le curve PWL di efficienza sviluppate in [25]. L'analisi è condotta su orizzonte annuale con risoluzione oraria. Questo lavoro costituisce il riferimento principale per la modellazione dei componenti del presente sistema.

Il presente lavoro si inserisce in questo filone estendendo la configurazione di Marocco et al. [12] a un sistema connesso alla rete con carichi elettrici, termici e di idrogeno, storage termico, motore a combustione interna e possibilità di vendita di idrogeno a soggetti esterni. L'aumento del numero di variabili di decisione introdotto dai componenti aggiuntivi rende il problema di sizing non adatto a una formulazione MILP a livello singolo; si adotta pertanto un approccio bi-livello con algoritmo genetico nel livello esterno e solver MILP nel livello interno, in linea con [13, 14].

3 Descrizione del sistema

Il presente capitolo descrive l'architettura del sistema oggetto del lavoro e i modelli adottati per ciascun componente. Nella prima parte è presentata l'organizzazione del sistema sui tre bus energetici e sono definiti i flussi di connessione tra i componenti. Le sezioni successive sono dedicate alla modellazione: per ciascun dispositivo è descritto il modello impiegato nell'ottimizzazione. Per l'elettrolizzatore e la cella a combustibile è inoltre sviluppato un modello elettrochimico, utilizzato per validare l'approssimazione introdotta dalla linearizzazione. Il capitolo si conclude con il confronto tra i due approcci di modellazione e con le tabelle riassuntive dei parametri adottati.

3.1 Architettura del sistema

Il sistema è concepito come un Virtual Power Plant (VPP) in grado di soddisfare simultaneamente carichi elettrici, termici e di idrogeno. L'architettura complessiva del sistema è illustrata in Fig. 7. Nella figura sono distinguibili i tre bus energetici — elettrico, termico e dell'idrogeno — e le connessioni tra i componenti. Le frecce indicano il verso convenzionale positivo dei flussi energetici adottato nel modello.

Il sistema comprende: un impianto fotovoltaico (PV), un elettrolizzatore a membrana polimerica (PEMEL, *Proton Exchange Membrane ELectrolyzer*), una fuel cell a membrana polimerica (PEMFC, *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), un serbatoio di idrogeno (HT, *Hydrogen Tank*), un sistema di accumulo a batterie (BT), un motore a combustione interna (ICE, *Internal Combustion Engine*) alimentato a gas naturale, una caldaia (*boiler*) ausiliaria (CD) e uno *storage* termico ad acqua calda (TS, *Thermal Storage*). Il sistema è inoltre connesso alla rete elettrica nazionale e alla rete di distribuzione del gas naturale, la quale alimenta sia ICE che CD.

Il sistema è organizzato attorno a tre vettori energetici — elettrico, idrogeno e termico — tra loro accoppiati attraverso i componenti di conversione e accumulo.

Sul vettore elettrico operano il generatore fotovoltaico PV, la PEMFC e l'ICE come sorgenti di produzione, mentre le batterie BT svolgono la funzione di accumulo a breve termine, assorbendo i picchi di produzione e di domanda. La rete elettrica consente, ove necessario, sia l'acquisto sia la vendita di energia.

Il vettore idrogeno è alimentato dal PEMEL, che converte energia elettrica in idrogeno gassoso, il quale viene poi stoccato nel serbatoio in pressione HT. L'idrogeno così accumulato serve tre destinazioni: l'alimentazione della PEMFC per la generazione combinata di elettricità e calore, la copertura dell'eventuale carico diretto di idrogeno dell'utenza e la possibile vendita a soggetti esterni al sistema. Il sottosistema PEMEL-HT-PEMFC costituisce pertanto un sistema di accumulo energetico basato sull'idrogeno, classificabile come *Power-to-Gas-to-Power* (PtGtP) [3]. La scelta della tecnologia PEM, comune a elettrolizzatore e fuel cell, è motivata nell'analisi della letteratura condotta nel Cap. 2.

Sul vettore termico confluiscono i recuperi di calore di PEMFC e ICE, entrambi operanti in configurazione cogenerativa. La caldaia ausiliaria CD e l'accumulo termico TS garantiscono la copertura dei picchi di domanda che non possono essere soddisfatti dal solo recupero.

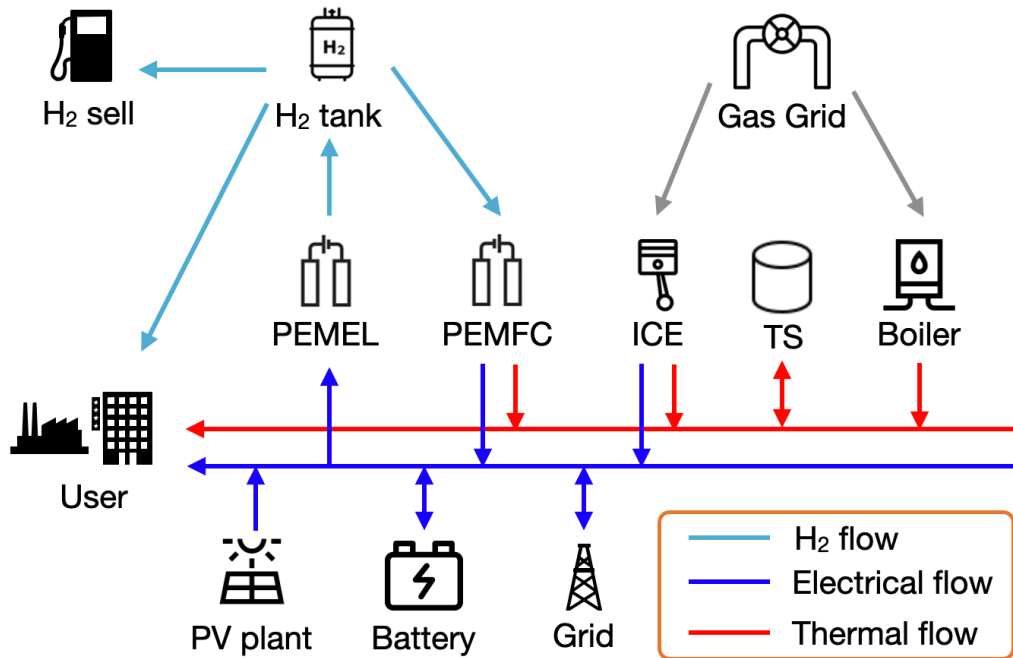


Figura 7: Schema dell'impianto modellato adottato, riportante i componenti e i flussi energetici. Elaborazione propria.

Flussi energetici e vincoli di connessione. La Tab. 4 riassume, per ciascun componente, i flussi in ingresso e in uscita per ogni vettore energetico. Dal punto di vista funzionale, il sistema dispone di due forme di accumulo elettrico: la batteria BT, adatta a gestire fluttuazioni di breve periodo, e il sottosistema PEMEL-HT-PEMFC, che funge da accumulo energetico di lungo periodo tramite il vettore idrogeno.

Tabella 4: Flussi energetici dei componenti del sistema.

Componente	Elettrico	Termico	Idrogeno
PV	uscita	—	—
PEMEL	ingresso	—	uscita
PEMFC	uscita	uscita	ingresso
ICE	uscita	uscita	—
BT	ingresso/uscita	—	—
HT	—	—	ingresso/uscita
TS	—	ingresso/uscita	—
CD	—	uscita	—
Rete elettrica	ingresso/uscita	—	—

I vincoli architetturali del sistema possono essere descritti in termini di flussi energetici sui tre vettori.

Sul vettore elettrico convergono le produzioni di PV, PEMFC e ICE, insieme all'energia acquistata dalla rete nazionale; il PEMEL e i carichi elettrici dell'utenza sono i principali assorbitori, mentre BT opera come sistema di accumulo diretto, assorbendo o erogando energia senza conversione di vettore. L'eventuale surplus di produzione può essere ceduto alla rete tramite vendita.

Il vettore idrogeno è alimentato da PEMEL e il gas prodotto viene stoccato in HT. Da quest'ultimo l'idrogeno è prelevato per alimentare la PEMFC, per soddisfare l'eventuale carico diretto di idrogeno dell'utenza, o per la vendita.

Sul vettore termico confluiscono i recuperi di calore cogenerativo di ICE e PEMFC e il calore prodotto da CD; l'unico utilizzatore è il carico termico dell'utenza, mentre l'accumulo termico TS assorbe i picchi di produzione e li restituisce nei momenti di maggiore domanda.

3.2 Componenti del sistema e modellazione

3.2.1 Elettrolizzatore: modellazione

Si vuole ottenere una curva che esprima l'efficienza del dispositivo in funzione della parzializzazione della potenza in input. Questa funzione deve essere una funzione lineare a tratti, così da poterne permettere l'utilizzo in un *mixed integer linear problem*. Come proposto nella Sez. 2.2.2, viene calcolato il potenziale reversibile di reazione V_{rev} , note la pressione e la temperatura della cella. Esistono però barriere energetiche e processi parassiti che necessitano di energia per essere superati, è quindi necessario applicare ulteriore potenza elettrica, sotto forma di sovratensioni. Nel modello di riferimento, la tensione di cella V_{cell} è espressa come in Eq. 15 [12]:

$$V_{cell} = V_{rev} + V_{act} + V_{ohm} + V_{diff} \quad (15)$$

dove V_{act} è la sovratensione necessaria per l'attivazione del processo, calcolata con l'Eq. 19, V_{ohm} è la sovratensione necessaria per superare le resistenze ioniche ed elettriche, calcolata con l'Eq. 21, V_{diff} è la sovratensione necessaria a superare i fenomeni di trasporto di massa, calcolata con l'Eq. 24. V_{rev} è la tensione teorica necessaria per la reazione, cioè il potenziale di Nernst, espresso in funzione della temperatura e delle pressioni parziali dei gas al catodo e all'anodo dell'Eq. 16:

$$V_{rev}(T, p) = V_0(T, p_0) + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2}(p_{O_2})^{0.5}}{p_{H_2O}} \right) \quad (16)$$

dove $V_0(T, p_0)$ è la tensione reversibile al variare della temperatura in condizioni di pressione standard come in Eq. 17

$$V_0(T, p_0) = E_0 - 0,0009(T - T_{ref}) \quad (17)$$

E_0 è il potenziale di equilibrio in condizioni standard espresso come in Eq. 18:

$$E_0 = \frac{\Delta G}{2F} = 1,229 \text{ V} \quad (18)$$

Le pressioni p sono le pressioni parziali dei gas all'anodo e al catodo. Si assume che i gas in uscita siano saturi di vapore acqueo; pertanto, la pressione parziale dell'acqua è pari alla pressione di saturazione alla temperatura operativa: $p_{H_2O} = p_{H_2O, sat}$.

La temperatura di riferimento è $T = 298,15 \text{ K}$, $F = 96485 \text{ C mol}^{-1}$ è la costante di Faraday, $R = 8,3145 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$ la costante universale dei gas, i è la densità di corrente, espressa in A cm^{-2} . In questo modello $i \in [0 : 1,8 \text{ A cm}^{-2}]$

Per avviare le reazioni è necessario superare le barriere energetiche, questo richiede una sovratensione chiamata di attivazione sia all'anodo (*an*) che al catodo (*cat*). Le reazioni sono analoghe ai due lati della membrana, di conseguenza sono espresse una sola volta con pedice $k = [an, cat]$.

$$V_{act,k}(i) = \frac{RT}{\alpha_k F} \operatorname{arcsinh} \left(\frac{i}{i_{0,k}} \right) \quad k \in [an, cat] \quad (19)$$

$$i_{0,k} = \gamma_M i_{0,ref,k} \quad k \in [an, cat] \quad (20)$$

γ_M è il *roughness factor* calcolato come proposto in letteratura [26], in funzione delle caratteristiche della membrana utilizzate in [25]. $i_{0,ref,an}$, $i_{0,ref,cat}$ (valori riportati in Tab. 5) sono le densità di corrente di scambio.

La membrana dell'elettrolizzatore modellato è in Nafion 117, stato dell'arte secondo [3]. Il trasporto di protoni attraverso la membrana e di elettroni nel circuito causa una sovratensione ohmica, modellata con l'espressione 21:

$$V_{ohm} = (ASR_{mem} + ASR_{el}) \cdot i \quad (21)$$

La resistenza ohmica totale della cella è espressa tramite la resistenza areica specifica (*Area Specific Resistance*, ASR), grandezza che quantifica la caduta di tensione resistiva per unità di superficie elettrodica e consente un confronto diretto tra celle di dimensioni diverse. Essa è suddivisa in un contributo elettronico ASR_{el} , e in un contributo della membrana ASR_{mem} , calcolato con l'Eq.22

$$ASR_{mem} = \frac{\delta_{mem}}{\sigma_{mem}} \quad (22)$$

dove δ_{mem} è lo spessore della membrana e σ_{mem} è la sua conducibilità ionica, valutata in funzione della temperatura a partire dal valore di riferimento $\sigma_{mem,ref}$ tramite l'Eq. (23):

$$\sigma_{mem} = \sigma_{mem,ref} \exp \left(\frac{-E_{a,mem} \cdot 10^3}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right). \quad (23)$$

dove T è la temperatura della cella, $E_{a,mem}$ è l'energia di attivazione necessaria per il trasporto del protone attraverso la membrana.

Il trasporto di massa gassosa attraverso la membrana necessita l'imposizione di una sovratensione di diffusione; nella letteratura [27], viene trascurata la sovratensione di diffusione catodica, il cui valore è inferiore di un ordine di grandezza rispetto a quella anodica [25], che viene calcolata con l'Eq:

$$V_{diff,an} = \frac{RT}{4F} \ln \left(1 - \frac{i}{i_{l,an}} \right) \quad (24)$$

$i_{l,an}$ è la densità di corrente limite all'anodo.

Avendo definito tutti i componenti per calcolare V_{rev} , è possibile calcolare l'efficienza di tensione η_V , definita come il rapporto tra la tensione la tensione reversibile alla tensione di cella, calcolata con Eq. 25.

$$\eta_V = \frac{V_{rev}}{V_{cell}} \quad (25)$$

Al fine di calcolare l'efficienza della cella, è necessario tenere conto di quanta corrente effettivamente partecipi alla produzione di idrogeno in output rispetto a quella immessa nel sistema. Questo fenomeno, influenzato principalmente dal crossover dell'idrogeno attraverso la membrana, viene misurato con l'efficienza di Faraday. Nella letteratura [18], questo parametro viene calcolato assumendo che i fenomeni di crossover dell'idrogeno e dell'ossigeno attraverso la membrana siano l'unico fattore di influenza.

Nella letteratura sono presenti articoli in cui l'efficienza di Faraday viene ritenuta costante [27], con valori prossimi all'unità, ma questa approssimazione è valida solo per un funzionamento in prossimità del punto di funzionamento nominale del dispositivo, per bassi carichi diventa necessaria una modellazione accurata dell'efficienza [18].

$$\eta_{Faraday} = \frac{Q_{id}}{Q} = 1 - \frac{\Phi_{H_2}}{\Gamma_{H_2}} - 2 \frac{\Phi_{O_2}}{\Gamma_{O_2}} \quad (26)$$

dove Φ è la portata che attraversa la membrana, mentre Γ è la portata effettivamente prodotta, calcolata con le Eq. 27, 28. Il fattore 2 tiene conto del fatto che ogni molecola di O_2 che attraversa la membrana per crossover reagisce con due molecole di H_2 [18].

$$\Gamma_{H_2} = \frac{i}{2F} \quad (27)$$

$$\Gamma_{O_2} = \frac{i}{4F} \quad (28)$$

F è la costante di Faraday. Secondo il modello utilizzato, il fenomeno che governa il crossover è la diffusione attraverso la membrana, questa viene calcolata con le Eq. 29, 30, con coefficienti di permeabilità presenti in [28].

$$\Phi_{H_2} = \varepsilon_{H_2}^{diff} \frac{p_{H_2,local}}{\delta_{mem}} \quad (29)$$

$$\Phi_{O_2} = \varepsilon_{O_2}^{diff} \frac{p_{O_2,local}}{\delta_{mem}} \quad (30)$$

con δ_{mem} spessore della membrana e $\varepsilon_{H_2}^{diff}$, $\varepsilon_{O_2}^{diff}$ coefficienti di permeabilità.

Si ritiene che la pressione in prossimità della membrana aumenti linearmente con la densità di corrente, in quanto aumentano con essa le reazioni, secondo la legge di Faraday.

$$p_{H_2,local} = p_{cat} - p_{H_2O} + A_{H_2} i \quad (31)$$

$$p_{O_2,local} = p_{an} - p_{H_2O} + A_{O_2} i \quad (32)$$

Si calcola l'efficienza di cella:

$$\eta_{cell} = \eta_{voltage} \cdot \eta_{Faraday} \quad (33)$$

L'efficienza di sistema viene stimata supponendo che gli ausiliari assorbano potenza in maniera lineare con la parzializzazione [12]. In condizioni nominali, gli ausiliari assorbono il 10% della potenza elettrica nominale dell'elettrolizzatore. In condizioni di carico minimo, gli ausiliari assorbono il 29% della loro potenza massima, corrispondente al 2,9% della potenza nominale dell'elettrolizzatore.

Si calcola l'efficienza del sistema:

$$\eta_{sys} = \frac{P_{out}}{P_{in} + P_{aux}} \quad (34)$$

$$P_{out} = V_{rev} \cdot i \quad (35)$$

è la potenza chimica contenuta nelle molecole di idrogeno, per unità di area della membrana.

$$P_{in} = V_{cell} \cdot i \quad (36)$$

è la potenza elettrica in ingresso alla cella per unità di area membranale, escludendo la potenza assorbita dagli ausiliari.

In questo modo si ottiene un'espressione dell'efficienza che è indipendente dall'area della cella e dal numero degli stack in serie e parallelo, così da poter essere utilizzata per diverse taglie di un dispositivo.

Si ottengono delle curve di efficienza in funzione della parzializzazione della potenza in ingresso normalizzando l'output e l'input rispetto a quelli nominali.

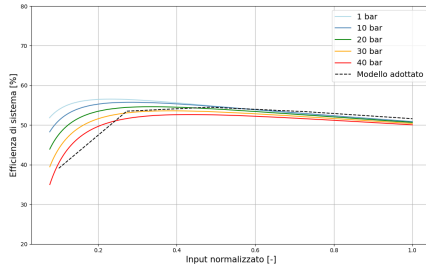


Figura 8: Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60^\circ\text{C}$.

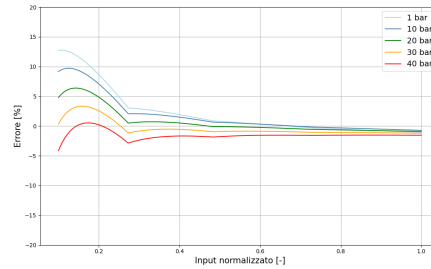


Figura 9: Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 60^\circ\text{C}$.

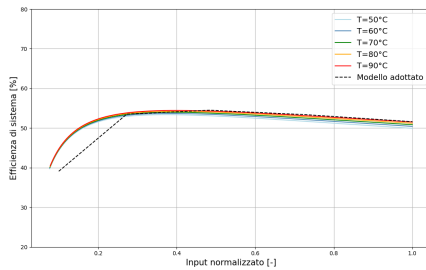


Figura 10: Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della temperatura e il modello adottato (linea tratteggiata), $p = 30\text{ bar}$.

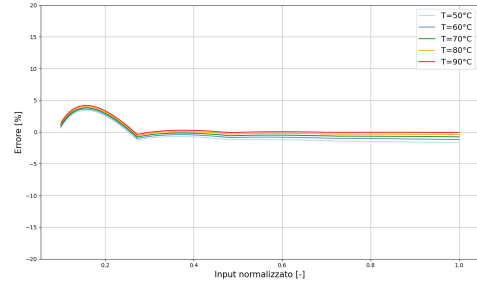


Figura 11: Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della temperatura, $p = 30\text{ bar}$.

Il modello è valido per dispositivi che condividono il materiale della membrana e dei catalizzatori (Nafion 117), lo spessore della membrana e dei catalizzatori, e che operano in condizioni di temperatura e pressione uniformi all'interno dello stack.

Il modello utilizzato è quello proposto in [12]. È un set di punti che linearizza a tratti la curva di efficienza in funzione della parzializzazione, con un errore relativo massimo inferiore al 5% rispetto alla curva di efficienza ottenuta con il modello elettrochimico, per $p = 30$ bar, $T = 60$ °C. Per verificare la robustezza del modello linearizzato al di fuori delle condizioni di calibrazione, la curva PWL è stata confrontata con quella del modello elettrochimico al variare della pressione anodica e della temperatura di stack. Le Fig. 15 e 10 riportano, per ciascuna condizione, la curva di efficienza del modello elettrochimico e quella linearizzata (tratteggiata), mentre all'errore assoluto rispetto al modello utilizzato viene mostrato in Fig. 16, 11.

Dal confronto al variare della pressione (Fig. 15) emerge che l'errore è più pronunciato alle basse parzializzazioni e si riduce progressivamente all'aumentare del carico, in modo coerente con la struttura lineare a tratti del modello. A pressioni lontane dal valore di calibrazione — in particolare a 1 bar — l'errore nella zona di basso carico supera il 10 %, mentre a 30 bar rimane contenuto sull'intero intervallo operativo. Il confronto al variare della temperatura (Fig. 10) mostra invece che le curve di efficienza sono molto meno sensibili a questo parametro: l'errore relativo rimane inferiore al 5 % per tutte le temperature nel range da 50 °C a 90 °C, indicando che la temperatura esercita un'influenza secondaria rispetto alla pressione sulla forma della curva. Nelle condizioni operative del sistema in esame ($p = 30$ bar, $T = 60$ °C), l'errore massimo del modello linearizzato è inferiore al 5 %, valore ritenuto accettabile ai fini dell'ottimizzazione.

Tabella 5: Parametri del modello dell'elettrolizzatore PEM

Parametro	Simbolo	Valore	Unità	Ref.
<i>Parametri elettrochimici</i>				
Potenziale reversibile (std.)	E_0	1,229	V	[12]
Temperatura di riferimento	T_{ref}	298,15	K	–
Costante di Faraday	F	96 485	C mol ⁻¹	–
Costante universale dei gas	R	8,3145	J mol ⁻¹ K ⁻¹	–
<i>Sovratensione di attivazione</i>				
Energia di attivazione (an.)	$E_{act,an}$	59,95	kJ mol ⁻¹	[25]
Energia di attivazione (cat.)	$E_{act,cat}$	8,57	kJ mol ⁻¹	[25]
Corrente di scambio (an.)	$i_{0,ref,an}$	$4,38 \times 10^{-9}$	A cm ⁻²	[25]
Corrente di scambio (cat.)	$i_{0,ref,cat}$	$4,94 \times 10^{-3}$	A cm ⁻²	[25]
Densità di corrente limite	$i_{l,an}$	6	A cm ⁻²	[25]
<i>Roughness factor</i> (an.)	$\gamma_{M,an}$	688	-	[26]
<i>Roughness factor</i> (cat.)	$\gamma_{M,cat}$	233	-	[26]
<i>Sovratensione ohmica — membrana Nafion 117</i>				
Energia di attivazione	$E_{a,mem}$	10,32	kJ mol ⁻¹	[25]
Resistenza elettrica specifica	ASR_{el}	$7,48 \times 10^{-2}$	Ω cm ²	[25]
Spessore membrana	δ_{mem}	0,0183	cm	[25]
<i>Crossover (Nafion 117)</i>				
Coeff. di permeabilità H_2	$\varepsilon_{H_2}^{diff}$	$5,31 \times 10^{-11}$	mol cm ⁻¹ bar ⁻¹ s ⁻¹	[18]
Coeff. di permeabilità O_2	$\varepsilon_{O_2}^{diff}$	$2,26 \times 10^{-11}$	mol cm ⁻¹ bar ⁻¹ s ⁻¹	[18]
Fattore moltiplicativo	A_{H_2}	8	bar cm ² A ⁻¹	[28]
Fattore moltiplicativo	A_{O_2}	9.4	bar cm ² A ⁻¹	[28]
<i>Ausiliari</i>				
P ausiliari (nominale)	$P_{aux,nom}$	10	% $P_{el,nom}$	[12]
P ausiliari (minimo)	$P_{aux,idle}$	2.9	% $P_{el,nom}$	[12]
<i>Condizioni operative del modello linearizzato</i>				
Pressione stack	p	30	bar	[12]
Temperatura stack	T	60	°C	[12]

3.2.2 Elettrolizzatore: validazione

In letteratura, la modellazione di questi elementi è in genere specifica per il funzionamento in condizioni quasi-statiche della cella, espressa in ultima analisi con l'espressione delle curve di polarizzazione $V - I$; quindi, trascurando l'influenza degli ausiliari nel sistema, oppure ipotizzando l'efficienza costante durante l'utilizzo del dispositivo, supponendo un funzionamento in regime nominale. In questo lavoro si è voluto modellare anche la variazione dell'efficienza con il carico, in quanto il dispositivo viene utilizzato anche come parte del sistema di accumulo energetico, variando dunque il carico.

Al fine di poterle confrontare con il modello utilizzato, è stato necessario adattare le curve di polarizzazione alla presenza degli ausiliari. le curve di polarizzazione sono state estratte dalle figure presenti in letteratura [3]. Dal set di punti ottenuto, è stata ricavata la potenza della cella per unità di area in output e quella in input utilizzando le Eq. (35) e (36). La potenza assorbita dagli ausiliari è stata modellata come lineare rispetto alla potenza in input, come in [25].

Al fine di eseguire un confronto su elettrolizzatori della stessa tecnologia ma di diversi costruttori e che operano a diverse condizioni di pressione e temperatura, [3] utilizza un valore di riferimento di 1,25 V per confrontare elettrolizzatori che operano a temperature e pressioni diverse tra loro.

Viene calcolata l'efficienza, come proposto nella Sez. 3.2.1:

$$\eta_{sys} = \frac{P_{out}}{P_{in} + P_{aux}} \quad (37)$$

mentre la parzializzazione:

$$z_{EL} = \frac{P_{in}}{P_{in,max}} = \frac{i \cdot V(i)}{i_{max} \cdot V(i_{max})} \quad (38)$$

i modelli ricreati e il modello utilizzato sono stati confrontati graficamente come mostrato in Fig. 12 per verificare che la linearizzazione a tratti utilizzata rientrasse nell'intervallo dei dati sperimentali disponibili in letteratura. Le curve di polarizzazione utilizzate per il confronto sono state estratte da [3], selezionando dispositivi PEM che operano a pressioni $p =$ da 20 bar a 40 bar, e a temperature $T =$ da 50 °C a 90 °C, con densità di corrente $i =$ da 0 A cm⁻² a 2 A cm⁻².

Il confronto tra i modelli ricavati dalla letteratura e il modello adottato è riportato in Fig. 12. Il modello si colloca all'interno dell'intervallo dei dati disponibili, confermandone la rappresentatività per la tecnologia PEM nelle condizioni operative considerate.

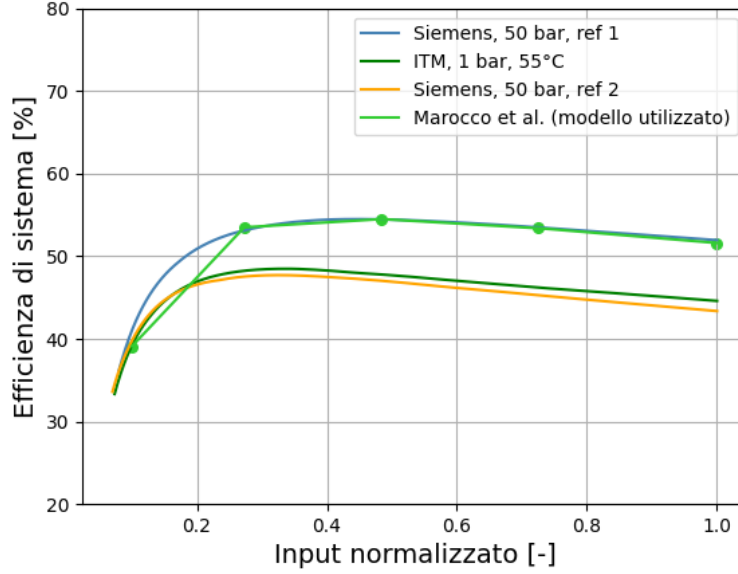


Figura 12: Confronto delle curve di efficienza tra modelli presenti in letteratura e modello utilizzato.

3.2.3 Fuel cell: modellazione

Si vuole ottenere una curva che esprima l'efficienza del dispositivo in funzione della parzializzazione dell'input, così da ottenere una relazione tra la potenza immessa nel sistema e quella in uscita da esso. Si vuole arrivare ad una linearizzazione a tratti (PWL *Piecewise linear*) dell'efficienza η_{FC} in funzione della parzializzazione dell'input z_{FC} . La tensione ai capi di una fuel cell è data dalla tensione reversibile, alla quale sono sottratte le sovratensioni:

$$V_{cell} = V_{rev} - V_{act} - V_{ohm} - V_{diff} \quad (39)$$

La tensione reversibile proposta in letteratura [25]:

$$V_{rev}(T, p) = 1,228 - 0,85 \times 10^{-3}(T - T_{ref}) + 4,3086 \times 10^{-5} \cdot T \cdot \ln(p_{H_2,an}(p_{O_2,cat})^{0.5}) \quad (40)$$

dove $p_{H_2,an}$ e $p_{O_2,cat}$ sono le pressioni parziali di idrogeno all'anodo e di ossigeno al catodo, rispettivamente, espresse in bar, T è la temperatura della cella, espressa in K, $T_{ref} = 298,15$ K. Parte di questa tensione è utilizzata per superare barriere energetiche, resistenze ioniche ed elettriche e fenomeni parassiti di trasporto di massa. Questi fenomeni determinano una riduzione della tensione disponibile ai morsetti del dispositivo rispetto al valore reversibile teorico.

La sovratensione di attivazione anodica e catodica è calcolata in modo analogo a quella dell'elettrolizzatore:

$$V_{act,k}(i) = \frac{RT}{\alpha_k F} \operatorname{arcsinh} \left(\frac{i}{i_{0,k}} \right) \quad (41)$$

Calcolata la corrente di riferimento:

$$i_{0,k} = \gamma_M \cdot i_{0,ref,k} \quad (42)$$

γ_M è il *roughness factor*, definito come il rapporto tra la superficie elettrochimicamente attiva e l'area geometrica della membrana, viene calcolato come proposto in [26], in funzione delle caratteristiche della membrana utilizzata, presenti in [25], $i_{0,ref,an} = 4,6 \times 10^{-3} \text{ A cm}^{-2}$, $i_{0,ref,cat} = 1,39 \times 10^{-8} \text{ A cm}^{-2}$.

La sovratensione ohmica è calcolata con l'espressione:

$$V_{ohm} = (ASR_{mem} + ASR_{el})i \quad (43)$$

con $ASR_{el} = 2,96 \Omega \text{ cm}^2$

$$ASR_{mem} = \frac{\delta_{mem}}{\sigma_{mem}} \quad (44)$$

con $\delta_{mem} = 0,0183 \text{ cm}$.

Conducibilità della membrana calcolata con:

$$\sigma_{mem} = \sigma_{mem,ref} \exp \left(\frac{-E_{a,mem} \times 10^3}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right) \quad (45)$$

con $\sigma_{mem,ref} = 0,070 \Omega^{-1} \text{ cm}^{-1}$, $E_{a,mem} = 9,82 \text{ kJ mol}^{-1}$.

Sovratensione di diffusione anodica e catodica calcolata con l'espressione:

$$V_{diff,k} = \frac{RT}{2F} \ln \left(1 - \frac{i}{i_{l,k}} \right), \quad k \in \{\text{an, cat}\} \quad (46)$$

Note queste grandezze in funzione della corrente, della pressione e della temperatura, è possibile calcolare l'espressione dell'efficienza di tensione:

$$\eta_{voltage} = \frac{V_{cell}}{V_{rev}} \quad (47)$$

L'efficienza del sistema è calcolata assumendo che la potenza assorbita dagli ausiliari cresca linearmente a partire da un valore non nullo in corrispondenza della condizione di minimo e un massimo in corrispondenza del funzionamento nominale 8 % della potenza elettrica generata dalla fuel cell).

$$\eta_{system} = \frac{P_{out} - P_{aux}}{P_{in}} \quad (48)$$

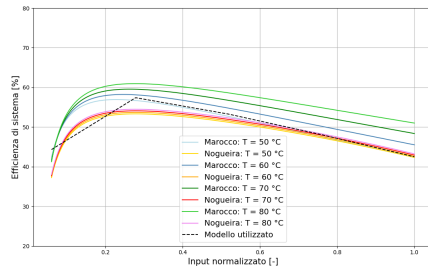


Figura 13: Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$.

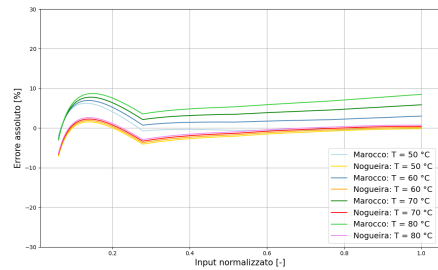


Figura 14: Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 80 \text{ }^\circ\text{C}$.

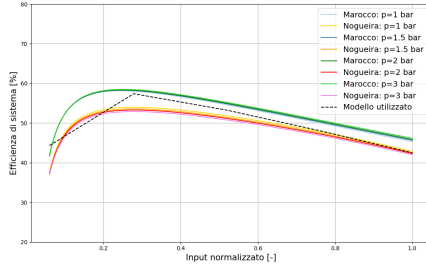


Figura 15: Confronto delle curve di efficienza di sistema al variare della pressione e il modello adottato (linea tratteggiata), $T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

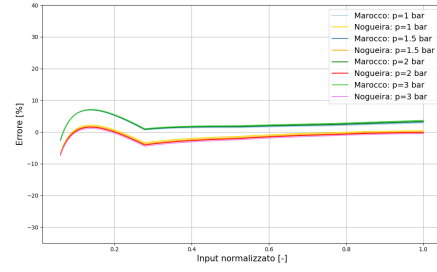


Figura 16: Errore assoluto tra modello adottato e curve di efficienza di sistema al variare della pressione, $T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Il modello è valido per dispositivi che condividono il materiale della membrana e dei catalizzatori (Nafion 117), lo spessore della membrana e dei catalizzatori, e che operano in condizioni di temperatura e pressione uniformi all'interno dello stack.

Il modello utilizzato è quello proposto in [12]. È un set di punti che linearizza a tratti la curva di efficienza in funzione della parzializzazione, con un errore relativo massimo inferiore al 5% rispetto alla curva di efficienza ottenuta con il modello elettrochimico, per $p = 1\text{ bar}$, $T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Il costo della fuel cell c_{FC} è stato fatto variare tra gli scenari di simulazione, il costo associato è di 2500 €/kW^{-1} , scenario ottimistico odierno, da 1000 €/kW^{-1} a 300 €/kW^{-1} , proiezione costo 2030 ottimistica [6].

Tabella 6: Parametri del modello della fuel cell PEM

Parametro	Simbolo	Valore	Unità	Ref.
<i>Parametri elettrochimici</i>				
Potenziale reversibile (std.)	E_0	1,229	V	[12]
Temperatura di riferimento	T_{ref}	298,15	K	–
Costante di Faraday	F	96 485	C mol ⁻¹	–
Costante universale dei gas	R	8,3145	J mol ⁻¹ K ⁻¹	–
<i>Sovratensione di attivazione</i>				
Energia di attivazione (an.)	$E_{a,act,an}$	19,92	kJ mol ⁻¹	[25]
Energia di attivazione (cat.)	$E_{a,act,cat}$	70,09	kJ mol ⁻¹	[25]
Corrente di scambio (an.)	$i_{0,ref,an}$	$4,6 \times 10^{-3}$	A cm ⁻²	[25]
Corrente di scambio (cat.)	$i_{0,ref,cat}$	$1,39 \times 10^{-8}$	A cm ⁻²	[25]
Densità di corrente limite (an.)	$i_{l,an}$	2	A cm ⁻²	[25]
Densità di corrente limite (cat.)	$i_{l,cat}$	2	A cm ⁻²	[25]
<i>Roughness factor</i> (an.)	$\gamma_{M,an}$	233	–	[26]
<i>Roughness factor</i> (cat.)	$\gamma_{M,cat}$	688	–	[26]
<i>Sovratensione ohmica — membrana Nafion 117</i>				
Energia di attivazione	$E_{a,mem}$	9,82	kJ mol ⁻¹	[25]
Resistenza elettrica specifica	ASR_{el}	$2,96 \times 10^{-2}$	Ω cm ²	[25]
Spessore membrana	δ_{mem}	0,0183	cm	[25]
<i>Ausiliari</i>				
P ausiliari (nominale)	$P_{aux,nom}$	8	% $P_{el,nom}$	[12]
P ausiliari <i>idle</i>	$P_{aux,idle}$	4	% $P_{el,nom}$	[12]
<i>Condizioni operative del modello linearizzato</i>				
Pressione stack	p	1	bar	[12]
Temperatura stack	T	80	°C	[12]

Il modello adottato per la PEMFC in configurazione cogenerativa utilizza un'efficienza globale costante $\eta_{CHP} = 0,85$, definita come rapporto tra la somma delle potenze utili (elettrica e termica) e la potenza chimica dell'idrogeno in ingresso:

$$\eta_{CHP} = \frac{P_{el,out} + Q_{th,out}}{P_{FC,in}} = 0,85 \quad (49)$$

La ripartizione tra output elettrico e termico è fissa al punto nominale: $\eta_{el} = 0,47$ $\eta_{th} = 0,38$ [15]. Questa ipotesi semplifica il comportamento a carico parziale, trascurando la variazione dell'efficienza con la parzializzazione. La sua adeguatezza per ottimizzazioni su base oraria annuale è discussa nel Cap. 2.

3.2.4 Fuel cell: validazione

Le curve di polarizzazione utilizzate per il confronto sono presenti in [29], [30], [31], sono stati selezionati dispositivi PEM operanti a pressioni p = da 1 bar a 3 bar, a temperature T = da 50 °C a 90 °C e con densità di corrente i = da 0 A cm⁻² a 1,6 A cm⁻². Nella letteratura, il modello proposto da [31]

presenta, oltre alle curve di polarizzazione, la potenza elettrica in output in funzione della potenza in input; può dunque essere riscaldato per un confronto con il modello utilizzato. Nell'articolo è disponibile l'espressione delle curve di polarizzazione, che è stata utilizzata per generare la curva di efficienza di sistema utilizzando la modellazione degli ausiliari proposta in [25]. I due modelli sono mostrati in Fig. 17 rispettivamente come "Nogueira et al." e "Nogueira et al., curva di polarizzazione", al fine di verificare l'applicabilità della modellazione degli ausiliari. Gli altri modelli esposti sono stati ricavati da Wang et al. [30] e Li et al. [29]. Sono state ricavate le curve di efficienza in funzione della parzializzazione del carico a partire dalle curve di polarizzazione come descritto.

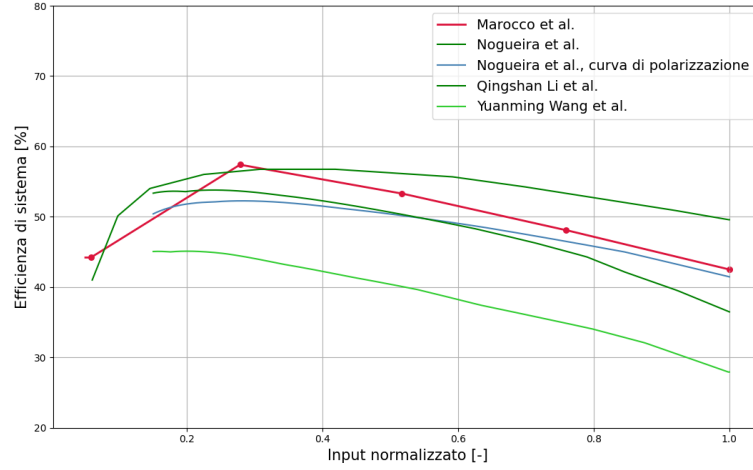


Figura 17: Confronto curve di efficienza modelli presenti in letteratura e modello utilizzato

Dal confronto in Fig. 17 si constata che la curva di efficienza del modello utilizzato è rappresentativa sia dell'andamento sia dei valori dell'efficienza tipici delle fuel cell, in quanto la curva si colloca all'interno dell'intervallo di dati presenti in letteratura.

Note le efficienze del sottosistema ad idrogeno, è possibile calcolarne l'efficienza massima, moltiplicando i valori massimi di $\eta_{EL} = 54\%$ e $\eta_{FC} = 57\%$. Si ottiene un'efficienza elettrica massima $\eta_{H_2} = 31\%$; mentre, considerando la cogenerazione della Fuel Cell, si ottiene $\eta_{H_2,CHP} = 46\%$. In entrambi i casi, più della metà dell'energia elettrica inserita nel sistema viene persa.

3.2.5 Serbatoio di idrogeno

L'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore viene stoccato all'interno del serbatoio di idrogeno (HT). È stato preso a riferimento il modello proposto da [12], che prevede uno stoccaggio dell'idrogeno a una pressione massima di 28 bar e minima di 3 bar, in modo che non sia necessaria la presenza di un compressore né tra il serbatoio e l'elettrolizzatore, che produce idrogeno a una pressione di 30 bar, né tra il serbatoio e la fuel cell, che opera a una pressione di 1 bar.

L'equazione di bilancio adottata è basata sull'energia stoccata:

$$E_{H_2}(t+1) = E_{H_2}(t) + P_{EL,out} \cdot \Delta t - P_{FC,in} \cdot \Delta t - LHV_{H_2} \cdot (\dot{m}_{load} + \dot{m}_{sell}) \cdot \Delta t \quad (50)$$

con i vincoli:

$$E_{H_2,min} \leq E_{H_2}(t) \leq E_{H_2,max} \quad (51)$$

Il contenuto energetico del serbatoio deve rimanere tra i valori massimo e minimo, che a loro volta dipendono dal volume del serbatoio $V_{H_2}[\text{m}^3]$: $E_{H_2,min} = \frac{LHV_{H_2} \cdot p_{min}}{R \cdot T} \cdot V_{H_2}$, $E_{H_2,max} = \frac{LHV_{H_2} \cdot p_{max}}{R \cdot T} \cdot V_{H_2}$, con $LHV_{H_2} = 33,33 \text{ kWh kg}^{-1}$. La variabile associata al serbatoio di idrogeno è il volume V_{H_2} .

Tabella 7: Parametri del modello del serbatoio di idrogeno.

Parametro	Simbolo	Valore
Pressione minima [bar]	p_{min}	3
Pressione massima [bar]	p_{max}	28
Costo [€ m^{-3}]	c_{HT}	1000

3.2.6 Impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico (PV) utilizza pannelli del modello Sunpower "Performance 7" [32], caratterizzati da potenza nominale di 555 W nelle condizioni standard (1000 W m^{-2} , 25°C), area del pannello $A_{PV} = 2,54 \text{ m}^2$, efficienza nelle condizioni standard $\eta_{PV,std} = 22,7\%$, una vita utile dichiarata di 30 anni e un costo di $C_{PV} = 300 \text{ €}$ per pannello.

L'efficienza dipende da irradianza, temperatura dell'aria e angolo di incidenza. Per tenere conto di questi fattori, è stato utilizzato un modello di PV con efficienza costante, pari a $\eta_{PV} = 15\%$, una stima della media dell'efficienza espressa in funzione dei parametri sopra citati, utilizzata anche in [24]. La potenza nominale del singolo pannello, calcolata in Eq. 52, è quindi ridotta a 367 W, calcolata come area del pannello,

$$P_{nom,1,PV} = 1000 \text{ W m}^{-2} \cdot \eta_{PV} \cdot A_{PV} \quad (52)$$

La potenza elettrica espressa dal PV nel modello utilizzato è calcolata con l'espressione:

$$P_{el,PV} = GHI(t) \cdot \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot n_{PV} \quad (53)$$

dove $GHI(t)$ è la *Global Horizontal Irradiance*, espressa in W m^{-2} . La variabile associata al PV è il numero di pannelli solari installati n_{PV} .

Tabella 8: Parametri del modello del PV

Parametro	Simbolo	Valore
Efficienza [%]	η_{PV}	15
Efficienza nominale [%]	$\eta_{PV,std}$	22,7
Area singolo pannello [m^2]	A_{PV}	2,54
Costo unitario [€ per modulo]	c_{PV}	300
Potenza nominale [kW per modulo]	$P_{nom,1,PV}$	367

3.2.7 Motore a combustione interna

Il sistema comprende un motore a combustione interna in assetto cogenerativo. Per il dimensionamento, è stato preso a riferimento il catalogo dell'azienda Tessari [33]; la taglia del dispositivo corrisponde alla potenza elettrica in output al punto di funzionamento nominale, cioè a pieno carico. Sono state utilizzate le curve di efficienza proposte in [23], tenendo in considerazione lo stato di accensione, un minimo tecnico di funzionamento pari al 20 % dell'erogazione nominale. Il combustibile utilizzato è gas naturale prelevato dalla rete, caratterizzato da potere calorifico inferiore $LHV = 14,44 \text{ kW h kg}^{-1}$ e densità $\rho = 0,656 \text{ kg L}^{-1}$ [34].

Il costo di investimento per i motori è stato fissato a 1000 € kW^{-1} [22], i costi annuali di manutenzione sono del 4 % dei costi di investimento. I motori a combustione interna hanno una vita utile superiore all'intervallo di analisi, non è stato imposto un costo di sostituzione.

Sono stati utilizzati i costi medi semestrali del gas dalla rete, misurati in $\text{€ kW}^{-1} \text{ h}^{-1}$, valori presenti in [35].

Sono state modellate le curve di efficienza termica ed elettrica in condizioni quasi-stazionarie come proposto in [23]. Viene espressa l'efficienza elettrica e termica in funzione della parzializzazione del carico rispettivamente con due curve di efficienza linearizzate a tratti (PWL). Si calcola la potenza elettrica in uscita dal sistema ICE con l'Eq. 54.

$$P_{el,ICE}(t) = S_{ICE} \cdot z_{ICE}(t) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (54)$$

è la potenza elettrica espressa dal motore, S_{ICE} è la taglia del motore, $z_{ICE}(t)$ è la parzializzazione del carico, $\delta_{ICE}(t)$ è una variabile binaria che indica lo stato di accensione del dispositivo.

$$P_{in,ICE}(t) = \frac{P_{el,out}(t)}{\eta_{ICE,el}(z_{ICE}(t))} \quad (55)$$

è la potenza in ingresso al motore:

$$P_{in,ICE} = \dot{m}_{CH_4} \cdot LHV_{CH_4} \quad (56)$$

Il modello termico è analogo, nota la $P_{in,ICE}$, si calcola la potenza termica cogenerata con l'Eq. 57:

$$P_{th,ICE}(t) = P_{in,ICE} \cdot \eta_{ICE,th}(z_{ICE}(t)) \cdot \delta_{ICE}(t) \quad (57)$$

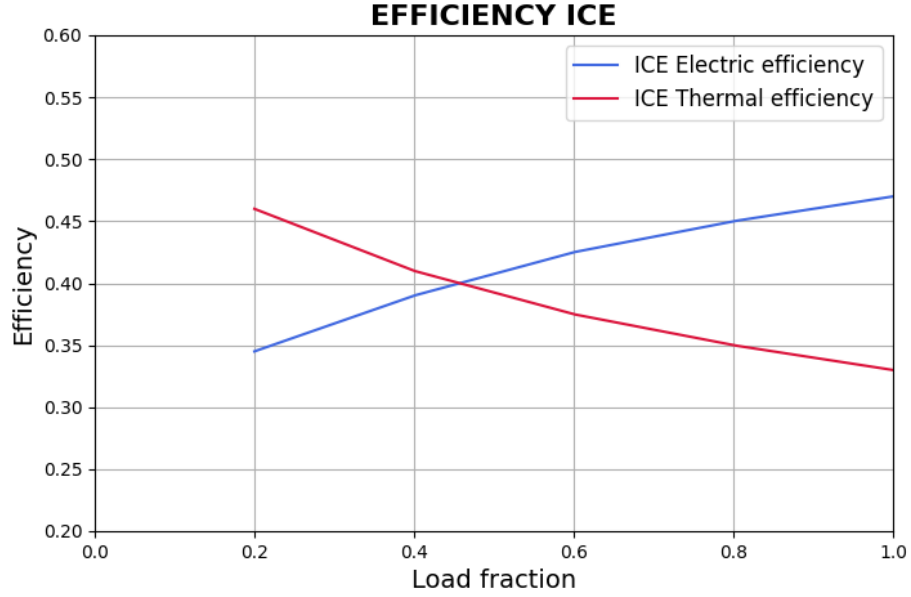


Figura 18: Curve di efficienza elettrica e termica motore a combustione interna.

Il modello è utilizzato in [23] e si assume già validato. La variabile decisionale per il dimensionamento dell'ICE è la sua taglia S_{ICE} , mentre per la gestione energetica le variabili sono lo stato di accensione δ_{ICE} e la parzializzazione del carico z_{ICE}

Tabella 9: Parametri del modello del ICE

Parametro	Simbolo	Valore
Efficienza elettrica	$\eta_{ICE,el}$	Curva di efficienza PWL
Efficienza termica	$\eta_{ICE,th}$	Curva di efficienza PWL
Costo unitario [€kW^{-1}]	c_{ICE}	1000

3.2.8 Batteria

Il sistema di accumulo elettrochimico è costituito da moduli batteria BYD "Battery-Box Premium LVS" [36]. La scelta di includere un sistema di accumulo elettrico è motivata dalla necessità di compensare i transitori rapidi del carico che l'elettrolizzatore e la fuel cell non sono in grado di seguire con sufficiente velocità di risposta. Il ruolo primario di accumulo energetico è affidato al vettore idrogeno, mentre le batterie fungono da buffer di breve periodo. I moduli sono collegabili in configurazione modulare, con un numero di serie compreso tra 1 e 4 e un numero di paralleli compreso tra 1 e 16. La configurazione ottimale è determinata dall'algoritmo di ottimizzazione, che ha come variabile decisionale il numero di moduli N_{BAT} . La capacità totale installata si calcola

come:

$$C = N_{BAT} \cdot C_{mod} \quad (58)$$

dove $C_{mod} = 4 \text{ kWh}$ è la capacità del singolo modulo. Il bilancio energetico della batteria è:

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{\eta_{BT} \cdot P_{ch,BT}(t) - P_{dis,BT}(t)/\eta_{BT}}{C_{BT}} \cdot \Delta t \quad (59)$$

con $C_{BT} = N_{BAT} \cdot C_{mod}$ la capacità totale installata.

I parametri del modello sono riportati in Tab 10. Lo stato di carica varia tra SOC_{min} e SOC_{max} , il $C\text{-rate}$ è $CR_{mod} = 0,3 \text{ h}^{-1}$.

Tabella 10: Parametri del modello della batteria.

Parametro	Simbolo	Valore
Efficienza [%]	η_{BT}	96
Corrente massima di scarica [A]	$I_{max,BT}$	50
SOC minimo [%]	SOC_{min}	20
SOC massimo [%]	SOC_{max}	80
C-rate [h^{-1}]	CR_{mod}	0,3
Capacità modulo [kWh]	C_{mod}	4
Costo unitario [€]	c_{BT}	300

3.2.9 Caldaia

Per consentire al sistema di soddisfare la richiesta termica, oltre all'output termico di FC e ICE, è stata utilizzata una caldaia a gas naturale. In questo lavoro, l'efficienza della caldaia è costante, con un valore utilizzato in letteratura di $\eta_{CD} = 0,80$ e con un costo di 51 €/kW^{-1} [22]. La potenza termica erogata dalla caldaia è:

$$Q_{CD}(t) = \dot{m}_{gas,CD}(t) \cdot LHV_{CH_4} \cdot \eta_{CD} \quad (60)$$

La taglia del dispositivo è imposta pari al massimo della richiesta termica da parte dell'utente, non è quindi un parametro di ottimizzazione.

3.2.10 Storage termico

Il sistema include un accumulo termico a calore sensibile (*thermal storage*, TS), costituito da un serbatoio d'acqua con temperatura in uscita costante.

La capacità termica massima è determinata dal volume installato $V_{TS} [\text{m}^3]$, viene calcolata con l'Eq. 61, dalla capacità termica specifica dell'acqua $c_{p,w} = 4,18 \text{ kJ kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$, dalla densità $\rho_w = 1000 \text{ kg m}^{-3}$ e dall'escursione di temperatura di progetto $\Delta T = 20 \text{ K}$:

$$E_{TS,max} = \frac{\rho_w \cdot c_{p,w} \cdot \Delta T}{3600} \cdot V_{TS} \quad (61)$$

Il bilancio energetico del serbatoio è:

$$E_{TS}(t+1) = E_{TS}(t) + (Q_{TS,in}(t) - Q_{TS,out}(t)) \cdot \Delta t \quad (62)$$

dove il calore immesso $Q_{TS,\text{in}}$ è la somma dei contributi della caldaia, della fuel cell e del motore a combustione interna:

$$Q_{TS,\text{in}}(t) = Q_{CD \rightarrow TS}(t) + Q_{FC \rightarrow TS}(t) + Q_{ICE \rightarrow TS}(t) \quad (63)$$

I vincoli sul contenuto energetico e sulla potenza termica scambiabile sono:

$$0 \leq E_{TS}(t) \leq E_{TS,\text{max}} \quad (64)$$

$$Q_{TS,\text{in}}(t), Q_{TS,\text{out}}(t) \leq Q_{TS,\text{max}} = 0.2 \cdot E_{TS,\text{max}} \quad (65)$$

Il limite di potenza in Eq. (65) corrisponde a un C-rate termico massimo di 0.2 h^{-1} , garantendo che il serbatoio non venga scaricato completamente in meno di 5 h. La condizione iniziale è fissata al 50 % della capacità massima:

$$E_{TS}(0) = 0.5 \cdot E_{TS,\text{max}} \quad (66)$$

Il costo di investimento è proporzionale al volume installato:

$$C_{TS} = c_{TS} \cdot V_{TS} \quad (67)$$

con $c_{TS} = 900 \text{ € m}^{-3}$, [23] riporta un valore di costo di 38 € kWh^{-1} . Il volume massimo installabile è $V_{TS,\text{max}} = 20 \text{ m}^3$. La variabile decisionale associata allo storage termico è il volume $V_{TS} [\text{m}^3]$. L'escursione di temperatura di progetto è fissata a $\Delta T = 20 \text{ K}$, compatibile con un impianto di riscaldamento residenziale a radiatori a bassa temperatura (mandata 55°C , ritorno 45°C), coerentemente con le temperature di uscita dei fluidi termici dalla fuel cell ($\approx 80^\circ\text{C}$) e dal motore ($\approx 90^\circ\text{C}$).

3.2.11 Tabelle riassuntive

Tabella 11: Costi dei dispositivi.

Dispositivo	CAPEX [€ kW^{-1}]	OPEX [% of CAPEX y^{-1}]
Elettrolizzatore	1000/500/300	4
Fuel Cell	1000/500/300	4
Motore	1000	4
Caldaia	51	/
Dispositivo	CAPEX [€ m^{-3}]	OPEX [% of CAPEX y^{-1}]
Serbatoio Idrogeno	1000	/
Storage termico	900	/
Dispositivo	CAPEX [€ module]	OPEX [% of CAPEX y^{-1}]
Batteria	300	/
Pannelli fotovoltaici	300	/

4 Algoritmo di ottimizzazione

Il presente capitolo descrive l'algoritmo di ottimizzazione adottato per il dimensionamento e la gestione energetica del sistema. Nella prima parte è illustrata l'architettura bi-livello, con la motivazione della scelta dell'algoritmo genetico per il livello di dimensionamento e di un algoritmo MILP per il livello di gestione. Sono quindi presentate la codifica delle variabili decisionali, la funzione obiettivo, i vincoli di bilancio energetico e i limiti operativi di ciascun componente. Il capitolo si conclude con la descrizione dei parametri dell'algoritmo genetico e del criterio di arresto adottato.

4.1 Architettura dell'algoritmo

Il problema di ottimizzazione del sistema è caratterizzato da due nature distinte: la scelta delle taglie dei componenti costituisce un problema combinatorio discreto, in cui le variabili assumono valori in un insieme finito predefinito, mentre la gestione oraria dell'energia — dato un insieme di taglie — presenta una struttura lineare mista intera risolvibile in modo efficiente da algoritmi dedicati. Affrontare i due livelli con un unico problema di ottimizzazione sarebbe computazionalmente intrattabile: lo spazio di ricerca del solo problema di *sizing* conta circa $1,3 \times 10^{10}$ configurazioni possibili, come riportato in Tab. 12.

Per questa ragione, il problema è stato decomposto in una struttura *bi-level* (*nested*), schematizzata in Fig. 19:

- **Livello superiore** — un algoritmo genetico (GA) esplora lo spazio discreto delle taglie, cercando il vettore $\mathbf{x}$ che massimizza il Valore Attuale Netto (VAN) del sistema:

$$\mathbf{x} = [x_{EL}, x_{FC}, x_{PV}, x_{HT}, x_{BT}, x_{TS}, x_{ICE}]$$

- **Livello inferiore** — per ogni individuo valutato dal GA, un problema MILP ottimizza la gestione energetica su base oraria annuale, restituendo il VAN come unico scalare al livello superiore.

Il valore della funzione obiettivo del GA coincide pertanto con il valore ottimo del problema MILP. I due livelli sono accoppiati in modo tale che il GA non ha accesso diretto alle variabili di gestione, ma ne osserva esclusivamente l'esito economico ottimizzato.

L'algoritmo genetico è stato implementato in Python tramite la libreria PyGAD [37], mentre il problema MILP è stato risolto con il solver Gurobi [38], richiamato ad ogni valutazione della funzione di fitness.

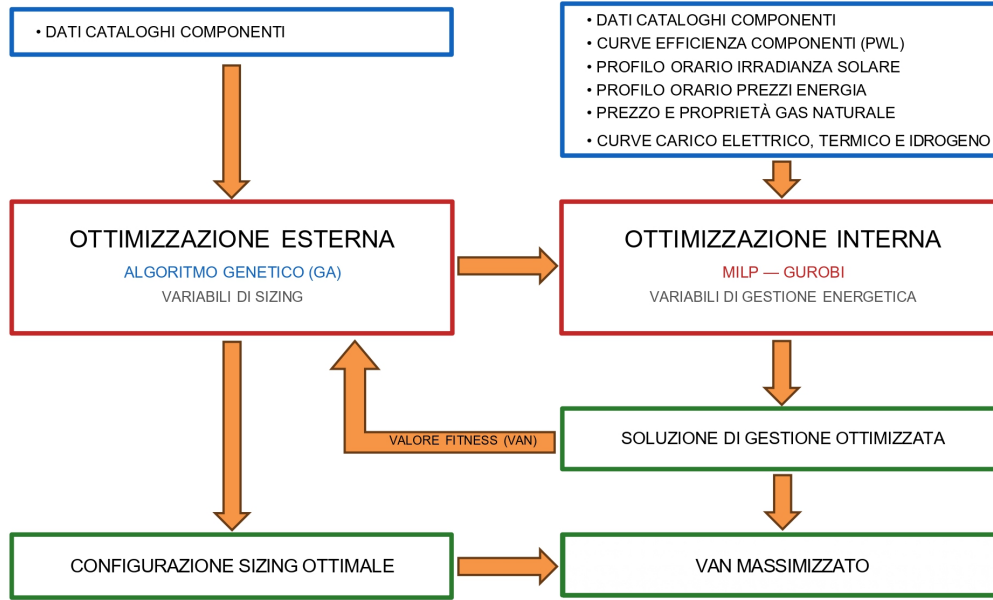


Figura 19: Architettura del codice di ottimizzazione. Elaborazione propria.

Tabella 12: Spazio di ricerca dell'algoritmo genetico.

Gene	Componente	N. valori	Range indice	Range fisico
x_0	PEMEL	16	0–15	0–2000 kW
x_1	PEMFC	12	0–11	0–425 kW _{el}
x_2	Impianto PV	81	0–4000*	0–4000 moduli
x_3	Serbatoio H ₂	50	0–49	0–49 m ³
x_4	Batteria	35	0–34	1–64 moduli
x_5	Storage termico	20	0–19	0–19 m ³
x_6	ICE	24	0–23	0–513 kW
Spazio totale $ \mathcal{X} $		$16 \times 12 \times 81 \times 50 \times 35 \times 20 \times 24 \approx 1,3 \times 10^{10}$		
*Il gene x_2 assume i valori $\{0, 50, 100, \dots, 4000\}$, ovvero multipli di 50 moduli.				

La caldaia non è inclusa tra le variabili di ottimizzazione dell'algoritmo genetico: la sua taglia è stata fissata in modo da garantire la copertura autonoma del picco del carico termico $Q_{T,load,max}$, indipendentemente dalla configurazione degli altri componenti. Essa svolge pertanto il ruolo di componente di *backup* sempre disponibile, il cui costo di investimento è incluso nel CAPEX di sistema ma non influenza lo spazio di ricerca del GA. Questa scelta consente di garantire la fattibilità termica del problema MILP per qualsiasi individuo valutato.

4.1.1 Scelta e motivazione degli algoritmi

Tra gli algoritmi evolutivi più diffusi in letteratura per problemi di dimensionamento di sistemi energetici si trovano il *Particle Swarm Optimization* (PSO) e il *Genetic Algorithm* (GA), come evidenziato nell'analisi bibliografica del Cap. 2. Nel PSO ogni individuo si muove iterativamente in uno spazio n -dimensionale, aggiornando la propria posizione in base all'ottimo locale e globale corrente. Nel GA ogni individuo è invece caratterizzato da un cromosoma — un vettore di geni — che evolve attraverso operatori di selezione, crossover e mutazione.

La scelta è ricaduta sul GA in quanto consente di associare direttamente ciascun gene a un indice di un vettore di taglie predefinito, come descritto in dettaglio nella Sez. 4.2.1. Questa proprietà è particolarmente adatta al caso in esame, in cui le taglie dei componenti non sono continue ma appartengono a insiemi discreti.

Per il livello di management, dato un vettore di taglie $\mathbf{x}$, il problema si riduce a ottimizzare i flussi energetici orari su un anno di funzionamento. La struttura lineare o linearizzabile a tratti dei modelli dei componenti — descritti nel Cap. 3 — rende questo problema affrontabile come un *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), che costituisce un compromesso accettabile tra accuratezza dei modelli e onere computazionale [12].

4.2 Livello superiore: Algoritmo Genetico

4.2.1 Codifica del cromosoma

Il cromosoma $\mathbf{x}$ è un vettore di sette interi, il cui significato differisce da gene a gene come descritto di seguito.

I geni del cromosoma codificano le taglie dei componenti secondo tre modalità distinte, in funzione della natura del componente. I geni x_0 , x_1 e x_6 , corrispondenti rispettivamente a PEMEL, PEMFC e ICE, sono indici che puntano ciascuno a un vettore di taglie predefinito espresse in kW_{el}: la taglia effettiva del componente è recuperata indicizzando il vettore corrispondente con il valore del gene. Il gene x_4 , relativo alla batteria, è invece un indice che punta simultaneamente a tre vettori — numero totale di moduli, numero di moduli in serie e numero di moduli in parallelo — da cui si ricavano la capacità energetica totale del pacco, pari al prodotto tra la capacità del singolo modulo e il numero totale di moduli, e la tensione totale, pari al prodotto tra la tensione di modulo e il numero di moduli in serie. Il gene x_2 , corrispondente all'impianto fotovoltaico, identifica direttamente il numero di pannelli installati e, a differenza degli altri geni, assume esclusivamente valori multipli di 50, ovvero $x_2 \in \{0, 50, 100, \dots, 5000\}$, così da ridurre lo spazio di ricerca mantenendo una granularità sufficiente. I geni x_3 e x_5 corrispondono rispettivamente a HT e TS, identificano il volume in m³ dei serbatoi, il cui contenuto energetico è ricavato di conseguenza rispettivamente nella Sez. 3.2.5 e nella Sez. 3.2.10.

4.2.2 Parametri dell'algoritmo genetico

I parametri dell'algoritmo genetico sono stati scelti come compromesso tra esplorazione dello spazio di ricerca e onere computazionale, e sono riportati in Tab. 13. L'operatore di selezione *tournament* è stato preferito alla selezione proporzionale (*roulette wheel*) poiché risulta meno sensibile alla dispersione dei valori di fitness, comune nelle prime generazioni quando molte soluzioni presentano VAN distante dall'ottimo. L'elitarismo garantisce che la miglior soluzione trovata non venga persa durante la fase di mutazione.

Tabella 13: Parametri dell’algoritmo genetico.

Parametro	Valore	Nota
Dimensione popolazione	16	individui per generazione
Genitori per accoppiamento	4	
Selezione genitori	<i>Tournament</i>	
Elitarismo	1	il miglior individuo è mantenuto
Geni mutati per individuo	2	
Probabilità di mutazione	0.8	per individuo
Tipo variabili	Interi	
Elaborazione parallela	5 thread	
<i>Criterio di arresto</i>		
Generazioni massime, $g_{\max}$	150	
Soglia di convergenza, ε	0,5 %	Miglioramento relativo minimo del VAN
Generazioni di stagnazione, n_{stall}	20	Generazioni consecutive sotto ε
Generazioni minime, $g_{\min}$	50	Prima di attivare il criterio di convergenza

Per ridurre i tempi di calcolo complessivi sono state considerate tre strategie di parallelizzazione:

1. valutazione seriale degli individui, con tutti i core disponibili assegnati a un singolo processo Gurobi per volta;
2. valutazione parallela degli individui tramite processi separati, con un core per processo;
3. valutazione parallela degli individui tramite thread, con un thread Gurobi per istanza.

La prima strategia non sfrutta il parallelismo a livello di popolazione, risultando inefficiente quando il numero di individui per generazione è elevato. La seconda, basata su processi separati, è sconsigliata dalla documentazione di PyGAD [37] in quanto incompatibile con la cache condivisa tra istanze descritta nella Sez. 4.4.

È stata adottata la terza strategia: n_{thread} istanze MILP vengono eseguite concorrentemente, ciascuna con un singolo thread Gurobi assegnato. In questo modo, il sistema operativo gestisce autonomamente l’allocazione dei core disponibili tra i thread attivi, evitando la contesa delle risorse che si verificherebbe assegnando thread multipli a ciascuna istanza Gurobi. Il numero di istanze MILP eseguite concorrentemente è stato fissato a $n_{\text{thread}} = 5$. Tale valore rappresenta la soglia oltre la quale il parallelismo aggiuntivo non produce una riduzione proporzionale dei tempi di calcolo, in quanto il carico computazionale complessivo raggiunge la capacità disponibile dei core fisici del processore. Le simulazioni sono state condotte su Apple MacBook Air (2022), equipaggiato con processore Apple M2 a 8 core (4 core ad alte prestazioni e 4 core ad alta efficienza energetica) e 16 GB di memoria unificata.

4.2.3 Criterio di arresto

L’algoritmo genetico prevede due condizioni di arresto. La prima è il raggiungimento del numero massimo di generazioni $g_{\max}$. La seconda è un criterio di convergenza: l’algoritmo termina anticipatamente se, per un numero prestabilito di generazioni consecutive n_{stall} , il miglioramento relativo

del miglior valore della funzione obiettivo non supera una soglia ε :

$$\frac{f_{\text{best}}^{(g)} - f_{\text{best}}^{(g-1)}}{|f_{\text{best}}^{(g-1)}|} < \varepsilon \quad \forall g \in [g^*, g^* + n_{\text{stall}}] \quad (68)$$

dove g^* è la generazione a partire dalla quale si verifica la stagnazione. Il criterio di convergenza è attivo solo dopo un numero minimo di generazioni g_{min} , per evitare arresti prematuri nelle fasi iniziali dell'esplorazione. I valori adottati per tutti i parametri sono riportati in Tab. 13.

4.3 Livello inferiore: MILP

Il livello inferiore riceve in ingresso dal GA il vettore degli indici $\mathbf{x}$ e, a partire da esso, recupera le taglie fisiche dei componenti, i parametri di efficienza e i dati economici necessari alla formulazione del problema. Gli altri input — profili orari di carico elettrico, termico e di idrogeno, prezzi dell'energia e irradianza solare su orizzonte annuale — sono costanti esterne al ciclo di ottimizzazione. Il MILP restituisce un unico scalare al GA: il Valore Attuale Netto del sistema, calcolato in corrispondenza del dispaccio energetico ottimo.

L'analisi è condotta con un intervallo temporale orario, per un orizzonte di simulazione annuale, i dispositivi lavorano in condizioni stazionarie, assunzioni comuni nella letteratura per sistemi energetici ottimizzati, discussa nel Cap. 2. I profili di carico elettrico, termico, di idrogeno e i prezzi di elettricità e gas naturale costituiscono dati di ingresso nel problema di ottimizzazione.

4.3.1 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo del MILP coincide con il Valore Attuale Netto (VAN) del sistema, calcolato su un orizzonte temporale di n_{anni} con tasso di interesse $r = 5\%$:

$$\text{VAN} = -\text{CAPEX} + \sum_{k=1}^{n_{\text{anni}}} \frac{F_k}{(1+r)^k} \quad (69)$$

dove F_k rappresenta il flusso di cassa netto al k -esimo anno. Poiché il modello si basa su un anno tipico ripetuto per l'intero orizzonte di vita, si assume $F_k = F$ costante:

$$F = R_{\text{H}_2} - C_{\text{grid}} - C_{\text{gas}} - C_{\text{H}_2, \text{unmet}} - C_{\text{OPEX, fisso}} \quad (70)$$

con R_{H_2} il ricavo dalla vendita di idrogeno, C_{grid} il costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete, C_{gas} il costo del gas naturale, $C_{\text{H}_2, \text{unmet}}$ la penalità per domanda di idrogeno non soddisfatta e $C_{\text{OPEX, fisso}}$ i costi fissi di operazione e manutenzione. Il GA massimizza il VAN; un valore negativo indica che il sistema non ripaga l'investimento nell'orizzonte considerato. L'orizzonte di $n_{\text{anni}} = 15$ è coerente con i valori di vita utile tipicamente riportati in letteratura per sistemi di questo tipo [12].

4.3.2 Variabili decisionali

Il modello MILP ottimizza, per ogni ora dell'anno, le variabili decisionali elencate di seguito, raggruppate per componente.

Tabella 14: Variabili decisionali del problema MILP per ogni istante t .

Componente	Variabile	Range di ammissibilità
PV	$P_{PV}(t)$: potenza prodotta (parametro esogeno, da taglia GA e irradianza)	—
	$P_{PV \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{BT}, \text{EL}, \text{grid}\}$: flussi di distribuzione uscenti	≥ 0
EL	$\delta_{EL}(t)$: stato di accensione	$\{0, 1\}$
	$P_{EL, \text{in}}(t)$: potenza elettrica assorbita	$[0, P_{EL, \text{max}}]$
	$P_{EL, \text{out}}(t)$: flusso energetico di H_2 prodotto (variabile derivata tramite vincolo PWL)	≥ 0
FC	$\delta_{FC}(t)$: stato di accensione	$\{0, 1\}$
	$P_{FC, \text{in}}(t)$: flusso energetico di H_2 consumato	$[0, P_{FC, \text{max}}]$
	$P_{FC, \text{out}}(t)$: potenza elettrica prodotta (variabile derivata tramite vincolo PWL)	≥ 0
	$Q_{FC}(t)$: potenza termica recuperata per cogenerazione	≥ 0
	$P_{FC \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{BT}, \text{EL}, \text{grid}\}$: flussi elettrici uscenti	≥ 0
	$Q_{FC \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{TS}\}$: flussi termici uscenti	≥ 0
ICE	$\delta_{ICE}(t)$: stato di accensione	$\{0, 1\}$
	$P_{ICE, \text{in}}(t)$: portata energetica di combustibile in ingresso	$[0, P_{ICE, \text{max}}]$
	$P_{ICE, \text{out}}(t)$: potenza elettrica prodotta (variabile derivata tramite vincolo PWL)	≥ 0
	$Q_{ICE}(t)$: potenza termica recuperata per cogenerazione	≥ 0
	$P_{ICE \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{BT}, \text{EL}, \text{grid}\}$: flussi elettrici uscenti	≥ 0
	$Q_{ICE \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{TS}\}$: flussi termici uscenti	≥ 0
BT	$P_{BT, \text{in}}(t)$: potenza di carica	$[0, P_{BT, \text{max}}]$
	$P_{BT, \text{out}}(t)$: potenza di scarica	$[-P_{BT, \text{max}}, 0]$
	$\text{SoC}(t)$: stato di carica	$[\text{SoC}_{\text{min}}, \text{SoC}_{\text{max}}]$
	$P_{BT \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{EL}, \text{grid}\}$: flussi di distribuzione uscenti	≥ 0
Rete el.	$P_{\text{grid}, \text{in}}(t)$: potenza acquistata dalla rete	≥ 0
	$P_{\text{grid}, \text{out}}(t)$: potenza ceduta alla rete	≥ 0
	$P_{\text{grid} \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{EL}, \text{BT}\}$: flussi di distribuzione uscenti	≥ 0
HT	$E_{H_2}(t)$: energia chimica immagazzinata	$[E_{H_2, \text{min}}, E_{H_2, \text{max}}]$
	$P_{HT \rightarrow FC}(t)$: flusso ceduto alla fuel cell	≥ 0
	$P_{HT \rightarrow \text{USR}}(t)$: flusso ceduto all'utenza H_2	≥ 0
	$\dot{m}_{H_2, \text{sold}}(t)$: portata di idrogeno venduto	≥ 0
	$H_{\text{unmet}}(t)$: domanda di idrogeno insoddisfatta	≥ 0
CD / TS	$Q_{CD}(t)$: potenza termica caldaia	$[0, Q_{CD, \text{max}}]$
	$Q_{CD \rightarrow j}(t)$, $j \in \{\text{USR}, \text{TS}\}$: flussi di distribuzione caldaia	≥ 0
	$Q_{TS}(t)$: energia termica immagazzinata $[Q_{TS}(t) = Q_{TS}(t-1) + Q_{TS, \text{in}} - Q_{TS \rightarrow \text{USR}}]$	$[0, Q_{TS, \text{max}}]$
	$Q_{TS, \text{in}}(t)$: potenza termica entrante nello storage	≥ 0
	$Q_{TS \rightarrow \text{USR}}(t)$: potenza termica ceduta all'utenza	≥ 0

4.3.3 Vincoli

I vincoli si articolano in cinque gruppi: minimo tecnico, curva caratteristica, bilanci di flusso, dinamica degli accumuli e vincoli specifici sull'idrogeno.

Minimo tecnico e accensione. Ciascun componente con soglia minima di carico è governato da una variabile binaria che forza la potenza a zero oppure all'interno dell'intervallo di funzionamento ammissibile. Per l'elettrolizzatore:

$$P_{\text{EL},\min} \delta_{\text{EL}}(t) \leq P_{\text{EL},\text{in}}(t) \leq P_{\text{EL},\max} \delta_{\text{EL}}(t) \quad \forall t \quad (71)$$

dove $P_{\text{EL},\min} = z_{\text{EL},1} \cdot P_{\text{EL},\max}$ con $z_{\text{EL},1} = 0, 1$ il fattore di carico minimo dell'elettrolizzatore. Analogamente per FC e ICE:

$$P_{\text{FC},\min} \delta_{\text{FC}}(t) \leq P_{\text{FC},\text{in}}(t) \leq P_{\text{FC},\max} \delta_{\text{FC}}(t) \quad (72)$$

$$P_{\text{ICE},\min} \delta_{\text{ICE}}(t) \leq P_{\text{ICE},\text{in}}(t) \leq P_{\text{ICE},\max} \delta_{\text{ICE}}(t) \quad (73)$$

con $z_{\text{FC},1} = 0,058$ e $z_{\text{ICE},1} = 0,2$.

Curva caratteristica (vincolo PWL). L'efficienza di ciascun convertitore non è costante ma dipende dal punto di lavoro. La relazione tra potenza in ingresso e potenza in uscita è approssimata tramite una funzione lineare a tratti (*piecewise linear*, PWL):

$$P_{j,\text{out}}(t) = f_j(P_{j,\text{in}}(t)), \quad j \in \{\text{EL}, \text{FC}, \text{ICE}\} \quad (74)$$

implementata tramite il vincolo nativo del solver Gurobi. Per FC e ICE la potenza termica recuperata per cogenerazione è ricavata come differenza tra potenza termica totale convertita e potenza elettrica prodotta:

$$Q_{\text{FC}}(t) = \eta_{\text{FC,tot}} P_{\text{FC},\text{in}}(t) - P_{\text{FC},\text{out}}(t) \quad (75)$$

$$Q_{\text{ICE}}(t) = \eta_{\text{ICE,tot}} P_{\text{ICE},\text{in}}(t) - P_{\text{ICE},\text{out}}(t) \quad (76)$$

con $\eta_{\text{FC,tot}} = 0,85$ e $\eta_{\text{ICE,tot}} = 0,80$.

Bilancio dei flussi elettrici. La domanda elettrica dell'utenza deve essere soddisfatta in ogni istante:

$$P_{\text{PV} \rightarrow \text{USR}} + P_{\text{FC} \rightarrow \text{USR}} + P_{\text{BT} \rightarrow \text{USR}} + P_{\text{grid} \rightarrow \text{USR}} + P_{\text{ICE} \rightarrow \text{USR}} = P_{\text{E,load}}(t) \quad (77)$$

La potenza prodotta dal fotovoltaico viene interamente distribuita:

$$P_{\text{PV} \rightarrow \text{USR}} + P_{\text{PV} \rightarrow \text{BT}} + P_{\text{PV} \rightarrow \text{EL}} + P_{\text{PV} \rightarrow \text{grid}} = P_{\text{PV}}(t) \quad (78)$$

Vincoli analoghi di conservazione dei flussi sono imposti per ogni altro nodo elettrico: bilancio in uscita di FC, ICE e BT, bilancio in ingresso di EL, e separazione tra potenza acquistata e ceduta alla rete.

Bilancio dei flussi termici. La domanda termica dell'utenza deve essere soddisfatta in ogni istante:

$$Q_{\text{CD} \rightarrow \text{USR}} + Q_{\text{TS} \rightarrow \text{USR}} + Q_{\text{FC} \rightarrow \text{USR}} + Q_{\text{ICE} \rightarrow \text{USR}} \geq Q_{\text{T,load}}(t) \quad (79)$$

Il calore immesso nello storage termico è la somma dei contributi di caldaia, fuel cell e ICE:

$$Q_{\text{TS},\text{in}}(t) = Q_{\text{CD} \rightarrow \text{TS}}(t) + Q_{\text{FC} \rightarrow \text{TS}}(t) + Q_{\text{ICE} \rightarrow \text{TS}}(t) \quad (80)$$

Dinamica degli accumuli. *Batteria.* Lo stato di carica evolve secondo il bilancio energetico, con efficienza di carica e scarica simmetrica:

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t-1) + \frac{\eta_{\text{BT}} P_{\text{BT},\text{in}}(t)}{C_{\text{BT}}} - \frac{P_{\text{BT},\text{out}}(t)}{\eta_{\text{BT}} C_{\text{BT}}} \quad (81)$$

dove C_{BT} è la capacità energetica totale del pacco batterie in kWh e $P_{\text{BT},\text{out}}(t) \leq 0$ per convenzione.

Serbatoio idrogeno. L'energia chimica immagazzinata, espressa in kWh tramite il potere calorifico inferiore dell'idrogeno, evolve secondo:

$$E_{\text{H}_2}(t) = E_{\text{H}_2}(t-1) + P_{\text{EL},\text{out}}(t) - \frac{\dot{m}_{\text{H}_2,\text{sold}}(t)}{k_{\text{H}_2}} - P_{\text{HT} \rightarrow \text{FC}}(t) - P_{\text{HT} \rightarrow \text{USR}}(t) \quad (82)$$

dove $k_{\text{H}_2} = 0,030 \text{ kg kW}^{-1} \text{ h}$ è il coefficiente di conversione massa-energia dell'idrogeno ($k_{\text{H}_2} = 1/\text{LHV}_{\text{H}_2}$).

Storage termico. L'energia termica immagazzinata evolve secondo:

$$Q_{\text{TS}}(t) = Q_{\text{TS}}(t-1) + Q_{\text{TS},\text{in}}(t) - Q_{\text{TS} \rightarrow \text{USR}}(t) \quad (83)$$

Vincoli specifici sull'idrogeno. Una quota fissa $q_{\text{sell}} = 0.15$ della produzione oraria dell'elettrolizzatore è destinata alla vendita esterna:

$$\dot{m}_{\text{H}_2,\text{sold}}(t) = P_{\text{EL},\text{out}}(t) \cdot k_{\text{H}_2} \cdot q_{\text{sell}} \quad (84)$$

La domanda di idrogeno dell'utenza può essere parzialmente soddisfatta dal serbatoio; l'aliquota insoddisfatta è penalizzata nella funzione obiettivo:

$$H_{\text{load}}(t) = P_{\text{HT} \rightarrow \text{USR}}(t) \cdot k_{\text{H}_2} + H_{\text{unmet}}(t) \quad (85)$$

Infine, un vincolo di fine orizzonte assicura che il serbatoio non venga progressivamente svuotato nel corso della simulazione annuale:

$$E_{\text{H}_2}(t_{\text{end}}) \geq E_{\text{H}_2}(0) \quad (86)$$

4.3.4 Parametri del solver Gurobi

I parametri del solver Gurobi sono riportati in Tab. 15. La scelta di $\text{MIPFocus} = 2$ privilegia il miglioramento del *best bound* rispetto alla ricerca di incumbent, strategia preferibile quando l'ottimizzatore trova rapidamente una soluzione ammissibile ma fatica a ridurre il gap. Ciò è causato dalla presenza dei vincoli PWL, i quali introducono variabili binarie implicite ausiliarie, aumentano il costo computazionale del problema. Il valore di $\text{Heuristics} = 0.5$ aumenta il tempo dedicato alle euristiche. $\text{Timelimit} = 60 \text{ s}$ è il tempo disponibile per l'ottimizzazione, cioè tra la formulazione del problema e l'ottenimento del risultato. Se la soluzione ottimale non viene trovata entro il limite di tempo, viene mantenuta la migliore soluzione subottimale oppure, se non viene trovata nessuna soluzione, viene restituito un valore di -1×10^8 come output. $\text{Cuts} = 0$ impedisce l'aggiunta piani di taglio, disequaglianze generate automaticamente da Gurobi per ridurre lo spazio di ricerca delle soluzioni. Disabilitare questa opzione riduce i tempi di pre-processo ma aumenta i tempi di convergenza. $\text{Presolve} = 2$ impone una riduzione aggressiva del modello, per compensare alla complessità introdotta dai vincoli PWL.

Tabella 15: Parametri del solver Gurobi per ogni chiamata MILP.

Parametro	Valore	Nota
MIPGap	variabile*	vedi Sez. 4.4
TimeLimit	60s	per singola chiamata
Threads	1	un thread per istanza MILP
MIPFocus	2	focus su best bound
Heuristics	0.5	frazione tempo dedicata a euristiche
Cuts	0	tagli disabilitati
Presolve	2	presolve aggressivo

*Il MIPGap varia in funzione della generazione del GA; vedi Sez. 4.4.

4.4 Interfaccia tra i due livelli

L'interfaccia tra GA e MILP ha come funzione primaria lo scambio delle informazioni essenziali tra i due livelli: il GA trasmette al MILP il vettore delle taglie x , il MILP restituisce al GA il valore ottimo della funzione obiettivo (VAN). Attorno a questo scambio sono implementati tre meccanismi accessori: una tolleranza di ottimalità delle soluzioni del MILP variabile in funzione del numero di generazioni eseguite, una cache delle soluzioni e una gestione dei casi degeneri.

Il gap di ottimalità — divario relativo tra la migliore soluzione ammissibile trovata (*incumbent*) e il limite inferiore teorico ottenuto rilassando i vincoli interi (*best bound*) — è ridotto progressivamente all'aumentare del numero di generazioni completate dal GA:

$$\Delta_{\text{gap}}(g) = \begin{cases} 0.10 & g \leq 15 \\ 0.05 & 15 < g \leq 30 \\ 0.01 & g > 30 \end{cases} \quad (87)$$

Nelle prime generazioni una tolleranza più larga riduce il tempo di calcolo per individuo, quando la popolazione è ancora lontana dall'ottimo. Man mano che la popolazione converge, la tolleranza viene ridotta per garantire una valutazione economica più accurata.

Per evitare ricalcoli ridondanti, i risultati del MILP sono memorizzati in un dizionario indicizzato dalla tupla degli indici del cromosoma. Prima di avviare la risoluzione, la *fitness function* verifica se la configurazione è già presente in cache; in caso affermativo restituisce immediatamente il valore memorizzato. La cache viene azzerata al completamento della generazione 30, forzando la rivalutazione di tutte le soluzioni con il MIPGap più stretto ($\Delta_{\text{gap}} = 0.01$).

Se il MILP risulta inammissibile, se il solver raggiunge il TimeLimit senza aver trovato alcun incumbent, o se si verifica un'eccezione numerica, alla soluzione corrispondente viene assegnato un valore di fitness arbitrario penalizzante $f_{\text{fallback}} = -10^8$, sufficientemente basso da escluderla dalla selezione dei genitori in qualsiasi generazione senza compromettere la stabilità numerica dell'algoritmo.

5 Caso studio

Il presente capitolo descrive il caso studio a cui è stata applicata la metodologia di ottimizzazione sviluppata nei capitoli precedenti. Sono dapprima presentate le utenze del sistema e i profili di carico dei tre vettori energetici considerati — elettrico, termico e di idrogeno — insieme ai dati climatici e ai prezzi dell'energia impiegati come input del modello. Sono quindi definiti i costi dei componenti principali e gli scenari di simulazione, strutturati in modo da valutare il contributo di ciascun sottosistema presente nel VPP.

5.1 Descrizione delle utenze e profili di carico

Il caso studio considera tre vettori di domanda: elettrico, termico e di idrogeno. I profili di carico sono stati generati con il software HOMER Pro [39]. Il software introduce variabilità stocastica giornaliera e oraria al fine di ottenere profili annuali statisticamente realistici; il profilo elettrico base è stato definito con una variabilità giornaliera del 10 % e una variabilità oraria del 30 %. I profili termici generati da HOMER Pro presentano una stagionalità limitata, imputabile alla modalità di generazione del software, che adotta un profilo orario medio annuo costante come base di riferimento.

Il carico di idrogeno è stato modellato ipotizzando la presenza di un magazzino industriale dotato di 20 carrelli elevatori alimentati a idrogeno, con un consumo medio giornaliero complessivo di 20 kg d^{-1} . Il profilo orario incorpora una variabilità casuale sia tra i giorni sia all'interno della singola giornata, con parametri analoghi a quelli dell'utenza elettrica industriale. È stata introdotta una penalità per la mancata soddisfazione del carico di idrogeno, sotto forma di un costo di acquisto $c_{H_2, unmet} = 15 \text{ € kg}^{-1}$.

Le caratteristiche statistiche dei profili ottenuti sono riportate in Tab. 16; i profili annuali dei tre vettori di carico sono illustrati nelle Fig. 21–25.

Tabella 16: Statistiche annuali dei profili di carico del caso studio.

Grandezza	Media	Picco	Media Giornaliera	Totale annuo
Carico elettrico	290 kW	535 kW	7000 kWh	2555 MWh
Carico termico	146 kW	206 kW	3,5 MW h	1280 MW h
Carico idrogeno	–	2,16 kg h ⁻¹	20 kg	7300 kg

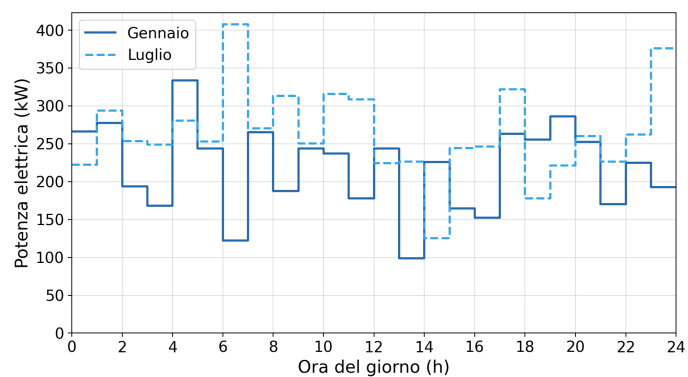


Figura 20: Carico elettrico adottato, dettaglio di un giorno estivo (16 luglio) e uno invernale (16 gennaio).

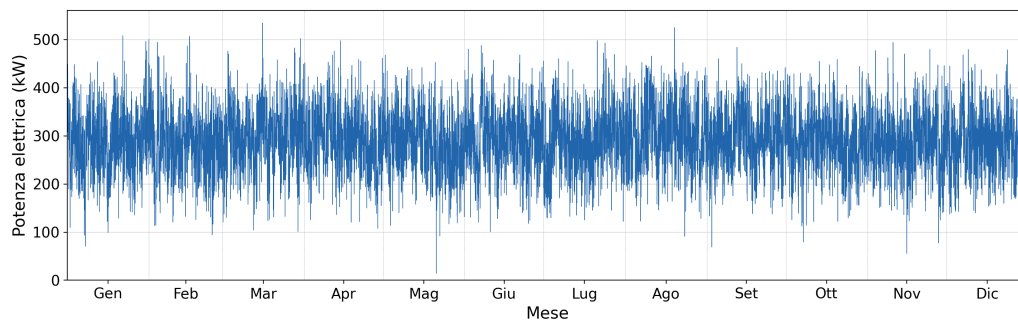


Figura 21: Carico elettrico adottato, profilo annuale.

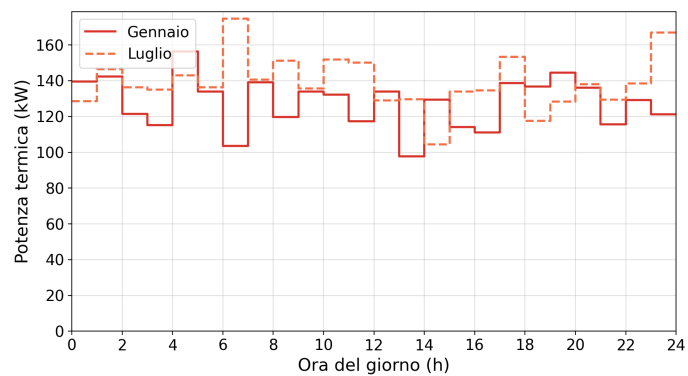


Figura 22: Carico termico adottato, dettaglio di un giorno estivo (16 luglio) e uno invernale (16 gennaio).

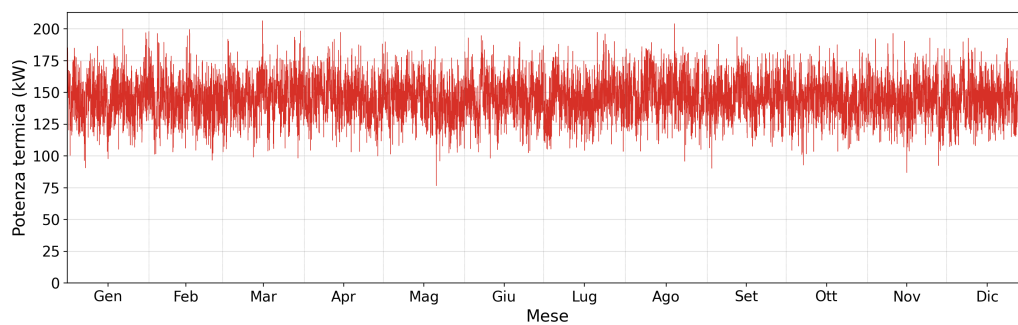


Figura 23: Carico termico adottato, profilo annuale, si nota l'assenza di stagionalità.

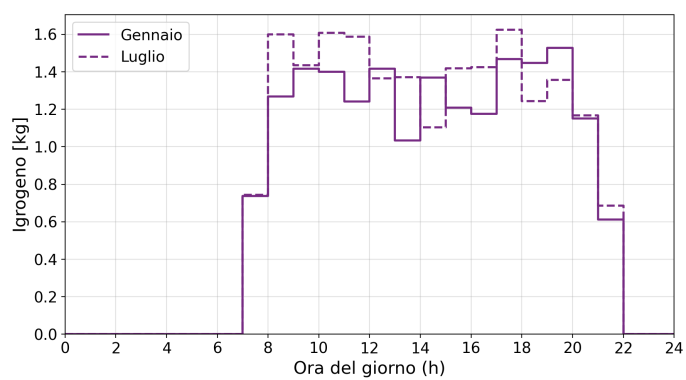


Figura 24: Carico termico adottato, profilo giornaliero.

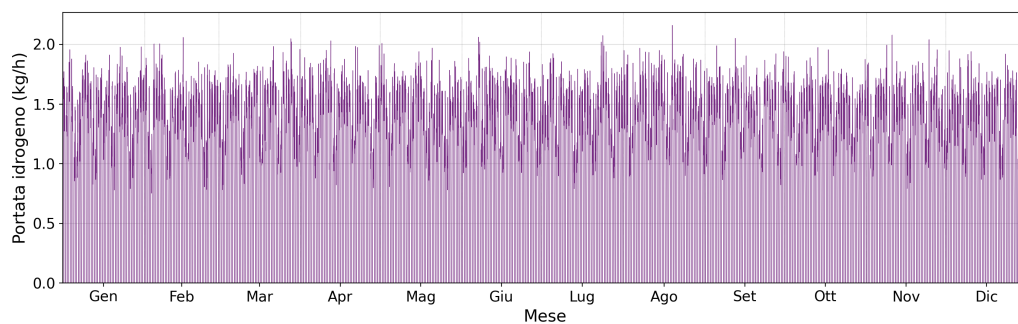


Figura 25: Carico di idrogeno adottato, profilo annuale.

5.2 Dati climatici

I dati di irradianza solare oraria sono stati ottenuti dal database PVGIS della Commissione Europea [5], selezionando la modalità *Timeseries TMY* (*Typical Meteorological Year*) con riferimento alla località di Vittorio Veneto, nel Nord-Est italiano. Il dato è calcolato sull'intervallo temporale 2005–2023 (database PVGIS-SARAH3). Il profilo annuale dell'irradianza GHI è illustrato in Fig. 26, dove è evidente la marcata stagionalità, con valori estivi che raggiungono 900 W m^{-2} e valori invernali significativamente più contenuti.

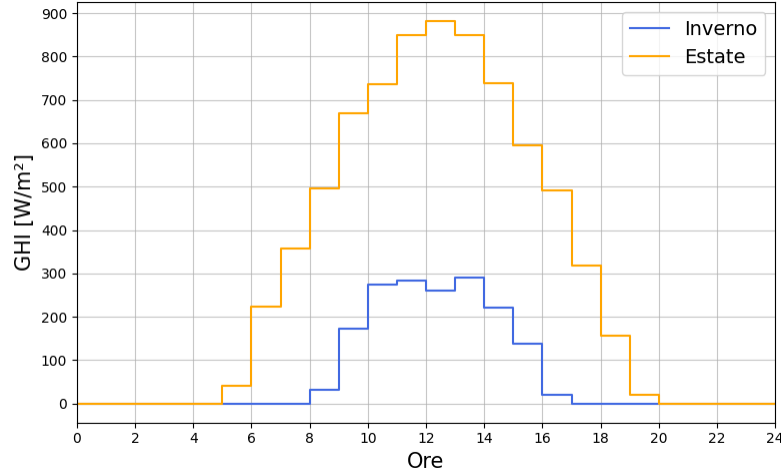


Figura 26: Profilo giornaliero dell'irradianza GHI per la localizzazione del caso studio (TMY, PVGIS-SARAH3) [5].

5.3 Prezzi dell'energia

I prezzi dell'energia elettrica acquistata dalla rete corrispondono ai prezzi PUN orari dell'anno 2025, ricavati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) [40]. L'adozione di un profilo orario variabile, anziché di un prezzo medio costante, consente all'algoritmo di ottimizzazione di sfruttare l'arbitraggio intragiornaliero, come discusso nella descrizione della funzione obiettivo al Cap. 4. La variazione oraria del prezzo è evidenziata nella Fig.27, mentre nella Fig. 28 si può notare la variazione stagionale.

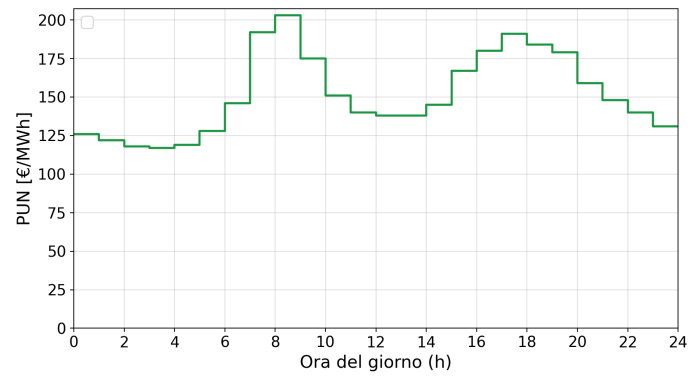


Figura 27: Variazione giornaliera del Prezzo unico nazionale per il giorno 16 Gennaio 2025.

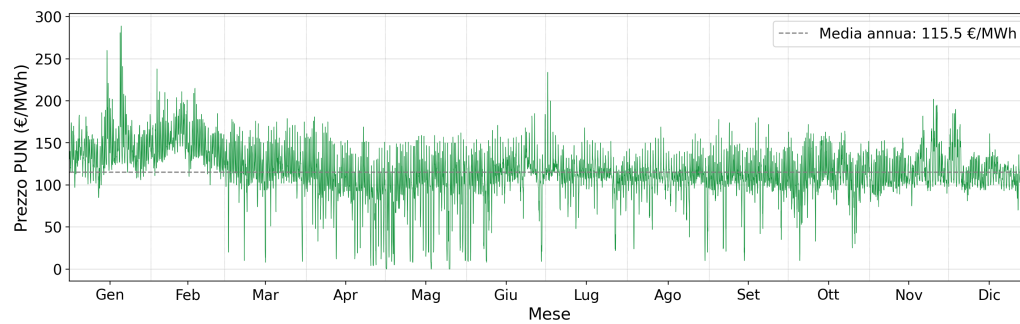


Figura 28: Variazione annuale del Prezzo Unico Nazionale nel 2025.

I prezzi del gas naturale sono stati estratti da Eurostat [35] e si riferiscono all'anno 2024, poiché la serie 2025 non era disponibile per intero al momento dell'acquisizione dei dati. Considerata la sostanziale stabilità del mercato europeo del gas nel biennio 2024–2025 [35], tale approssimazione è ritenuta accettabile ai fini dell'analisi.

5.4 Costi dei componenti

Il costo specifico dell'elettrolizzatore c_{EL} e quello della fuel cell c_{FC} rappresentano i parametri più incerti nel dimensionamento di sistemi a idrogeno e sono pertanto impiegati come variabili dell'analisi di sensitività. Per entrambi i dispositivi sono stati considerati tre livelli di costo: 1000 €kW^{-1} , 500 €kW^{-1} e 300 €kW^{-1} , corrispondenti alle proiezioni di costo al 2030 riportate in letteratura [3, 41, 6].

I costi di investimento (CAPEX) e costi fissi di operazione (OPEX) degli altri componenti del sistema sono riportati in Tab. 17, non sono stati fatti variare come parametri per i diversi scenari di simulazione.

5.4.1 Tabella riassuntiva

Tabella 17: Costi dei dispositivi.

Componente	CAPEX	OPEX
Elettrolizzatore	Sez. 5.4	$4\% \text{ y}^{-1}$
Fuel Cell	Sez. 5.4	$4\% \text{ y}^{-1}$
Motore	1000 €kW^{-1}	$4\% \text{ y}^{-1}$
Caldaia	51 €kW^{-1}	/
Serbatoio idrogeno	1000 €m^{-3}	/
Storage termico	900 €m^{-3}	/
Batteria	300 €/module	/
Pannelli fotovoltaici	300 €/module	/

5.5 Scenari di simulazione

Le analisi sono state condotte su configurazioni di sistema progressivamente più complete, al fine di isolare il contributo di ciascun sottosistema alla performance economica complessiva. La Tab. 18 riassume i sette scenari simulati.

Lo scenario S0 è il caso base con il quale sono stati confrontati i risultati delle altre analisi. Gli scenari S1 e S2 consentono di valutare la convenienza economica del sottosistema a idrogeno in assenza di un carico di H_2 dedicato: a CAPEX di 1000 €kW^{-1} ci si attende che l'ottimizzatore non installi i dispositivi a idrogeno, dato l'elevato costo di investimento e la limitata quota vendibile (15%). Il ricavo di vendita dell'idrogeno è $r_{H_2} = 10 \text{ €kg}^{-1}$. Per permettere un confronto tra tutti gli scenari, nei casi in cui il sistema non è vincolato a soddisfare il carico di idrogeno, si assume che questo venga soddisfatto tramite acquisto a $c_{H_2, acquisto} = 12 \text{ €kg}^{-1}$, (diverso dalla penalità associata alla mancata soddisfazione del carico di idrogeno negli scenari in cui questo è presente $c_{H_2, unmet} = 15 \text{ €kW}^{-1}$). Il confronto tra S2 e S3 isola dunque l'effetto del carico di idrogeno interno

Tabella 18: Riepilogo degli scenari di simulazione.

Scenario	Componenti	Note	CAPEX EL/FC
S0	rete	Caso base di riferimento	—
S1	PV + rete	Solo impianto fotovoltaico	—
S2	S1 + EL + FC + HT	Vendita di 15 % di H ₂ prodotto	1000 €kW ⁻¹
S3	S2 + carico idrogeno	Carico di H ₂ interno (carrelli elevatori)	1000 €kW ⁻¹
S4	S2 (CAPEX ridotto)	Come S2, costo ridotto	500 €kW ⁻¹
S5	S3 + ICE	Sistema completo	1000 €kW ⁻¹
S6	S3 + ICE (CAPEX ridotto)	Sistema completo, costo ridotto	500 €kW ⁻¹

sulla redditività. Gli scenari S4 e S6 replicano rispettivamente S2 e S3+ICE con costi al 2030, quantificando il beneficio della riduzione attesa dei costi tecnologici.

È stato infine definito uno scenario limite, con l'obiettivo di valutare il comportamento del sistema completo in condizioni di mercato favorevoli all'idrogeno. Rispetto allo Scenario 6, il CAPEX di elettrolizzatore e fuel cell è ridotto a €300 kW⁻¹, rappresentando la proiezione di costo al 2030 in presenza di incentivi all'investimento; sono inoltre introdotte una penalità sul prelievo di energia elettrica dalla rete e una penalità sul consumo di gas naturale destinato alla caldaia ausiliaria, al fine di simulare un contesto regolatorio che disincentivi l'utilizzo delle fonti fossili. Le penalità sono introdotte tramite fattori moltiplicativi dei prezzi di acquisto delle risorse. Sono stati inoltre ridotti i carichi termico ed elettrico di un fattore 0,5, al fine di permettere, senza modificare la lista dei dispositivi selezionati, alla FC di soddisfare per intero il carico elettrico. Le differenze parametriche rispetto allo Scenario 6 sono riportate in Tab. 19. La finalità dello scenario è quantificare la soglia di competitività economica del sottosistema a idrogeno in un sistema integrato nella rete elettrica nazionale e fornire un termine di confronto per valutarne l'impiego in configurazioni isolate dalla rete.

Tabella 19: Parametri differenziali dello Scenario 7 rispetto allo Scenario 6.

Parametro	Scenario 6	Scenario 7
CAPEX elettrolizzatore	€500 kW ⁻¹	€300 kW ⁻¹
CAPEX fuel cell	€500 kW ⁻¹	€300 kW ⁻¹
Fattore moltiplicativo acquisto rete	1	2,5
Fattore moltiplicativo caldaia	1	1,5

Le analisi sono state condotte in un orizzonte temporale di $n_{anni} = 15$ e la gestione energetica è eseguita ad intervallo orario. Questi valori sono tipici per i VPP, come riportato in Cap. 2.

6 Risultati delle Analisi

I risultati ottenuti dall'ottimizzazione bi-livello sono presentati in questo capitolo seguendo una struttura per scenari: per ciascuna configurazione del sistema vengono discussi il dimensionamento ottimale dei componenti, i profili di gestione energetica e gli indicatori economici. Al fine di garantire la comparabilità dei risultati, il confronto tra scenari è condotto in termini di risparmio economico relativo rispetto a due scenari considerati di base esposti in Cap. 5: Scenario 1 e Scenario 0. Gli indicatori economici considerati, descritti in seguito, sono il Valore Attuale Netto (VAN), il *Levelized Cost of Energy* (LCOE), il *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), il costo medio dell'energia multi-vettore C_{MV} e infine la quota parte di carico elettrico soddisfatto con risorse rinnovabili (RES1 e RES2).

6.1 Indici di performance

Al fine di eseguire un confronto tra i diversi scenari, sono stati utilizzati i parametri esposti di seguito. Il Valore Attuale Netto (VAN, o *Net Present Value*, NPV) rappresenta la funzione obiettivo dell'ottimizzazione ed esprime il costo complessivo attualizzato del sistema sull'orizzonte temporale di $n_{\text{anni}} = 15$ anni, con un tasso di attualizzazione reale $i = 5\%$ (Eq. 88).

$$\text{VAN} = -\text{CAPEX}_{\text{sistema}} + \sum_{k=1}^{15} \frac{-\text{OPEX}_{\text{sistema}} - G - C_{H_2} + R_{H_2}}{(1+i)^k} \quad (88)$$

dove $\text{CAPEX}_{\text{sistema}}$ è il costo di investimento complessivo dei dispositivi. $\text{OPEX}_{\text{sistema}}$ rappresenta il costo annuale di manutenzione, G il costo di acquisto di risorse dalle reti elettrica e del gas, e R_{H_2} i ricavi, ove presenti, derivanti dalla vendita di idrogeno e di energia elettrica, C_{H_2} è il costo di acquisto dell'idrogeno per la quota eventualmente non coperta dal sistema, calcolato in Eq. 89 e 90.

$$C_{H_2} = c_{H_2, \text{unmet}} \times \text{Load}_{H, \text{unmet}} \quad (89)$$

L' Eq. 89 viene utilizzata per i casi in cui il sistema sia vincolato a soddisfare il carico di idrogeno, $c_{H_2, \text{unmet}} = 15 \text{ € kg}^{-1}$. Il valore $\text{Load}_{H, \text{unmet}}$, è il carico, espresso in kilogrammi, non soddisfatto dal sistema nell'anno.

$$C_{H_2} = c_{H_2, \text{acquisto}} \times \text{Load}_H \quad (90)$$

L' Eq. 90 viene invece utilizzata per i casi in cui il sistema non sia vincolato a soddisfare il carico di idrogeno. $c_{H_2, \text{acquisto}} = 12 \text{ € kg}^{-1}$, $\text{Load}_H = 7300 \text{ kg}$ per anno. Il VAN del sistema risulta, in tutti gli scenari analizzati, un valore negativo. Il sistema deve soddisfare i carichi elettrici, termici e di idrogeno, i quali rappresentano un costo inevitabile per la comunità energetica. L'unica fonte di reddito è la vendita di una parte della produzione di idrogeno. L'obiettivo dell'ottimizzazione non è dunque rendere il sistema profittevole, bensì minimizzare il costo complessivo attualizzato per soddisfare le utenze. Per questa ragione, il confronto tra scenari viene condotto in termini di risparmio relativo rispetto allo Scenario base, nel quale tutti i carichi vengono soddisfatti acquistando energia dalla rete elettrica nazionale, gas naturale dalla rete di distribuzione e idrogeno al prezzo di mercato. Il costo attualizzato dello Scenario 0 è calcolato come in Eq. 91

$$\text{VAN}_{\text{base}} = - \sum_{k=1}^{n_{\text{anni}}} \frac{G_{E, \text{base}} + G_{T, \text{base}} + C_{H_2}}{(1+i)^k} \quad (91)$$

dove $G_{E,base}$, $G_{T,base}$ e C_{H_2} rappresentano rispettivamente il costo annuale di acquisto di energia elettrica dalla rete, di gas naturale per la copertura del carico termico tramite caldaia e di idrogeno al prezzo di mercato. Il risparmio percentuale dello scenario s rispetto al caso base è definito come

$$\Delta_s = \frac{VAN_s - VAN_{base}}{|VAN_{base}|} \times 100 \quad (92)$$

dove VAN_s è il valore attuale netto dello scenario s . Un valore negativo di Δ_s indica che la configurazione ottimizzata comporta un costo totale inferiore rispetto al caso base, e quindi un risparmio per la comunità energetica.

Il LCOE è definito in Eq. 93 come il rapporto tra il costo attualizzato relativo alla produzione di energia elettrica e l'energia elettrica consumata nell'orizzonte temporale.

$$LCOE = \frac{CAPEX_E + \sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{OPEX_E + G_E}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{Load_E}{(1+i)^k}} \quad (93)$$

$CAPEX_E$ è la somma dei $CAPEX$ di PV, ICE, EL, FC, HT e BT; $OPEX_E$ è la somma dei costi di operazione di ICE, EL e FC; G_E è la somma del costo di acquisto di elettricità dalla rete e del costo del gas che alimenta il motore a combustione interna. A denominatore, l'energia elettrica annuale consumata dall'utente, moltiplicata per il numero di anni dell'orizzonte temporale.

Il costo dell'energia multi-vettore C_{MV} del sistema è definito come il rapporto tra il costo totale del sistema e la somma delle utenze termiche ($Load_T$) ed elettriche ($Load_E$) nell'orizzonte temporale valutato.

$$C_{MV} = \frac{CAPEX_{sistema} + \sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{OPEX_{sistema} + G_E}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{Load_E + Load_T}{(1+i)^k}} \quad (94)$$

A numeratore compaiono il costo di investimento $CAPEX_{sistema}$, i costi operativi attualizzati $OPEX_{sistema}$ e il costo di acquisto dalle reti G . A denominatore la somma dell'energia termica ed elettrica utilizzate nell'orizzonte temporale.

La percentuale di carico elettrico coperto con risorse rinnovabili è calcolata con un parametro pessimistico (RES1) e uno ottimistico (RES2). Il primo, Eq. 95, considera la quota parte di carico elettrico soddisfatto direttamente dal PV $E_{PV \rightarrow USR}$, mentre il secondo, Eq. 96, considera anche il contributo di BT ($E_{BT \rightarrow USR}$) e FC ($E_{FC \rightarrow USR}$). Nessuno dei due identifica esattamente la quota parte di carico elettrico soddisfatto tramite fonti rinnovabili, in quanto il modello non traccia l'origine dell'energia attraverso i sistemi di accumulo. Di conseguenza RES1 è un limite inferiore, mentre RES2 è un limite superiore della quota parte di energia soddisfatta da fonti rinnovabili.

$$RES1 = \frac{E_{PV \rightarrow USR}}{Load_E} \quad (95)$$

$$RES2 = \frac{E_{PV \rightarrow USR} + E_{BT \rightarrow USR} + E_{FC \rightarrow USR}}{Load_E} \quad (96)$$

Il costo di produzione dell'idrogeno è quantificato con due indicatori. Il primo, LCOH (Eq. 97), esprime il rapporto tra i costi attribuibili a elettrolizzatore e serbatoio e la produzione complessiva di idrogeno nell'orizzonte temporale, ipotizzando che l'energia elettrica in ingresso all'elettrolizzatore abbia un costo unitario pari al LCOE. Il secondo, LCOH_{RES} (Eq. 98), assume che l'intera produzione di idrogeno sia alimentata dal fotovoltaico: a numeratore figurano pertanto i soli costi di investimento e operazione di EL, HT e PV.

$$LCOH = \frac{CAPEX_{EL} + CAPEX_{HT} + \sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{OPEX_{EL} + E_{in,EL} \times LCOE}{(1+i)^k}}{H_{2,tot}} \quad (97)$$

$$LCOH_{RES} = \frac{CAPEX_{EL} + CAPEX_{HT} + CAPEX_{PV} + \sum_{k=1}^{n_{anni}} \frac{OPEX_{EL}}{(1+i)^k}}{H_{2,tot}} \quad (98)$$

6.2 Scenario 0 — Caso base

Lo Scenario 0 rappresenta la configurazione di riferimento in assenza di qualsiasi impianto di generazione o accumulo: il carico elettrico è interamente soddisfatto tramite acquisto dalla rete nazionale, il carico termico dalla rete di gas naturale attraverso la caldaia ausiliaria e il carico di idrogeno tramite acquisto al prezzo di mercato di 12 €/kg. Il costo complessivo attualizzato, calcolato secondo l'Eq. 91, ammonta a 6,09 M€ su un orizzonte di 15 anni. La ripartizione tra i tre vettori energetici è riportata in Tab. 20: la componente elettrica costituisce la voce di costo predominante (50 %), seguita dalla componente termica (35 %) e dall'approvvigionamento di idrogeno (15 %).

Tabella 20: Ripartizione del costo attualizzato nello Scenario 0.

Voce di costo	Costo attualizzato [k€]	Quota [%]
Elettricità (rete)	3047	50
Gas naturale (caldaia)	2133	35
Idrogeno (mercato)	909	15
Totale	6089	100

Questo valore costituisce il denominatore dell'indicatore di risparmio Δ_s (Eq. 92) e il termine di confronto per tutti gli scenari successivi.

6.3 Scenario 1

In questo scenario il carico termico è soddisfatto interamente dalla caldaia, mentre il carico elettrico da una combinazione di PV, BT, rete. Tutto l'idrogeno è acquistato a $c_{H_2, acquisto} = 12 \text{ €/kg}^{-1}$. L'ottimizzatore installa 1550 pannelli fotovoltaici, pari a una produzione di picco di 570 kW. La potenza di picco è confrontabile con il picco massimo di richiesta elettrica da parte dell'utente (535 kW) e circa doppio rispetto alla richiesta media (290 kW). Viene installata una batteria da 60 moduli, pari a 240 kWh, molto contenuta a confronto con l'energia elettrica richiesta in media al giorno (7 MWh). Il suo ruolo è limitato allo spostamento temporale della produzione per un tempo limitato. L'ottimizzatore non sovradimensiona il PV oltre il picco di carico poiché, in assenza di una capacità di accumulo sufficiente a valorizzare il surplus, l'energia eccedente verrebbe immessa in rete a un prezzo di vendita poco remunerativo (imposto pari al 20 % del PUN). Nei mesi estivi, come evidenziato in Fig. 29 l'eccedenza è venduta, mentre nei mesi invernali l'impianto sovradimensionato consente comunque di coprire una quota del carico elettrico, riuscendo a soddisfare più del 25% (RES1, Tab.21) del carico totale annuo.

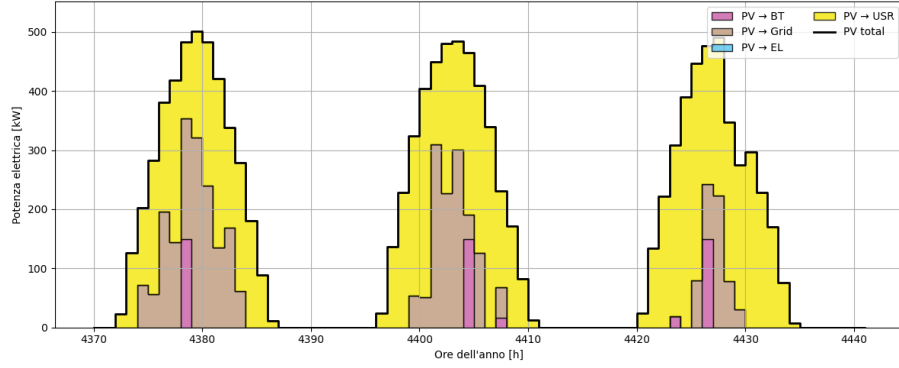


Figura 29: Produzione di energia elettrica da PV, con flussi verso il resto del sistema.

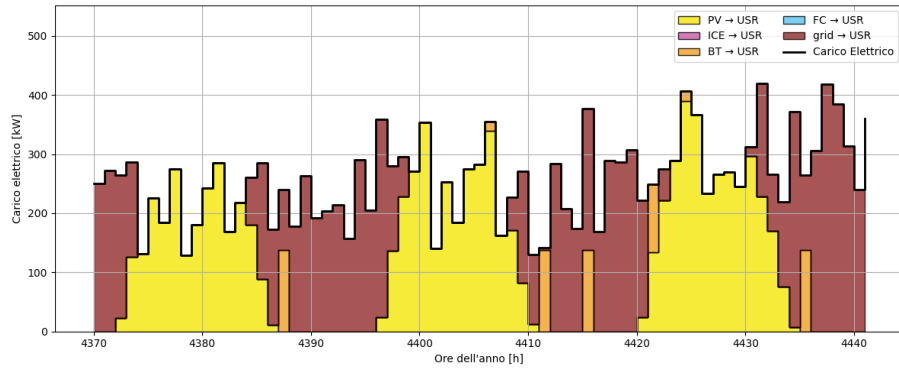


Figura 30: Copertura del carico elettrico in una giornata estiva.

Su base annuale la copertura da fonti rinnovabili è compresa tra il 25.8% (RES1, solo autoconsumo diretto) e il 29.7% (RES2, incluso il contributo della batteria). Le Fig. 29 e 30 mostrano nel dettaglio di 72 ore estive la ripartizione della produzione PV e la copertura del carico elettrico.

I parametri economici sono riportati in Tab. 21. L'installazione dei componenti è giustificata, rispetto al caso base, da un risparmio relativo $\Delta_s = -4,3\%$.

Tabella 21: Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 1 (PV + BT + rete).

Grandezza	Valore
<i>Dimensionamento ottimale</i>	
Potenza PV installata	570 kWp
Numero moduli PV	1550
Capacità batteria	240 kW h
Numero moduli batteria	60
Potenza caldaia	258 kWth
EL / FC / HT / ICE / TS	non installati
<i>Costi di investimento</i>	
CAPEX PV	465 000 €
CAPEX BT	18 000 €
CAPEX caldaia	10 528 €
CAPEX totale	493 528 €
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>	
Acquisto elettricità da rete	2,30 M€
Gas naturale (caldaia)	2,13 M€
Acquisto H ₂ a mercato	0,91 M€
Vendita energia alla rete	−0,01 M€
<i>Indicatori economici</i>	
VAN (incl. costo H ₂)	−5,83 M€
Δ_s vs Scenario 0	−4,3 %
LCOE	0,105 €/kWh
C_{MV}	0,124 €/kWh
<i>Copertura rinnovabile</i>	
RES1 (PV → USR)	25,8 %
RES2 (PV + BT → USR)	29,7 %

6.4 Scenario 2

In questo scenario è introdotta la possibilità di vendita del 15% della produzione di idrogeno, ma il sistema non include il carico di idrogeno, che viene soddisfatto come nello Scenario 0 e 1. Il CAPEX di EL, FC è fissato a 1000 € kW^{-1} . L'ottimizzatore installa per il PV 2050 moduli, corrispondenti ad una capacità nominale di 752 kW, più del doppio della richiesta elettrica media giornaliera. Vengono installati EL per una capacità elettrica massima di 50 kW, FC per una capacità elettrica massima di 50 kW e un HT di taglia 11 m^3 . Le taglie sono leggermente superiori a quelle minime disponibili all'ottimizzatore e non forniscono un contributo significativo alla produzione di energia elettrica e termica, di conseguenza, non vengono riportate immagini riguardanti le utenze. L'andamento annuale del livello del serbatoio (Fig. 31) evidenzia una marcata stagionalità della produzione di idrogeno. Nei mesi invernali il livello varia in modo graduale, a indicare una produzione ridotta. Ciò si spiega osservando che l'82% dell'energia in ingresso all'elettrolizzatore proviene dal PV (Tab. 22): la produzione di idrogeno tramite energia dalla rete risulta sconveniente; pertanto, l'elettrolizzatore opera quasi esclusivamente in presenza di eccedenza di produzione fotovoltaica, che nei mesi invernali è trascurabile.

La capacità di batteria installata (132 kWh) è inferiore a quella dello Scenario 1 (240 kWh), poiché parte del surplus PV viene ora indirizzato verso l'elettrolizzatore anziché accumulato nella batteria.

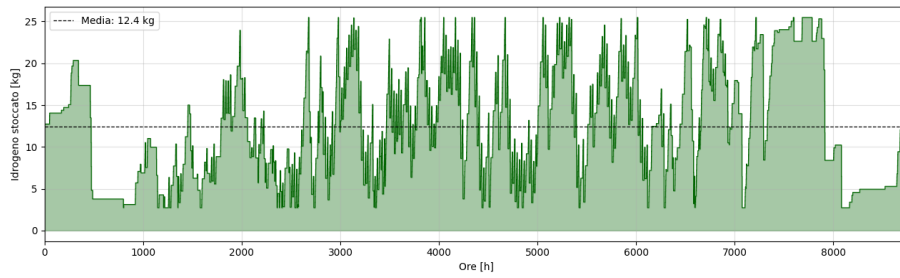


Figura 31: Livello del serbatoio di idrogeno,

I parametri economici sono esposti in Tab. 22. La maggiore potenza PV installata comporta un incremento di RES1 e RES2 rispetto allo Scenario 1, pur non essendo questa la ragione del sovradimensionamento, che è invece motivato dalla necessità di alimentare l'elettrolizzatore. Il $LCOH_{RES}$ risulta molto elevato ($35,4 \text{ € kg}^{-1}$) in quanto il parametro attribuisce l'intero CAPEX del PV alla produzione di idrogeno, sebbene solo una frazione dell'energia fotovoltaica sia effettivamente destinata all'elettrolizzatore. Il sistema risulta comunque più economico dello Scenario 0, ma il risparmio è inferiore a quello ottenuto nello Scenario 1: il sottosistema a idrogeno a CAPEX di 1000 € kW non compensa il proprio costo di investimento con i soli ricavi di vendita. Gran parte del $LCOH$ è dato dall'energia immessa nell'elettrolizzatore, calcolata come $LCOE \times E_{in, EL}$ e che vale 5 € kg^{-1} , più della metà del costo dell'idrogeno ($LCOH = 9,18 \text{ € kg}^{-1}$).

Tabella 22: Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 2 (PV + BT + EL + FC + HT, senza carico H₂, CAPEX EL/FC = 1000 €/kW).

Grandezza	Valore
<i>Dimensionamento ottimale</i>	
Potenza PV installata	752 kWp
Numero moduli PV	2050
Potenza EL	50 kW
Potenza FC (elettrica)	53 kWel
Volume serbatoio H ₂	11 m ³
Capacità batteria	132 kW h
Numero moduli batteria	33
Volume accumulo termico	17 m ³
ICE	non installato
<i>Costi di investimento</i>	
CAPEX PV	615 000 €
CAPEX EL	50 000 €
CAPEX FC	50 000 €
CAPEX HT	11 974 €
CAPEX BT	9900 €
CAPEX TS	15 001 €
CAPEX caldaia	10 530 €
CAPEX totale	765 530 €
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>	
Acquisto elettricità da rete	2,19 M€
Gas naturale (caldaia)	2,10 M€
OPEX EL	20 759 €
OPEX FC	22 057 €
Vendita energia alla rete	-28 727 €
<i>Indicatori economici</i>	
VAN	-5,99 M€
Δ_s vs Scenario 0	-1,6 %
LCOE	0,112 €/kWh
C_{MV}	0,128 €/kWh
<i>Copertura rinnovabile</i>	
RES1 (PV → USR)	30,0 %
RES2 (PV + BT + FC → USR)	32,7 %
<i>Indicatori idrogeno</i>	
H ₂ prodotto (lifetime)	19 731 kg
LCOH (mix elettrico)	9,18 €/kg
LCOH _{RES}	35,36 €/kg
Quota PV → EL	82 %

6.5 Scenario 3

Lo Scenario 3 introduce il vincolo di soddisfacimento del carico di idrogeno. L'ottimizzatore può inoltre vendere il 15 % della produzione e installare una fuel cell per rieletrificare parte dell' H_2 accumulato. Il CAPEX di EL e FC è fissato a 1000 €kW^{-1} .

Il risultato principale è che la fuel cell non viene installata: a questo livello di CAPEX il percorso di rieletrificazione (EL $\rightarrow$ HT $\rightarrow$ FC) è sconveniente rispetto all'acquisto diretto di elettricità dalla rete. L'idrogeno prodotto è destinato interamente al soddisfacimento del carico e alla quota di vendita. La produzione annuale dell'elettrolizzatore (8588 kg) copre per intero il carico di H_2 e la vendita del 15 %. L'elettrolizzatore è dimensionato a 175 kW, una taglia sensibilmente superiore rispetto allo Scenario 2, e opera per circa 4150 h annue. Solo il 35,7 % dell'energia in ingresso proviene dal PV; la quota restante è acquistata dalla rete, il che si riflette nell'aumento del costo di acquisto dell'elettricità rispetto agli scenari precedenti (2,54 M€ contro 2,19 M€ dello Scenario 2). A differenza dello Scenario 2, in cui la produzione di idrogeno era quasi interamente legata all'eccedenza del fotovoltaico, nel presente scenario il livello del serbatoio (Fig. 32) non mostra una stagionalità marcata: l'elettrolizzatore attinge prevalentemente dalla rete e opera indipendentemente dalla disponibilità solare.

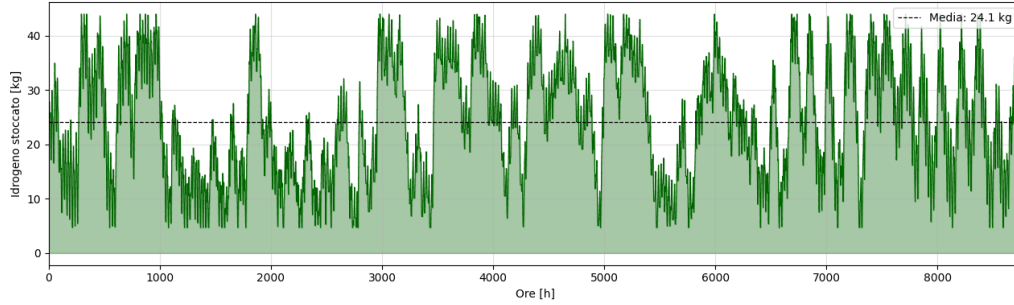


Figura 32: Livello dell'idrogeno nel serbatoio, a differenza di Fig. 31, non si nota una stagionalità della produzione.

I parametri economici sono esposti nella Tab. 23. Il LCOE e il C_{MV} aumentano rispetto allo Scenario 1 per effetto dei costi aggiuntivi legati al sottosistema a idrogeno e del maggiore prelievo dalla rete da parte dell'elettrolizzatore. Il risparmio relativo rispetto allo Scenario 0 è tuttavia pari a $\Delta_s = -10,3\%$, in valore assoluto superiore a quello dello Scenario 1 ($-4,3\%$): la produzione interna di idrogeno a un costo di $7,78 \text{ €kg}^{-1}$ risulta infatti più conveniente rispetto all'acquisto al prezzo di mercato di 12 €kg^{-1} previsto per lo Scenario 0. Il beneficio economico derivante dalla produzione di idrogeno compensa l'incremento dei costi di approvvigionamento elettrico. RES1 e RES2 non variano in modo sostanziale rispetto allo Scenario 2, data la limitata differenza nella taglia del PV.

Tabella 23: Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 3 (PV + BT + EL + HT, con carico H₂, CAPEX EL/FC = 1000 €/kW).

Grandezza	Valore
<i>Dimensionamento ottimale</i>	
Potenza PV installata	770 kW _p
Numero moduli PV	2100
Potenza EL	175 kW
Potenza FC (elettrica)	non installata
Volume serbatoio H ₂	19 m ³
Capacità batteria	192 kW h
Numero moduli batteria	48
Volume accumulo termico	4 m ³
ICE	non installato
<i>Costi di investimento</i>	
CAPEX PV	630 000 €
CAPEX EL	175 000 €
CAPEX HT	20 685 €
CAPEX BT	14 400 €
CAPEX TS	3530 €
CAPEX totale	854 143 €
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>	
Acquisto elettricità da rete	2,54 M€
Gas naturale (caldaia)	2,13 M€
OPEX EL	72 658 €
Vendita energia alla rete	-8838 €
Penalità H ₂ non soddisfatto	0 €
<i>Indicatori economici</i>	
VAN	-5,46 M€
Δ_s vs Scenario 0	-10,3 %
LCOE	0,0901 €/kWh
C_{MV}	0,0950 €/kWh
<i>Copertura rinnovabile</i>	
RES1 (PV → USR)	30,0 %
RES2 (PV + BT → USR)	32,9 %
<i>Indicatori idrogeno</i>	
H ₂ prodotto (annuale)	8588 kg
Carico H ₂ soddisfatto	100 %
LCOH (mix elettrico)	7,78 €/kg
LCOH _{RES}	6,97 €/kg
Quota PV → EL	35,7 %
Ore equivalenti EL	4154 h/anno

6.6 Scenario 4

Questo scenario riprende lo Scenario 3, impostando il CAPEX di EL e FC a 500 €kW^{-1} , acquistando tutto l'idrogeno per soddisfare l'utenza dalla rete a $c_{H_2, acquisto} = 12 \text{ €kg}^{-1}$. I risultati di ottimizzazione sono una riduzione della capacità del PV (660 kW) rispetto allo Scenario 2. L'ottimizzatore decide di installare un elettrolizzatore di taglia 75 kW , maggiore rispetto allo Scenario 2 (50 kW). Il CAPEX dell'elettrolizzatore dimezzato non riduce considerevolmente i parametri $LCOH$, si passa da 9 €kW^{-1} per lo Scenario 2 a $8,19 \text{ €kW}^{-1}$ per lo Scenario 4. Ciò è dovuto al costo dell'energia fornita all'elettrolizzatore, che rappresenta quasi il 60% dei costi di produzione (5 €kg^{-1}), che rimane sostanzialmente costante per i due scenari, con una variazione dell' $LCOE$ da $0,112 \text{ €kW}^{-1}$ per lo Scenario 2 a $0,109 \text{ €kW}^{-1}$ per lo Scenario 4. Il costo effettivo dell'idrogeno è di difficile valutazione, in quanto non è possibile sapere il costo dell'energia erogata da ogni dispositivo verso l'elettrolizzatore. La quota di energia da fonti rinnovabili che soddisfa il carico elettrico, $RES1 = 28 \%$, $RES2 = 31 \%$ è stabile rispetto a quella dello Scenario 2 $RES1 = 30 \%$, $RES2 = 32,7 \%$. Si osserva che il CAPEX dei dispositivi del sistema ad idrogeno non ha influenza sull'accumulo di energia prodotta dal PV. Il sistema riduce i $LCOE$, ma il contributo è principalmente del PV. Si ha un risparmio relativo rispetto allo scenario base del $3,4\%$ ma i costi sono comunque superiori a quelli dello Scenario 1.

Tabella 24: Risultati dell'ottimizzazione per lo Scenario 4 (PV + BT + EL + FC + HT, senza carico H₂, CAPEX EL/FC = 500 €/kW).

Grandezza	Valore
<i>Dimensionamento ottimale</i>	
Potenza PV installata	660 kW _p
Numero moduli PV	1800
Potenza EL	75 kW
Potenza FC (elettrica)	21 kW _{el}
Volume serbatoio H ₂	28 m ³
Capacità batteria	144 kW h
Numero moduli batteria	36
Volume accumulo termico	5 m ³
ICE	non installato
<i>Costi di investimento</i>	
CAPEX PV	540 000 €
CAPEX EL	37 500 €
CAPEX FC	10 625 €
CAPEX HT	30 484 €
CAPEX BT	10 800 €
CAPEX TS	4412 €
CAPEX caldaia	10 528 €
CAPEX totale	644 349 €
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>	
Acquisto elettricità da rete	2,24 M€
Gas naturale (caldaia)	2,09 M€
Acquisto H ₂ a mercato	0,91 M€
OPEX EL	15 569 €
OPEX FC	4411 €
Vendita energia alla rete	-12 493 €
<i>Indicatori economici</i>	
VAN (incl. costo H ₂)	-5,89 M€
Δ_s vs Scenario 0	-3,4 %
LCOE	0,0755 €/kWh
C_{MV}	0,0866 €/kWh
<i>Copertura rinnovabile</i>	
RES1 (PV → USR)	28,0 %
RES2 (PV + BT + FC → USR)	31,0 %
<i>Indicatori idrogeno</i>	
H ₂ prodotto (lifetime)	24 867 kg
LCOH (mix elettrico)	8,19 €/kg
LCOH _{RES}	25,08 €/kg
Quota PV → EL	74,5 %

6.7 Scenari 5 e 6

Queste configurazioni estendono il dominio dell'ottimizzatore introducendo la possibilità di installare il motore a combustione interna. Lo Scenario 5 mantiene il CAPEX di EL e FC a 1000 €kW^{-1} , mentre lo Scenario 6 lo riduce a 500 €kW^{-1} . Entrambi includono il carico di idrogeno.

In nessuno dei due scenari l'ottimizzatore installa l'ICE: al prezzo corrente del gas naturale ($0,14 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$), superiore al prezzo medio dell'elettricità dalla rete ($0,12 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$), la cogenerazione non risulta competitiva. Analogamente, la fuel cell non viene installata nello Scenario 5, confermando il risultato dello Scenario 3 a parità di CAPEX; nello Scenario 6 viene installata una FC di taglia minima (21 kWel), il cui contributo alla copertura del carico elettrico è tuttavia trascurabile.

L'elettrolizzatore è dimensionato a 150 kW nello Scenario 5 e a 175 kW nello Scenario 6: il dimezzamento del CAPEX non produce una variazione marcata nella taglia. In entrambi i casi la produzione annuale di idrogeno copre quasi interamente il carico, con una quota non soddisfatta trascurabile: circa 9 kg/anno nello Scenario 5 e 59 kg/anno nello Scenario 6. Quest'ultimo valore, apparentemente controintuitivo per lo scenario a CAPEX inferiore, è dovuto al serbatoio più piccolo (5 m^3 contro 6 m^3): l'ottimizzatore preferisce accettare la penalità di acquisto a 15 €kg^{-1} piuttosto che sostenere il costo di un serbatoio più capiente.

I risultati completi per i due scenari sono riportati nella Tab. 25

Tabella 25: Confronto dei risultati di ottimizzazione per gli Scenari 5 e 6.

Grandezza	Scenario 5	Scenario 6
<i>Dimensionamento ottimale</i>		
Potenza PV installata	1100 kWp	807 kWp
Potenza EL	150 kW	175 kW
Potenza FC	–	21 kW _{el}
Volume serbatoio H ₂	6 m ³	5 m ³
Capacità batteria	144 kW h	160 kW h
Numero moduli batteria	36	40
Volume accumulo termico	18 m ³	6 m ³
ICE	non installato	non installato
<i>Costi di investimento</i>		
CAPEX PV	900 000 €	660 000 €
CAPEX EL	150 000 €	87 500 €
CAPEX FC	–	10 625 €
CAPEX HT	6532 €	5444 €
CAPEX BT	10 800 €	12 000 €
CAPEX TS	15 884 €	5295 €
CAPEX caldaia	10 528 €	10 528 €
CAPEX totale	1 093 744 €	791 391 €
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>		
Acquisto elettricità da rete	2,38 M€	2,53 M€
Gas naturale (caldaia)	2,13 M€	2,13 M€
OPEX EL	62 278 €	36 329 €
OPEX FC	–	4411 €
Vendita energia alla rete	–58 550 €	–12 915 €
Penalità H ₂ non soddisfatto	1445 €	9236 €
<i>Indicatori economici</i>		
VAN	–5,53 M€	–5,36 M€
Δ_s	–9,2 %	–12,0 %
LCOE	0,0915 €/kWh	0,126 €/kWh
C_{MV}	0,0961 €/kWh	0,135 €/kWh
<i>Copertura rinnovabile</i>		
RES1	34,4 %	29,4 %
RES2	36,7 %	31,9 %
<i>Indicatori idrogeno</i>		
H ₂ prodotto	8582 kg	8645 kg
H ₂ non soddisfatto	~ 9 kg/anno	~ 59 kg/anno
LCOH (mix elettrico)	7,52 €/kg	6,51 €/kg
LCOH _{RES}	8,69 €/kg	6,09 €/kg
Quota PV → EL	47,6 %	44,0 %

6.8 Scenario limite

Lo scenario limite non è confrontabile con i precedenti: i carichi elettrico e termico sono dimezzati e sono state introdotte penalità sul prelievo dalla rete ($\times 2,5$) e sull'utilizzo della caldaia ($\times 1,5$), al fine di simulare un contesto che disincentivi il ricorso alle fonti fossili. Il CAPEX di EL e FC è ridotto a 300 €kW^{-1} .

L'ottimizzatore installa tutti i dispositivi disponibili. Il PV è dimensionato a 1027 kWp , circa quattro volte il picco di carico elettrico (267 kW): il forte sovradimensionamento è giustificato dalla necessità di alimentare un elettrolizzatore da 500 kW , che riceve il 90 % della propria energia dal PV. La batteria è marginale (40 kWh): il surplus PV viene convogliato verso l'EL anziché accumulato direttamente. L'ICE costituisce, assieme alla FC la principale fonte di copertura del carico termico tramite cogenerazione, come evidenziato in Fig. 35. Dalla Fig. 34 si osserva che il carico elettrico è coperto prevalentemente da PV, ICE e FC, con un prelievo dalla rete di entità limitata ($0,40 \text{ M€}$ attualizzati, contro $2,3 \text{ M€}$ degli scenari precedenti). RES2 raggiunge il 48,3 %, il valore più alto tra gli scenari analizzati, con un contributo significativo della FC (165 MWh annui forniti direttamente all'utente). Anche nello Scenario limite, la fuel cell risulta svantaggiata rispetto all'ICE in termini di costo del combustibile: dividendo il LCOH_{RES} e il LCOH per il potere calorifico inferiore dell'idrogeno ($\text{LHV} = 33,33 \text{ kW h kg}^{-1}$) si ottiene un costo dell'energia in ingresso alla FC compreso tra $0,144 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$ e $0,380 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$. Anche nel caso più favorevole, tale valore è paragonabile al prezzo del gas naturale ($0,14 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$). Il livello del serbatoio (Fig. 36) presenta oscillazioni giornaliere molto più ampie nei mesi estivi, quando l'eccedenza di produzione dal PV consente all'EL di operare a pieno carico e il serbatoio funge da buffer tra produzione diurna e consumo della FC nelle ore serali e notturne. Nei mesi invernali, i cicli sono più contenuti per la ridotta disponibilità solare.

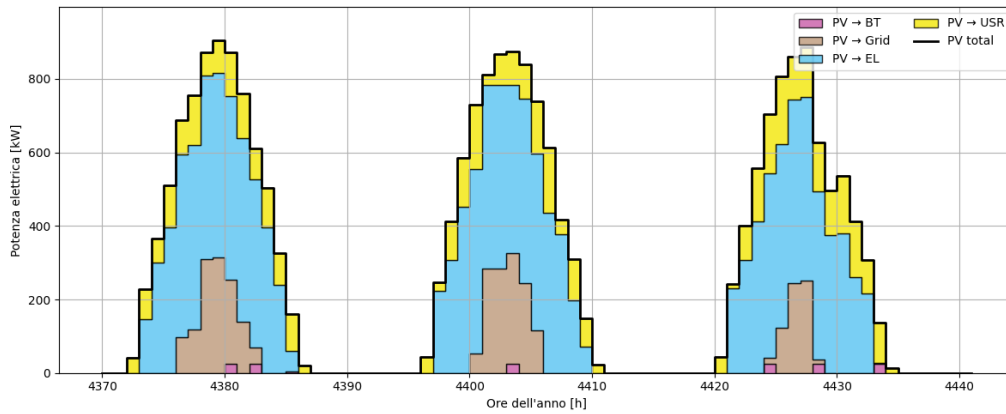


Figura 33: Produzione elettrica da PV, flussi verso il resto del sistema, scenario limite

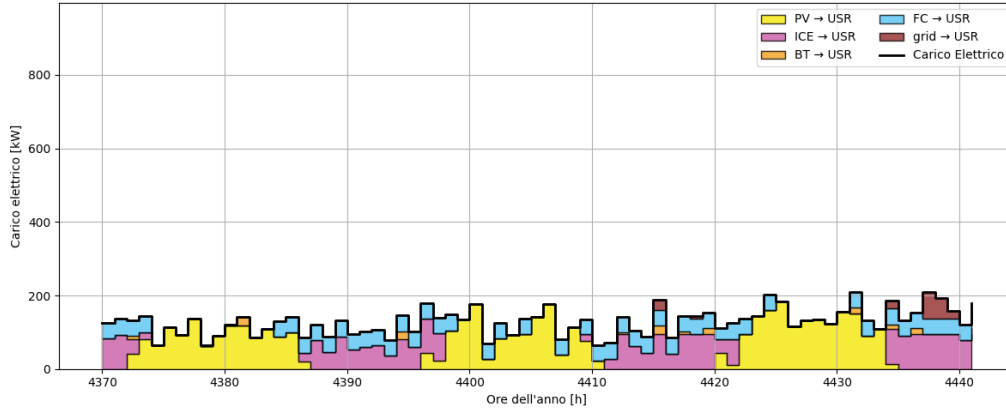


Figura 34: Carico elettrico, con flussi energetici.

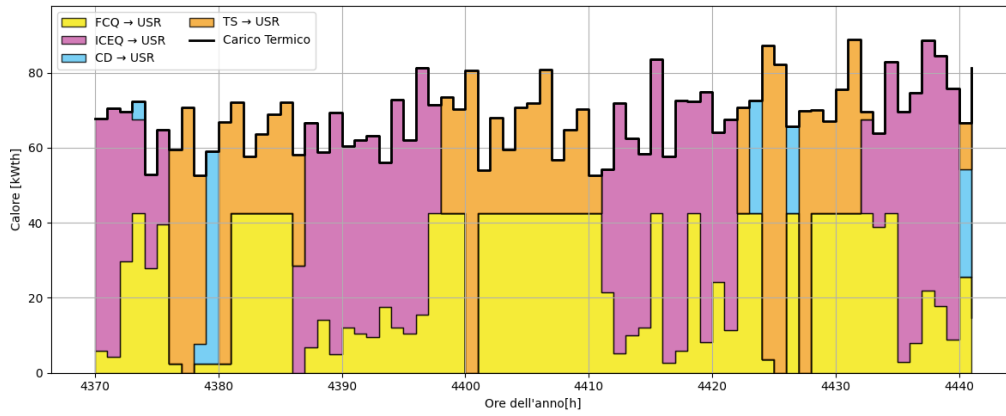


Figura 35: Carico termico.

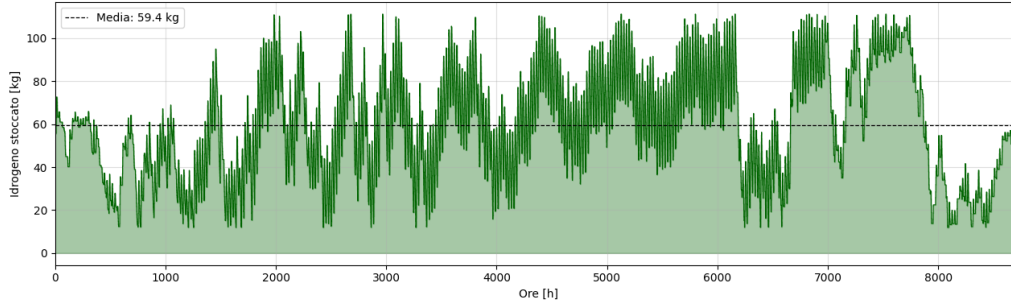


Figura 36: Livello di idrogeno nel serbatoio.

Tabella 26: Risultati dello Scenario limite: dimensionamento e costi (a), indicatori di prestazione (b).

(a)		(b)	
Grandezza	Valore	Grandezza	Valore
<i>Dimensionamento ottimale</i>		<i>Indicatori economici</i>	
Potenza PV installata	1027 kW _p	VAN	−3,18 M€
Numero moduli PV	2800	Δ_s vs Scenario 0 (limite)	34,8 %
Potenza EL	500 kW	LCOE	0,1809 €/kWh
Potenza FC (elettrica)	42,5 kW _{el}	C_{MV}	0,1108 €/kWh
Potenza ICE (elettrica)	95 kW _{el}	<i>Copertura rinnovabile</i>	
Volume serbatoio H ₂	48 m ³	RES1 (PV → USR)	33,5 %
Capacità batteria	40 kW h	RES2 (PV + BT + FC → USR)	48,3 %
Volume accumulo termico	18 m ³	<i>Indicatori idrogeno</i>	
Potenza caldaia	130 kW _{th}	H ₂ prodotto (annuale)	15 352 kg
<i>Costi di investimento</i>		Carico H ₂ soddisfatto	100 %
CAPEX PV	840 000 €	LCOH (mix elettrico)	12,65 €/kg
CAPEX EL	150 000 €	LCOH _{RES}	4,80 €/kg
CAPEX FC	12 750 €	Quota PV → EL	90,4 %
CAPEX ICE	95 000 €	<i>Indicatori operativi</i>	
CAPEX HT	52 258 €	Ore equivalenti EL	3091 h /anno
CAPEX BT	3000 €	Ore equivalenti FC	5515 h /anno
CAPEX TS	15 884 €		
CAPEX caldaia	5264 €		
CAPEX totale	1 174 156 €		
<i>Voci di costo attualizzate (15 anni)</i>			
Acquisto elettricità da rete	0,40 M€		
Gas naturale (ICE + caldaia)	1,86 M€		
OPEX EL	62 278 €		
OPEX FC	5294 €		
OPEX ICE	39 443 €		
Vendita energia alla rete	−32 316 €		

6.9 Tabella riassuntiva

I risultati sono riassunti in Tab. 27.

Tabella 27: Confronto degli indicatori di prestazione per gli scenari analizzati. Il risparmio Δ_s è calcolato rispetto allo Scenario 0 (Eq. 92). I trattini indicano indicatori non applicabili alla configurazione dello scenario.

Indicatore	Unità	S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6
<i>Indicatori economici</i>								
VAN	M€	-6,09	-5,83	-5,99	-5,46	-5,89	-5,53	-5,36
Δ_s	%	—	-4,3	-1,6	-10,3	-3,4	-9,2	-12
LCOE	€/kWh	0,12	0,105	0,112	0,130	0,109	0,132	0,126
C_{MV}	€/kWh	0,13	0,124	0,128	0,137	0,125	0,139	0,135
LCOH	€/kg	—	—	9,18	7,78	8,19	7,52	6,51
<i>Copertura da fonti rinnovabili</i>								
RES1 (PV→USR)	%	—	25,8	30,0	30,0	28,0	34,4	29,4
RES2 (PV+BT+FC→USR)	%	—	29,7	32,7	32,9	31,0	36,7	31,9
<i>Dimensionamento ottimale</i>								
P_{PV}	kW _p	—	570	725	770	660	1100	807
P_{EL}	kW _{el}	—	—	50	175	75	150	175
P_{FC}	kW _{el}	—	—	53	0	21	0	21
V_{HT}	m ³	—	—	11	19	28	6	6
E_{BT}	kW h	—	240	132	48	144	144	160
P_{ICE}	kW _{el}	—	—	—	—	—	—	—

7 Conclusioni e sviluppi futuri

Il presente lavoro ha sviluppato e applicato una metodologia di ottimizzazione bi-livello per il dimensionamento e la gestione energetica di un Virtual Power Plant multi-energia, comprendente fotovoltaico, elettrolizzatore PEM, fuel cell PEM in assetto cogenerativo, accumulo a idrogeno, batteria, motore a combustione interna in assetto cogenerativo, caldaia ausiliaria e accumulo termico. L'architettura di ottimizzazione accoppia un algoritmo genetico per il dimensionamento dei componenti a un solutore MILP per la gestione oraria dei flussi energetici, con il Valore Attuale Netto su un orizzonte di 15 anni come funzione obiettivo. L'analisi è stata condotta su sette scenari a complessità crescente, al fine di isolare il contributo economico di ciascun sottosistema.

7.1 Sintesi dei risultati

Dall'analisi comparativa degli scenari emergono i seguenti risultati principali. L'installazione del solo fotovoltaico con batteria (Scenario 1) produce un risparmio del 4,3 % rispetto al caso base. L'introduzione del sottosistema a idrogeno senza un carico dedicato (Scenario 2) riduce il beneficio economico complessivo (1,6 %): a un CAPEX di 1000 €kW^{-1} , i ricavi della vendita del 15 % della produzione non compensano il costo di investimento. Quando invece è presente un carico interno di idrogeno (Scenari 3, 5, 6), l'autoproduzione risulta sistematicamente più conveniente dell'acquisto a mercato (12 €kg^{-1}): il LCOH varia da $6,51 \text{ €kg}^{-1}$ (Scenario 6) a $7,78 \text{ €kg}^{-1}$ (Scenario 3), generando risparmi compresi tra il 9,2 % e il 12 % rispetto al caso base. Il miglior risultato economico si ottiene nello Scenario 6, con un risparmio del 12 %.

Il confronto tra Scenario 2 e Scenario 4 (CAPEX dimezzato da 1000 €kW^{-1} a 500 €kW^{-1}) evidenzia che la riduzione del costo di investimento dell'elettrolizzatore ha un effetto limitato sul LCOH, che diminuisce da 9,18 a $8,19 \text{ €kg}^{-1}$. Il costo dell'energia in ingresso all'elettrolizzatore rappresenta infatti la componente dominante del costo di produzione dell'idrogeno, con un'incidenza superiore al 55 % sul LCOH in tutti gli scenari analizzati. Questo risultato indica che, nelle condizioni di mercato considerate, la leva più efficace per ridurre il costo dell'idrogeno non è la riduzione del CAPEX dei dispositivi, bensì la massimizzazione della quota di energia a basso costo — in particolare fotovoltaica — fornita all'elettrolizzatore. I dati confermano questa osservazione: negli scenari in cui la quota PV→EL è più elevata (90 % nello Scenario limite), il $LCOH_{RES}$ risulta essere inferiore al LCOH.

Il sottosistema a idrogeno induce un sovradimensionamento del fotovoltaico in tutti gli scenari in cui è presente: la capacità PV installata sale da 570 kW (Scenario 1) a valori compresi tra 660 kW e 1100 kW. L'incremento della quota di carico elettrico coperta da fonti rinnovabili (RES1 e RES2) è tuttavia un effetto collaterale del sovradimensionamento e non del percorso di accumulo a idrogeno: il contributo netto della rielettificazione tramite fuel cell alla copertura rinnovabile è trascurabile. Uno scarto tra RES2 e RES1 compreso tra 2 e 4 punti percentuali si osservano anche nello Scenario 1, dove il sottosistema non è presente gli unici contribuenti che possono fornire energia pulita sono impianto fotovoltaico e batteria.

La fuel cell non viene installata nella maggior parte degli scenari a prezzi correnti. Il percorso di rielettificazione (EL → HT → FC) risulta sconveniente rispetto all'acquisto diretto dalla rete: dividendo il LCOH per il potere calorifico inferiore dell'idrogeno si ottiene un costo dell'energia in ingresso alla FC compreso tra 0,14 e $0,38 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$, superiore al prezzo di acquisto del gas naturale. Analogamente, il motore a combustione interna non viene mai installato negli scenari a prezzi di mercato, in quanto negli scenari analizzati il prezzo di acquisto del gas naturale ($0,14 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$)

supera il prezzo medio dell'elettricità dalla rete ($0,12 \text{ €kW}^{-1} \text{ h}$), rendendo la cogenerazione non competitiva.

Il livello del serbatoio di idrogeno non presenta andamento stagionale negli scenari con carico H_2 continuo (Scenari 3, 5, 6): l'accumulo opera come buffer giornaliero e settimanale, non come accumulo stagionale. Al contrario, nello Scenario 2, in cui la produzione è legata al solo surplus fotovoltaico, il livello mostra una stagionalità marcata. Questo comportamento suggerisce che, per le taglie e l'orizzonte temporale considerati, il sistema a idrogeno non svolge una funzione di accumulo interstagionale.

Lo Scenario limite, pur non essendo direttamente confrontabile con gli altri per via delle diverse condizioni al contorno, dimostra che in presenza di penalizzazioni sulle fonti fossili e di un CAPEX ridotto a 300 €kW^{-1} , tutti i componenti del sistema vengono installati dall'ottimizzatore, inclusi FC e ICE, e la quota di copertura rinnovabile raggiunge il 48 %. Questo risultato individua la soglia indicativa delle condizioni di mercato necessarie affinché il sottosistema a idrogeno contribuisca attivamente alla copertura del carico elettrico.

7.2 Limiti dello studio

Il presente lavoro presenta alcune limitazioni che devono essere considerate nell'interpretazione dei risultati. I profili di carico sono stati generati sinteticamente con HOMER Pro senza riscalcing stagionale: il profilo termico, in particolare, non presenta la stagionalità tipica delle utenze reali nel Nord-Est italiano, il che potrebbe sottostimare il valore dell'accumulo termico e della cogenerazione nei mesi invernali e sovrastimarli nei mesi estivi.

L'ottimizzazione opera su un singolo anno rappresentativo, senza considerare la degradazione temporale dei componenti (in particolare elettrolizzatore, batteria e pannelli fotovoltaici), né la variabilità interannuale dei profili climatici e di mercato. Sul piano economico, gli scenari sono stati eseguiti a CAPEX ridotto (1000 e 300 €kW^{-1}) rispetto al costo di investimento corrente, simulando già implicitamente condizioni di mercato future più favorevoli per le tecnologie a idrogeno; tuttavia, il modello non include meccanismi di incentivazione esplicita quali garanzie d'origine per l'idrogeno verde, feed-in premium o detrazioni fiscali sull'investimento, che agirebbero sul lato dei ricavi anziché sul CAPEX e potrebbero modificare la competitività del sottosistema a idrogeno anche agli attuali livelli di costo dei dispositivi. Nonostante la riduzione del CAPEX fino a quasi un ordine di grandezza rispetto ai valori attuali, l'analisi mostra che il costo dell'energia in ingresso all'elettrolizzatore rimane la barriera dominante: questo risultato rafforza la conclusione secondo cui la leva tecnologica da sola è insufficiente senza un contemporaneo abbattimento del costo dell'energia.

L'algoritmo genetico, per sua natura euristica, non garantisce la convergenza all'ottimo globale. In particolare, quando la sensibilità della funzione obiettivo a determinati parametri di dimensionamento è bassa, l'algoritmo può convergere verso soluzioni locali: ne è esempio lo Scenario 2, in cui il GA ha installato un sottosistema a idrogeno di taglia minima anziché esplorare la configurazione priva di dispositivi a idrogeno, che avrebbe potuto risultare più conveniente.

7.3 Sviluppi futuri

I risultati ottenuti aprono diverse prospettive di sviluppo. L'architettura modulare del codice di ottimizzazione consente di estendere il modello all'integrazione di ulteriori componenti, quali pompe di calore, sistemi di raffrescamento e veicoli elettrici con ricarica bidirezionale, ampliando la gamma di servizi energetici forniti dal VPP.

Un primo sviluppo riguarda l'analisi su orizzonti temporali multi-annuali, al fine di valutare l'eventuale ruolo dell'accumulo a idrogeno come sistema di accumulo stagionale, funzione che l'attuale orizzonte annuale non consente di cogliere appieno. In parallelo, l'introduzione di modelli di degradazione per elettrolizzatore, batteria e fotovoltaico consentirebbe una stima più realistica dei costi operativi nell'arco della vita utile dell'impianto.

Il risultato secondo cui il costo dell'energia domina il LCOH suggerisce l'opportunità di valutare configurazioni con fotovoltaico dedicato all'elettrolizzatore, eventualmente in modalità off-grid o con connessione limitata alla rete, al fine di minimizzare il costo marginale dell'energia in ingresso. Analogamente, l'introduzione di scenari con prezzi dell'elettricità e del gas variabili nel tempo permetterebbe di verificare la robustezza dei risultati rispetto all'evoluzione del mercato energetico e di individuare le condizioni in cui la cogenerazione con ICE o la rielettificazione con FC diventano competitive.

Il confronto con tecnologie di elettrolisi alternative, in particolare alcalina e ad ossidi solidi (SOEC), rappresenta un ulteriore asse di indagine, data la diversità dei profili di costo e di efficienza rispetto alla tecnologia PEM considerata in questo lavoro. Infine, la validazione del modello con dati operativi di impianti pilota consentirebbe di quantificare lo scarto tra le prestazioni simulate e quelle reali, e di calibrare i parametri del modello per applicazioni progettuali.

Riferimenti bibliografici

- [1] IEA, “Solar - IEA.”
- [2] S. Ugarte, J. LARKIN, B. REE, V. SWINKELS, M. VOOGT, N. Friedrichsen, J. Michaelis, A. Thielmann, M. Wietschel, and R. Villafafila-Robles, *Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?*
- [3] A. Buttler and H. Spliethoff, “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,” vol. 82, pp. 2440–2454.
- [4] V. Cigolotti, M. Genovese, and P. Fragiaco, “Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems,” vol. 14, no. 16, p. 4963.
- [5] European Commission, “JRC photovoltaic geographical information system (PVGIS) - european commission.”
- [6] Department of Energy, “Hydrogen and fuel cell technologies office multi-year program plan.”
- [7] IEA, “Net zero by 2050 - a roadmap for the global energy sector,”
- [8] IEA, “Renewables 2025 – analysis.”
- [9] European Commission, “Hydrogen.”
- [10] P. Mancarella, “MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,” vol. 65, pp. 1–17.
- [11] S. M. Nosratabadi, R.-A. Hooshmand, and E. Gholipour, “A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,” vol. 67, pp. 341–363.
- [12] P. Marocco, D. Ferrero, E. Martelli, M. Santarelli, and A. Lanzini, “An MILP approach for the optimal design of renewable battery-hydrogen energy systems for off-grid insular communities,” vol. 245, p. 114564.
- [13] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, “Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment,” vol. 188, pp. 547–562.
- [14] P. Rullo, L. Braccia, P. Luppi, D. Zumoffen, and D. Feroldi, “Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems,” vol. 140, pp. 436–451.
- [15] P. Gabrielli, M. Gazzani, and M. Mazzotti, “Electrochemical conversion technologies for optimal design of decentralized multi-energy systems: Modeling framework and technology assessment,” vol. 221, pp. 557–575.
- [16] Mark Bolinger, Joachim Seel, and Manfei Wu, “Maximizing MWh: A statistical analysis of the performance of utility-scale photovoltaic projects in the united states | energy markets & planning.”

- [17] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” vol. 137, pp. 511–536.
- [18] M. Schalenbach, M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, “Pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover,” vol. 38, no. 35, pp. 14921–14933.
- [19] Ballard, “FCwave™.”
- [20] L. Mulky, S. Srivastava, T. Lakshmi, E. R. Sandadi, S. Gour, N. A. Thomas, S. Shanmuga Priya, and K. Sudhakar, “An overview of hydrogen storage technologies – key challenges and opportunities,” vol. 325, p. 129710.
- [21] Airliquide, “ALPHAGAZ™ 1 IDROGENO | air liquide.”
- [22] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, and A. Mirandola, “A model for the optimal design and management of a cogeneration system with energy storage,” vol. 124, pp. 241–247.
- [23] N. Destro, A. Benato, A. Stoppato, and A. Mirandola, “Components design and daily operation optimization of a hybrid system with energy storages,” vol. 117, pp. 569–577.
- [24] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, and M. Mazzotti, “Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage,” vol. 219, pp. 408–424.
- [25] P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, “Optimal design of stand-alone solutions based on RES + hydrogen storage feeding off-grid communities,” vol. 238, p. 114147.
- [26] D. Bessarabov, H. wang, H. Li, and N. Zhao, *PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*.
- [27] Y. Li, Z. Shang, F. Peng, Y. Zhao, and L. Ren, “Improved control-oriented polarization characteristic modeling for proton exchange membrane water electrolyzer with adaptive hunting game based metaheuristic optimization,” vol. 305, p. 118264.
- [28] M. Schalenbach, “Corrigendum to “pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover” [int j hydrogen energy 38 (2013) 14921–14933],” vol. 41, no. 1, pp. 729–732.
- [29] Q. Li, Y. Hao, and L. Sun, “Modeling and evaluation of a steam and power cogeneration system of proton exchange membrane fuel cell coupled high temperature heat pump,” vol. 505, p. 159432.
- [30] Y. Wang, Z. Zeng, T. Wang, and Z. Che, “Dynamic simulation and optimization of a residential proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) combined heat and power (CHP) system,” vol. 319, p. 134865.
- [31] R. Nogueira Nakashima, R. Gollangi, A. Nemati, F. B. Bornemann, V. G. Johnsen, and H. L. Frandsen, “Optimization of an energy management system for PEMFCs including degradation,” vol. 341, p. 120087.
- [32] device.report, “P7 COM s EN new p1.v9-with 555w CEC [PDF] SunPower performance 7sunpower.maxeon..”

- [33] Tessari Energia, “Scheda cogeneratori a metano e biometano,” n.d. Accessed: 2026-04-08.
- [34] Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, “Statistiche energetiche e minerarie.”
- [35] Eurostat, “Statistics | eurostat.”
- [36] BYD, “Batterybox premium lvs - caratteristiche principali e sicurezza,” n.d. Accessed: 2026-04-08.
- [37] Ahmed Gad, “PyGAD - python genetic algorithm! — PyGAD 3.5.0 documentation.”
- [38] Gurobi Optimization, LLC, “Gurobi optimization.”
- [39] H. Energy, “Homer pro user manual,” *HOMER Energy*, 2021.
- [40] Gestore dei Mercati Energetici (GME), “Pun index gme,” n.d. Accessed: 2026-04-08.
- [41] A. H. Reksten, M. S. Thomassen, S. Møller-Holst, and K. Sundseth, “Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development,” vol. 47, no. 90, pp. 38106–38113.