



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

Dipartimento Energia “Galileo Ferraris” (DENERG)

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Anno Accademico: 2025/2026

Sessione di Laurea: Marzo 2026

Tesi Magistrale

**Ottimizzazione di un impianto di produzione di
idrogeno verde per la flessibilità energetica
tramite modellazione MILP**

Relatore Universitario:

Prof. Davide Papurello

Candidato:

Leonardo Belvedere

Relatori Aziendali:

Ing. Massimo Amerio - EURIX S.r.l

Ing. Davide Borda - EURIX S.r.l

Sommario

Il presente lavoro di tesi si inserisce nel contesto di un progetto sperimentale condotto presso l'azienda EURIX S.r.l., finalizzato all'integrazione di un sistema di produzione, stoccaggio e conversione di idrogeno verde nell'ambito della flessibilità energetica e della resilienza di microreti isolate. Il progetto, ancora in fase di definizione tecnologica e realizzativa, ha richiesto un approccio proattivo nella definizione di un layout impiantistico preliminare e funzionale. Tale configurazione comprende un impianto di generazione fotovoltaica, un elettrolizzatore PEM, sistemi di accumulo elettrochimico, serbatoio a idruri metallici, celle a combustibile per la riconversione energetica e una sottostazione di compressione dedicata al riempimento di serbatoi mobili. Il cuore del lavoro consiste nella progettazione e implementazione di un algoritmo di ottimizzazione operativa (dispatching) basato sulla Programmazione Lineare Mista-Intera (MILP), integrato con una logica a orizzonte mobile di 24h (Rolling Horizon). Le simulazioni sono state condotte utilizzando dataset storici di produzione fotovoltaica e prezzi nazionali PUN (anno 2024) per validare il modello di ottimizzazione. L'algoritmo gestisce dinamicamente i flussi energetici, adattandosi alle variazioni della produzione rinnovabile e del prezzo dell'energia elettrica, con l'obiettivo di massimizzare profitto e autoconsumo. I risultati delle simulazioni forniscono un'analisi dettagliata dei flussi energetici ed economici, evidenziando l'efficacia del modello. Nello specifico l'analisi economica confronta una casistica definita di "Baseline", in cui il carico viene interamente soddisfatto tramite prelievo dalla rete elettrica nazionale con lo scenario post-intervento caratterizzato dall'implementazione dei sistemi di flessibilità gestiti dall'algoritmo. Questo confronto permette di quantificare il risparmio economico e l'efficienza gestionale ottenibili grazie all'ottimizzazione dei flussi. Sebbene lo studio si concentri sulla sola fase gestionale, escludendo i costi di investimento (CAPEX), i risultati confermano l'efficacia del modello in ambito operativo. L'applicazione naturale di tale algoritmo prevedrà l'integrazione di modelli di previsione meteorologica basati su dati climatici per stimare la futura produzione di energia rinnovabile, consentendo all'algoritmo di effettuare un'ottimizzazione in tempo reale basata sulla previsione dei flussi energetici nelle successive 24h.

Parole chiave: Idrogeno, Flessibilità energetica, Microrete, Modellazione MILP, Ottimizzazione operativa, Dispatch, RES

Indice

Elenco delle figure	7
1 Introduzione	11
1.1 Microreti e Flessibilità Energetica	11
1.2 Energy Management System (EMS) e Ottimizzazione	12
1.3 Il Vettore idrogeno: proprietà e ruolo nella transizione Energetica	13
1.3.1 Produzione dell'idrogeno: tecnologie e quadro mondiale	14
1.4 Obiettivi	18
2 Criteri di progettazione e definizione della configurazione impiantistica	21
2.1 Criteri di selezione tecnologica	23
2.2 Definizione del layout	24
2.3 Componenti di sistema	27
2.3.1 Elettrolizzatore PEM	27
2.3.2 Serbatoio a idruri metallici	29
2.3.3 Fuel Cell a membrana polimerica (PEM)	31
3 Metodologia di ottimizzazione	35
3.1 Introduzione e classificazione dei modelli	35
3.2 Scelta del modello MILP e implicazioni	36
3.3 Architettura del modello	40
3.4 Acquisizione dei dati	41
3.5 Costruzione del modello	43
3.5.1 Modellazione dei componenti	43
3.6 Funzione obiettivo e variabili di costo	53
4 Setup della simulazione e analisi dei risultati	55
4.1 Simulation Setup	55
4.1.1 Configurazione del solver	55
4.1.2 Analisi di sensitività sul MIP gap	56

4.1.3	Risultati delle simulazioni di sensitività	57
4.2	Risultati della simulazione	58
4.2.1	Ripartizione dei Flussi Energetici e Bilancio di Sistema	59
4.2.2	Confronto ore operative mensili dell'elettrolizzatore e della fuel cell	64
4.2.3	Dinamica dei sistemi di accumulo	65
4.2.4	Valutazione delle prestazioni energetiche: caso baseline vs caso post-installazione	67
4.2.5	Valutazione economica: caso baseline vs caso post-installazione	69
4.3	Estensione tramite la valutazione dei costi di degrado	72
4.3.1	Degrado e costo operativo dei sistemi PEM	72
4.3.2	Degrado e costo operativo della batteria	76
4.3.3	Integrazione dei costi di degrado nella funzione obiettivo	78
4.3.4	Analisi dell'impatto dei costi di degrado sulla redditività	80
5	Conclusioni e Sviluppi Futuri	83
	Appendice A	85
	Appendice B	87
	Bibliografia	89

Elenco delle figure

1.1	Esempio di microgrid	12
1.2	I colori dell'idrogeno	16
1.3	Consumo di idrogeno per regione [1]	18
2.1	Layout di impianto	26
2.2	Schema elettrolizzatore a membrana polimerica	27
2.3	Serbatoio a idruri metallici	29
2.4	Formazione degli idruri	30
2.5	Schema di una Fuel cell a membrana polimerica	31
2.6	Funzionamento fuel cell a membrana polimerica	32
3.1	Rappresentazione grafica dell'approccio RH	38
3.2	Schema logico della strategia di ottimizzazione	39
3.3	Distribuzione dei dati di produzione FV grezzi, con evidenza degli outlier e dei valori mancanti	41
3.4	Andamento annuale della produzione fotovoltaica (arancione) e del PUN (turchese) dopo il pre-processing	42
3.5	Rappresentazione schematica dell'impianto	43
3.6	Rappresentazione qualitativa della distribuzione dell'energia fotovoltaica prodotta	44
3.7	Rappresentazione qualitativa dei contributi energetici per alimentare il carico	44
3.8	Range operativo del SOC raccomandato per preservare la durata della batteria	46
3.9	Curva di efficienza stimata dell'elettrolizzatore	48
3.10	Profilo di consumo di H ₂ della Fuel Cell (Datasheet)	49
3.11	Profilo di efficienza caratteristico della Fuel Cell (reale e PWL)	50
4.1	Ripartizione annuale dell'energia prodotta dal fotovoltaico	59
4.2	Ripartizione annuali dei contributi energetici per alimentare il carico	61
4.3	Ripartizione mensile (alto) dell'energia prodotta dal fotovoltaico e curva cumulata (basso) dell'energia effettivamente sfruttata	63
4.4	Ore operative mensili elettrolizzatore	64
4.5	Distribuzione mensile carico elettrolizzatore	65

4.6	Dinamica dei sistemi di accumulo (Luglio e Dicembre)	66
4.7	Mix energetico mensile per alimentare il carico pre vs post intervento	67
4.8	Bilancio energetico mensile pre vs post intervento	68
4.9	Bilancio economico mensile pre vs post intervento	69
4.10	Confronto tra costo cumulato baseline vs post installazione	70
4.11	Valore creato vs Margine netto	71
4.12	Bilancio economico baseline vs post installazione con costi di degrado	80
4.13	Analisi comparativa considerando costi di degrado	81

Tabella 1: Nomenclatura e Acronimi

Sigla	Descrizione	Sigla	Descrizione
H ₂	Idrogeno molecolare	SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell
O ₂	Ossigeno molecolare	P2P	Power to Power
RES	Renewable Energy Sources	EL	Elettrolizzatore
BESS	Battery Energy Storage Systems	HENG	Hydrogen-Enriched Natural Gas
PV / FV	Impianto fotovoltaico	MH	Metal Hydride
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle	LHV	Lower Heating Value
FC	Fuel Cell	SOC	State of Charge
SMR	Steam Methane Reforming	DC / AC	Corrente continua / alternata
IEA	International Energy Agency	ECU	Electronic Control Unit
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	PLC	Programmable Logic Controller
PEM	Proton Exchange Membrane	EMS	Energy Management System
MILP	Mixed-Integer Linear Programming	PWL	Piecewise Linear
MEA	Membrane Electrode Assembly	HEMS	Home energy management system
MPC	Model Predictive Control	RH	Rolling Horizon
KPI	Key Performance Indicators	BOP	Balance of plant
BOS	Balance of system	CAPEX	Capital expenditure
DoD	Depth of discharge	CTF	Cycles to failure
LT	Lifetime troughput	UPS	Uninterruptible Power Supply

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Microreti e Flessibilità Energetica

La transizione verso sistemi energetici a basse emissioni di carbonio ha portato a una crescita senza precedenti dell'impiego di sistemi basati su fonti di energia rinnovabile (RES). Tuttavia la natura intermittente e non programmabile di queste fonti introduce sfide per garantire la stabilità della rete elettrica e il bilanciamento tra domanda e offerta. Come evidenziato in letteratura [1], l'integrazione di sistemi di generazione rinnovabile richiede lo sviluppo di microreti intelligenti in grado di operare come fornitori di flessibilità energetica. La flessibilità è definita come la capacità di un sistema di adattare il proprio profilo di carico e generazione in risposta a segnali esterni come i prezzi di mercato o le richieste della rete, per mantenere l'equilibrio operativo. In tale contesto lo stoccaggio di energia diventa il pilastro fondamentale per disaccoppiare la produzione dal consumo.

Una microrete per definizione è un ecosistema locale che integra fonti di generazione, carichi, sistemi di accumulo dell'energia, reti di distribuzione, dispositivi di protezione e schemi di controllo finalizzati alla regolazione di potenza, tensione e frequenza. Attraverso il punto di accoppiamento con la rete nazionale (PCC) la microgrid può decidere strategicamente se e come scambiare energia con la rete.

In presenza di problematiche legate alla qualità della fornitura elettrica, la microrete può disconnettersi intenzionalmente dalla rete principale, garantendo così continuità e stabilità di alimentazione ai carichi locali. Qualora sia dotata di adeguate risorse di generazione e capacità di accumulo, una microrete può essere progettata per operare in modo autonomo rispetto alla rete principale. In tal caso si parla di microrete in modalità isola (islanded o standalone). Questa duplice natura operativa rende la microgrid capace di adattare i propri profili di consumo e produzione in risposta a segnali di mercato o necessità tecniche della rete.

Il presente lavoro si inserisce in tale contesto, concentrandosi sull'ottimizzazione di una microgrid virtuale oggetto di studio da parte dell'azienda EURIX S.r.l. La tesi si colloca in un contesto operativo reale di progettazione, finalizzato alla gestione della flessibilità della microgrid mediante l'integrazione di diversi sistemi di generazione e di accumulo energetico. L'obiettivo è valorizzare la complementarità tra batterie elettrochimiche, particolarmente idonee a fornire risposte rapide ai transitori di potenza, e sistemi di produzione e stoccaggio di idrogeno verde, sviluppando scenari di ottimizzazione basati su modellazione MILP.

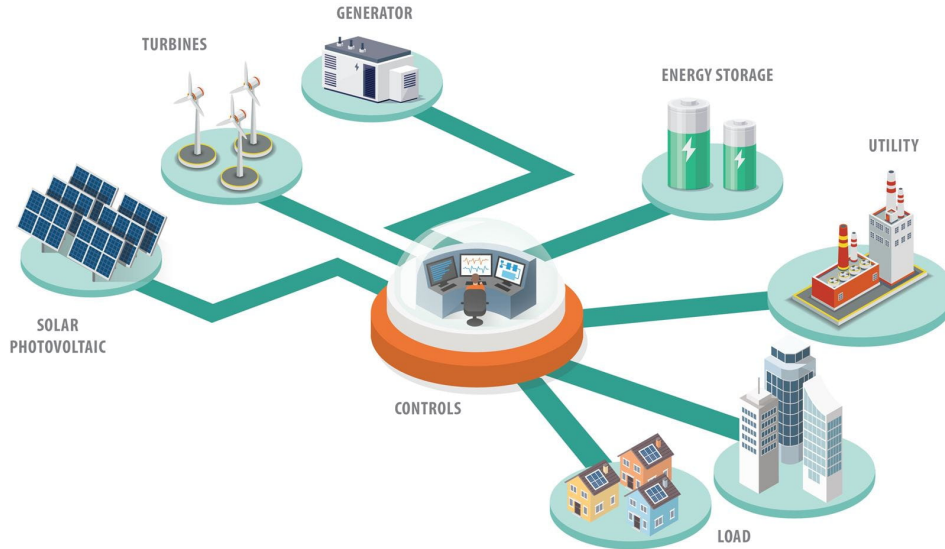


Figura 1.1: Esempio di microgrid

1.2 Energy Management System (EMS) e Ottimizzazione

I sistemi di accumulo elettrochimico (BESS) sono ad oggi la soluzione tecnologica più matura per gestire fluttuazioni rapide e garantire la stabilità grazie alla loro elevata densità di potenza. Tuttavia essi presentano limiti in termini di autoscarica e costi elevati per lo stoccaggio a lungo termine o stagionale. L'idrogeno che viene prodotto tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da surplus di energia rinnovabile si pone come il complemento ideale. Mentre la batteria agisce da "buffer" a breve termine, l'idrogeno funge da vettore energetico ad alta densità (120 MJ/kg) per lo stoccaggio di lunga durata. L'integrazione operativa di questi due sistemi all'interno di una microgrid permette di fornire flessibilità multi-oraria ma anche stagionale gestendo eccedenze che le batterie non potrebbero contenere. Oltre alla riconversione elettrica tramite fuel cell, l'idrogeno può essere valorizzato come

combustibile per i settori difficili da elettrificare direttamente (Hard-to-Abate). All'interno di questa architettura i sistemi di gestione dell'energia (EMS) operano come il nucleo decisionale dell'impianto, determinando attraverso algoritmi di ottimizzazione le strategie d'uso dei singoli componenti (carica delle batterie, produzione di idrogeno, compressione e vendita del vettore).

1.3 Il Vettore idrogeno: proprietà e ruolo nella transizione Energetica

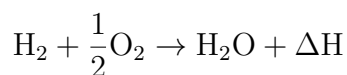
L'idrogeno è l'elemento più semplice e abbondante dell'universo che costituisce circa il 90% della massa visibile. In condizioni standard di temperatura e pressione si presenta come un gas biatomico (H_2) incolore, inodore e caratterizzato da un'elevata diffusività. Sebbene sia disponibile in abbondanza sulla Terra, data la sua elevata reattività, non si trova libero in natura, ma combinato in composti come acqua o idrocarburi, da cui può essere estratto tramite processi ad alto consumo energetico.

Le caratteristiche fisiche dell'idrogeno includono bassa densità e viscosità, elevato calore specifico e buona conduttività termica rispetto ad altri gas. Il potere calorifico inferiore (LHV) dell'idrogeno è circa il doppio rispetto al gas naturale, tre volte quello della benzina e quattro volte quello del carbone. La combustione con ossigeno produce esclusivamente vapore acqueo, rendendo l'idrogeno un combustibile a emissioni zero.

Le principali proprietà termodinamiche sono riassunte nella Tabella A1 riportata in Appendice A.

Nonostante il potere energetico elevato, alcune caratteristiche fisiche dell'idrogeno complicano la gestione e il trasporto. La bassa densità implica un contenuto energetico volumetrico ridotto, rendendo necessaria la compressione o la liquefazione per aumentare la densità di energia. Alcuni materiali metallici sono suscettibili alla fragilità indotta dall'idrogeno, e l'ampio intervallo di infiammabilità richiede particolari precauzioni di sicurezza [2].

La versatilità dell'idrogeno risiede nella sua capacità di rilasciare l'energia immagazzinata attraverso processi di combustione o conversione elettrochimica. Quando l'idrogeno reagisce con l'ossigeno libera un calore di reazione pari a circa 286 kJ/mol. La reazione produce esclusivamente acqua come sottoprodotto:



È fondamentale precisare che l'idrogeno non è una fonte primaria di energia, ma un vettore. Esso immagazzina energia prodotta da altre fonti e ne permette il trasporto e l'utilizzo differito.

L'idrogeno trova impiego in numerosi settori, che possono essere classificati come segue:

- **Power-to-Feedstock:** il settore chimico rappresenta la principale domanda di idrogeno, per la produzione di ammoniaca e metanolo. L'industria di raffinazione lo utilizza nei processi di hydrocracking e desolforazione per convertire le materie prime in prodotti raffinati.
- **Power-to-Fuel:** nei trasporti, l'idrogeno può alimentare veicoli a celle a combustibile (FCEV), immagazzinando energia in serbatoi pressurizzati e convertendola in elettricità a bordo tramite la fuel cell. I veicoli FCEV moderni utilizzano idrogeno a pressioni tra 350 e 700 bar, con autonomie tipiche di 500–650 km e tempi di rifornimento paragonabili a quelli dei veicoli convenzionali. Questi mezzi sono complementari ai veicoli elettrici a batteria, estendendo la mobilità elettrica a veicoli a lungo raggio o ad alto utilizzo.
- **Power-to-Power:** l'idrogeno può essere immagazzinato e successivamente riconvertito in elettricità tramite fuel cell o turbine a gas alimentate a idrogeno, consentendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e fornendo servizi ausiliari alla rete elettrica.
- **Power-to-Gas:** sfruttando le infrastrutture esistenti di gas naturale, l'idrogeno può essere miscelato ai gasdotti per creare Hydrogen-Enriched Natural Gas (HENG), utilizzabile nei settori residenziale e industriale [2].

1.3.1 Produzione dell'idrogeno: tecnologie e quadro mondiale

Dopo aver analizzato le proprietà fisico-chimiche e termodinamiche dell'idrogeno, è opportuno esaminare le principali modalità con cui esso viene attualmente prodotto, alla luce delle implicazioni in termini di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica. Le tecnologie disponibili possono essere ricondotte a due macro-categorie: i processi termochimici, prevalentemente basati su fonti fossili (o assimilabili), e i processi elettrochimici.

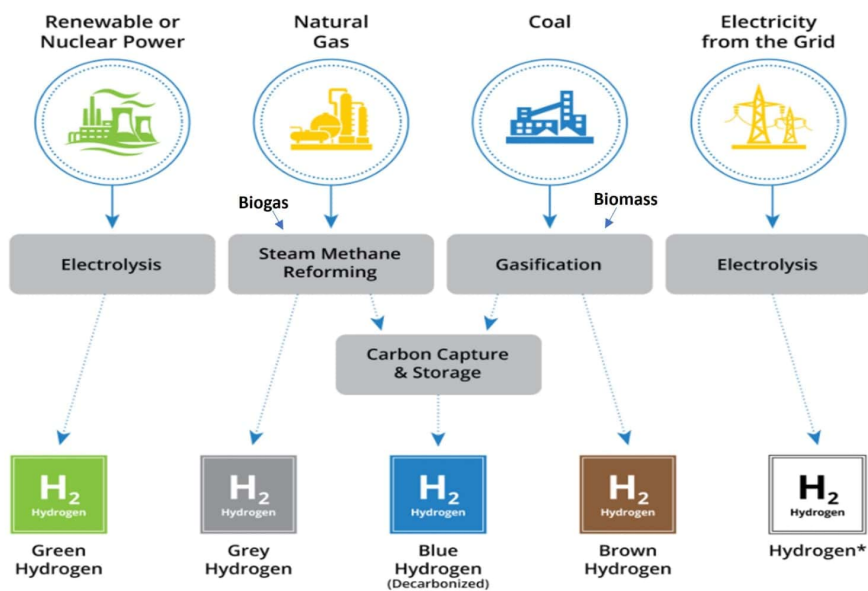
i. Processi termochimici da fonti fossili.

Il metodo più diffuso è lo *Steam Methane Reforming* (SMR), nel quale il metano reagisce con vapore acqueo ad alta temperatura producendo idrogeno

e anidride carbonica. L'idrogeno così ottenuto è comunemente definito “grigio”, in ragione delle significative emissioni di CO_2 associate al processo. Al fine di mitigare l'impatto ambientale sono stati sviluppati sistemi di cattura e stoccaggio della CO_2 che consentono di classificare il prodotto come “idrogeno blu”. Un ulteriore processo rilevante è la gassificazione, applicata a carbone o biomasse, che genera un gas di sintesi costituito principalmente da monossido di carbonio e idrogeno.

ii. **Processi elettrochimici**

In alternativa ai percorsi termochimici l'idrogeno può essere prodotto mediante elettrolisi dell'acqua. Quando l'energia elettrica impiegata proviene da fonti rinnovabili si parla di “idrogeno verde”. Il processo consente di scindere la molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno senza emissioni dirette di gas climalteranti convertendo l'energia elettrica in energia chimica. Le principali tecnologie elettrolitiche attualmente disponibili includono l'elettrolisi alcalina quella a membrana a scambio protonico (PEM) e quella ad ossidi solidi (SOEC) che si differenziano per efficienza, flessibilità operativa e livello di maturità tecnologica.



*Emissions depend on the mix of electricity sources on the grid

Hydrogen Color	Production Technology	Cost	CO ₂ Emissions
Blue	Steam reforming of natural gas, with carbon capture and storage	Moderate	9–12 kg CO ₂ /kg H ₂
Gray	Steam reforming of natural gas, without carbon capture and storage	Low	16–18 kg CO ₂ /kg H ₂
Brown	Gasification of coal or other hydrocarbon-rich feedstock	Moderate	19–25 kg CO ₂ /kg H ₂
Black	Coal gasification, with hydrogen separation and other gases released into the atmosphere	High	24–28 kg CO ₂ /kg H ₂
Green	Electrolysis of water using renewable energy sources	High	Zero CO ₂ emissions

Figura 1.2: I colori dell'idrogeno

Il quadro tecnologico descritto trova riscontro nei dati più recenti sulla produzione mondiale. Nel 2023 la produzione globale di idrogeno ha raggiunto circa 97 Mt, con un incremento del 2% rispetto al 2022 [1]. Tuttavia la distribuzione per tecnologia evidenzia come la produzione avvenga ancora prevalentemente tramite processi ad alte emissioni. Di fatto il 62% dell'idrogeno è stato prodotto a partire da gas naturale senza l'impiego di tecnologie di Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS), il 20% da carbone non dotato di sistemi di abbattimento e il 15% come sottoprodotto di processi industriali. L'idrogeno a basse emissioni rappresenta ancora una quota marginale pari a circa l'1% della produzione totale, ma di questa frazione soltanto lo 0,1% è stato ottenuto mediante elettricità mentre il restante 0,6% deriva da combustibili fossili con CCUS [1].

Dal punto di vista geografico, la Cina contribuisce a quasi il 30% della produzione globale, mentre il restante 70% è distribuito nel resto del mondo. Secondo le stime dell'International Energy Agency (IEA), la produzione di idrogeno a basse emissioni dovrebbe raggiungere 16 Mt entro il 2030. Il rapporto del 2023 aggiorna tale previsione a oltre 20 Mt, ipotizzando una crescita superiore al 30% sulla base dei progetti annunciati. In tale scenario, oltre il 70% dell'idrogeno a basse emissioni atteso al 2030 dovrebbe provenire da tecnologie basate su elettrolizzatori confermando il ruolo strategico dei processi elettrochimici nel percorso di transizione.

Come si vede nella Figura 1.3 il consumo globale di idrogeno è aumentato nella maggior parte delle regioni con l'eccezione dell'Europa, dove l'elevato livello dei prezzi ne ha ridotto l'impiego. La domanda attuale rimane prevalentemente legata alla raffinazione dei combustibili fossili e all'industria chimica, ambiti nei quali l'idrogeno svolge un ruolo consolidato ma con un impatto ancora limitato sugli obiettivi di decarbonizzazione. Per conseguire progressi sostanziali verso la neutralità climatica, sarà necessario estenderne l'utilizzo a settori quali industria energivora, trasporti ed energia elettrica.

La generazione elettrica da idrogeno contribuisce oggi per meno dello 0,2% alla produzione mondiale di elettricità e, peraltro, prevalentemente attraverso miscele gassose piuttosto che mediante idrogeno puro. Nonostante ciò, i progressi tecnologici in elettrolisi, celle a combustibile, motori a combustione interna e turbine a gas alimentati a idrogeno delineano un potenziale di crescita significativo e rappresentano una leva concreta per la riduzione delle emissioni negli impianti di generazione esistenti.

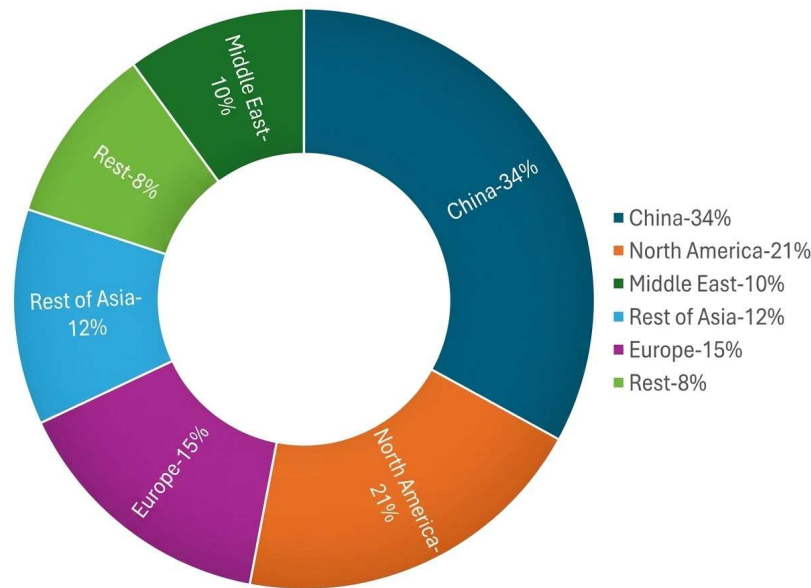


Figura 1.3: Consumo di idrogeno per regione [1]

1.4 Obiettivi

Il presente lavoro si concentra su una microgrid attualmente costituita da un impianto fotovoltaico e da un sistema di accumulo a batterie, impiegato per la gestione rapida dei transitori. L'integrazione proposta consiste nell'aggiunta, a tale sistema, di una filiera di produzione di idrogeno composta da un elettrolizzatore PEM, un sistema di stoccaggio a idruri metallici, un sottosistema di ricompressione e una cella a combustibile.

In tale configurazione l'energia fotovoltaica in eccedenza, che supererebbe la capacità di ricezione delle batterie o le a richiesta del carico, alimenta l'elettrolizzatore per generare idrogeno verde. Quest'ultimo agisce come una riserva energetica ad alta densità che può essere riconvertita in elettricità tramite fuel cell o valorizzata economicamente tramite la vendita. Questa integrazione garantisce una flessibilità operativa che i sistemi basati su sole batterie non potrebbero offrire, permettendo, come dimostrato in letteratura, di ridurre i costi operativi fino al 25%.

L'obiettivo, pertanto, è lo sviluppo e la validazione di un algoritmo di ottimizzazione operativa basato su modellazione MILP (Mixed-Integer Linear Programming). La scelta di questo approccio è dettata dalla necessità di gestire in modo rigoroso la complessità del sistema, includendo variabili decisionali discrete (quali i cicli di accensione e spegnimento dei componenti) e vincoli operativi. Il modello consente

di individuare una strategia di controllo volta a massimizzare il beneficio economico e la flessibilità della microgrid, attraverso la simulazione del suo funzionamento su base temporale discreta nell'arco di un anno di riferimento.

Capitolo 2

Criteri di progettazione e definizione della configurazione impiantistica

Sebbene lo stoccaggio a batterie (Battery Energy Storage, BES) offra elevata efficienza round-trip e tempi di risposta rapidi, esso presenta limitazioni in termini di capacità energetica e comporta costi ambientali ed economici significativi. I sistemi BES sono generalmente progettati per essere caricati o scaricati alla potenza nominale in pochi minuti, mentre garantire la programmabilità di una fonte intermittente su 24 ore richiederebbe accumuli di capacità molto più elevata, difficili da realizzare economicamente. Di conseguenza, nelle microreti il BES risulta più adatto a stabilizzare la rete nel breve termine, ma non è sufficiente a rendere programmabile l'energia solare [3]. Per questo motivo, introdurre un vettore energetico ad alta densità, come l'idrogeno, è di grande interesse, poiché permette di accumulare e trasportare l'energia su tempi più lunghi e di valorizzarla anche al di fuori del sito di produzione.

Dal punto di vista strettamente energetico, i sistemi power-to-power basati su idrogeno presentano efficienze round-trip comprese tra il 25 e il 30%. La sola riconversione ciclica dell'energia non costituisce quindi, allo stato attuale, una soluzione economicamente competitiva rispetto agli accumuli elettrochimici convenzionali. Il vero valore della configurazione proposta risiede nell'incremento della resilienza del sistema e nella possibilità di trasformare l'energia elettrica in un vettore stoccabile. L'idrogeno così accumulato garantisce una duplice flessibilità operativa. Da un lato può essere riconvertito tramite la Fuel Cell per alimentare il carico, dall'altro lato il vettore può essere indirizzato verso un compressore dedicato per il riempimento di moduli di stoccaggio mobili ad alta pressione. In questo modo è

possibile estendere la catena del valore oltre i confini del sito di produzione.

Premesse

L'impianto oggetto di studio è costituito, nella configurazione attualmente esistente, da un sistema di generazione fotovoltaica accoppiato a un carico elettrico locale. Tale configurazione rappresenta il punto di partenza su cui si innesta l'architettura energetica proposta nel presente lavoro, che prevede l'integrazione di una filiera dedicata alla produzione, compressione e stoccaggio di idrogeno, con l'obiettivo di incrementare la flessibilità operativa del sistema e migliorare la valorizzazione dell'energia rinnovabile prodotta localmente.

Un aspetto rilevante della configurazione attuale riguarda la modalità di interazione con la rete elettrica. Il sistema, infatti, dispone esclusivamente di un punto di scambio monodirezionale che consente l'acquisto di energia dalla rete, ma non l'immissione di energia prodotta localmente. In assenza di un punto di connessione bidirezionale, l'energia fotovoltaica non autoconsumata non può essere esportata verso la rete. Questa caratteristica rappresenta un vincolo strutturale dell'impianto che verrà mantenuto anche nella configurazione oggetto di studio e che risulterà rilevante nelle successive analisi di ottimizzazione operativa.

In tale contesto, l'introduzione della filiera power-to-hydrogen consente di ampliare le possibilità di gestione dell'energia prodotta localmente. In particolare, l'energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno del carico può essere convertita in idrogeno mediante elettrolisi, evitando la perdita di produzione rinnovabile e incrementando il grado di sfruttamento della generazione fotovoltaica. L'idrogeno prodotto può successivamente essere stoccato e utilizzato secondo diverse modalità operative, contribuendo ad aumentare la flessibilità complessiva del sistema energetico locale.

Per quanto riguarda la definizione delle principali caratteristiche impiantistiche, le taglie nominali e le tecnologie dei componenti della filiera dell'idrogeno sono state desunte dalle informazioni disponibili nel bando del progetto di riferimento. In particolare, tali informazioni includono la capacità del sistema di stoccaggio, la potenza nominale dell'elettrolizzatore, la potenza della fuel cell e la tipologia di compressore prevista, identificata nel documento progettuale come compressore a idruri metallici. È opportuno sottolineare che il progetto impiantistico si trova attualmente in una fase preliminare di sviluppo. Di conseguenza, alcune soluzioni tecnologiche previste (in particolare il sistema di compressione a idruri e il sistema di stoccaggio associato) risultano ancora oggetto di attività di progettazione e non dispongono, allo stato attuale, di una caratterizzazione tecnica completa. Per

tale motivo, nell'ambito del presente lavoro tali componenti sono stati modellati mediante rappresentazioni semplificate.

È infatti importante evidenziare che il modello sviluppato nel presente lavoro ha natura operativa ed è finalizzato all'analisi delle strategie di gestione energetica del sistema (dispatch optimization), piuttosto che alla progettazione di dettaglio dei singoli componenti. Di conseguenza, la modellazione dei dispositivi è stata condotta adottando un livello di dettaglio compatibile con l'analisi delle logiche di gestione energetica, evitando di introdurre complessità modellistiche non giustificate dall'attuale livello di definizione progettuale.

Infine, per quanto riguarda i dati utilizzati per la caratterizzazione della generazione rinnovabile, non erano disponibili serie storiche di produzione relative all'impianto fotovoltaico specifico del sito oggetto di intervento. Pertanto, ai fini delle simulazioni è stata utilizzata una serie storica di produzione fotovoltaica relativa a un impianto situato nell'area metropolitana di Torino e caratterizzato da una potenza installata comparabile.

2.1 Criteri di selezione tecnologica

Una volta definiti i vincoli di integrazione, sono state effettuate valutazioni preliminari finalizzate alla determinazione delle taglie nominali dei principali sottosistemi da integrare: elettrolizzatore, sistema di stoccaggio dell'idrogeno e fuel cell.

La capacità di accumulo del serbatoio a idruri è pari a 14 kg di idrogeno, in accordo con le specifiche dimensionali riportate nel bando di progetto di riferimento e coerentemente con le taglie tipicamente adottate per sistemi di stoccaggio a idruri metallici destinati ad applicazioni di piccola scala. Analogamente, le potenze nominali dei dispositivi di conversione della filiera power-to-hydrogen sono state definite sulla base delle indicazioni contenute nel medesimo documento progettuale. In particolare, sono considerate potenze nominali pari a 5 kW sia per l'elettrolizzatore sia per la fuel cell.

Per quanto riguarda le tecnologie disponibili, gli elettrolizzatori PEM presentano diversi vantaggi rispetto a quelli alcalini, in particolare nelle applicazioni su microreti di piccola scala e in sistemi caratterizzati da rapidi transitori di potenza. Essi operano a tensioni di cella inferiori, con densità di corrente più elevate e a pressioni operative maggiori, raggiungendo efficienze che possono arrivare fino all'80-90%. Inoltre, consentono la produzione diretta di idrogeno a pressioni relativamente elevate (circa 40 bar), facilitando l'integrazione con sistemi di stoccaggio ad alta densità, come i serbatoi a idruri metallici. Un ulteriore vantaggio è l'assenza di elettroliti caustici, che consente di semplificare l'architettura dell'impianto e

ridurre i costi operativi e di manutenzione associati alla gestione di fluidi corrosivi, pompe e valvole. Inoltre, una delle caratteristiche più rilevanti degli elettrolizzatori PEM è la rapida dinamica del processo di elettrolisi. La variazione del consumo di potenza elettrica può avvenire in meno di un secondo [5]. Lo spegnimento dell'unità richiede pochi secondi, il riavvio può essere completato nell'arco di pochi minuti [5] e possono operare per lunghi periodi anche a carichi parziali.

Dal lato delle fuel cell, la tecnologia PEM consente di riconvertire l'idrogeno in energia elettrica con efficienze fino al 65%, producendo come unico sottoprodotto acqua e calore, e adattandosi in modo flessibile a carichi variabili. La struttura dei PEM elettrolizzatori e delle PEM fuel cell è simile, basata su una membrana conduttrice di protoni separata da due semicelle catalitiche e supportata da piastre bipolari che garantiscono integrità meccanica e gestione dei flussi. Questa somiglianza strutturale favorisce una progettazione modulare e scalabile, utile per microreti che richiedono una gestione dinamica e la possibilità di adattarsi a variazioni rapide della produzione fotovoltaica [4].

Pertanto, la scelta della tecnologia PEM per elettrolizzatori e fuel cell in microreti integrate con fotovoltaico è motivata sia dalla necessità di gestire l'intermittenza delle fonti rinnovabili e sia dai vantaggi offerti in termini di efficienza, flessibilità operativa e riduzione dei costi di esercizio e manutenzione.

2.2 Definizione del layout

La costruzione del layout ha richiesto la definizione dei flussi energetici principali, sia sulla linea elettrica in corrente alternata sia sul circuito dell'idrogeno, e l'integrazione delle connessioni tra generatore fotovoltaico, carico, elettrolizzatore e fuel cell. Contestualmente, sono state progettate le linee di processo per il trasporto dell'idrogeno tra elettrolizzatore, serbatoio e fuel cell, prestando attenzione alla sicurezza e alla regolazione dei flussi.

Per la gestione delle linee di ingresso e uscita del serbatoio a idruri metallici sono stati inseriti dispositivi di intercettazione e controllo idonei a garantire la sicurezza operativa e la corretta modulazione della portata di idrogeno. Inoltre, il sistema è stato dotato di sensoristica comprendente sensori di temperatura, pressione, livello e misuratori di corrente elettrica, utili sia al monitoraggio continuo sia alla futura implementazione di strategie di controllo automatico. Il layout finale, riportato in Figura 2.1, rappresenta la formalizzazione grafica delle scelte progettuali adottate e si articola in tre sezioni principali:

- **Generazione e Gestione Elettrica:** Il sistema è alimentato da un impianto fotovoltaico e supportato da un sistema di accumulo elettrochimico. Entrambi sono interconnessi tramite inverter alla linea principale in corrente alternata (AC), che alimenta un carico locale ed è collegata alla rete elettrica nazionale per l'acquisto di energia.
- **Sezione di Produzione e Stoccaggio Idrogeno:** Il surplus energetico può alimentare un elettrolizzatore di tipo PEM che trasforma l'acqua di processo in idrogeno gassoso, il quale viene poi stoccato in un serbatoio a idruri metallici. È inoltre presente una linea secondaria dotata di un compressore che permette l'accumulo in un serbatoio ad alta pressione.
- **Riconversione Energetica:** Consiste in una cella a combustibile che sfrutta l'idrogeno proveniente dal serbatoio a idruri metallici per produrre nuovamente energia elettrica (convertita in AC tramite un inverter dedicato) e acqua chiudendo il ciclo senza emissioni di CO₂.

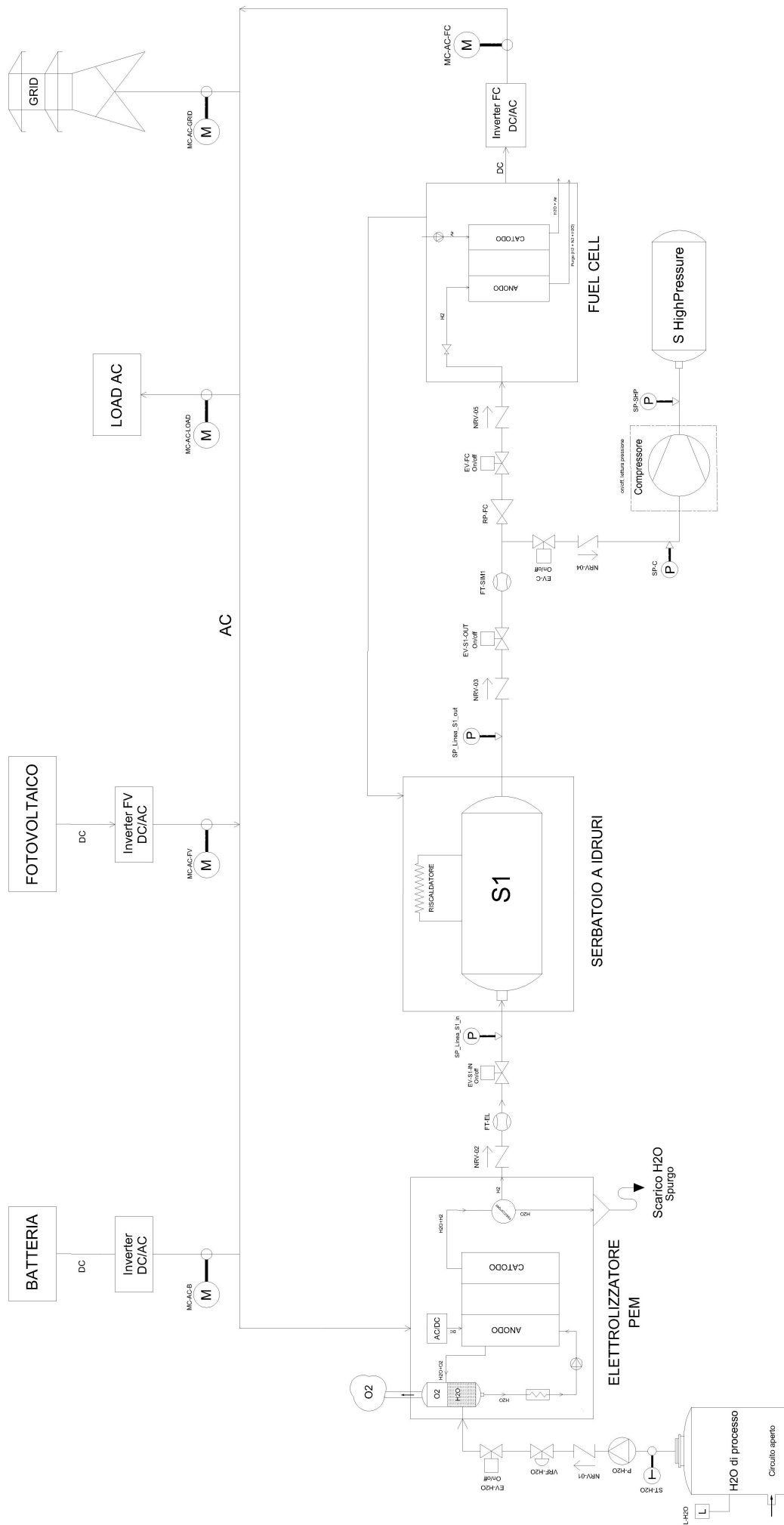


Figura 2.1: Layout di impianto

2.3 Componenti di sistema

2.3.1 Elettrolizzatore PEM

L'elettrolizzatore PEM è un dispositivo elettrochimico che converte energia elettrica in energia chimica mediante la scissione dell'acqua in idrogeno e ossigeno. Come si vede nella Figura 2.2, sul lato anodico l'acqua viene ossidata formando ossigeno e protoni, mentre gli elettroni generati scorrono attraverso un circuito esterno. Sul lato catodico i protoni vengono ridotti dagli elettroni per formare idrogeno.

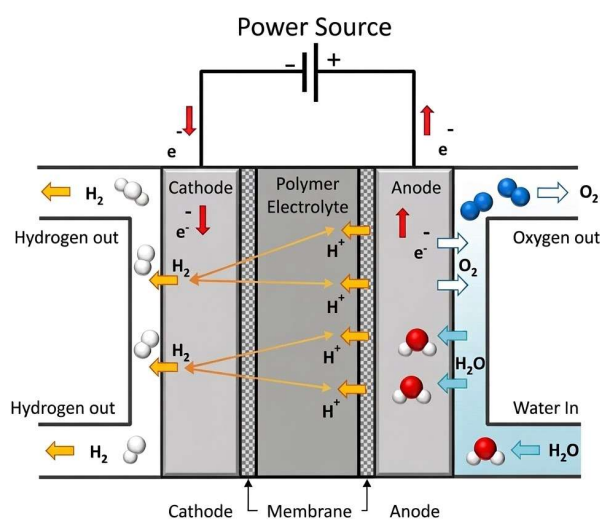


Figura 2.2: Schema elettrolizzatore a membrana polimerica

La struttura di un elettrolizzatore PEM si basa su due semicelle separate da una membrana a scambio protonico, che consente il passaggio dei protoni ma blocca gli elettroni. Su entrambi i lati della membrana si trovano strati catalitici porosi che facilitano le reazioni elettrochimiche di ossidazione e riduzione. L'insieme di membrana e strati catalitici costituisce il **Membrane Electrode Assembly (MEA)**, il componente centrale della cella. Il MEA è racchiuso da collettori di corrente, che lo collegano elettricamente alle piastre bipolari e ne assicurano anche la stabilità meccanica. Le piastre bipolari distribuiscono uniformemente i reagenti alle semicelle e permettono la raccolta e il trasporto degli elettroni prodotti dalla reazione, garantendo così il corretto funzionamento della cella [4].

Il processo si fonda sulla scissione elettrochimica dell'acqua mediante l'applicazione di una differenza di potenziale tra due elettrodi immersi in un conduttore ionico. La reazione presenta una variazione di entalpia standard $\Delta H^\circ = +285.8$ kJ/mol; pertanto richiede un apporto esterno di energia elettrica per avvenire in senso non spontaneo. La cella è costituita da un anodo e un catodo separati da una membrana polimerica conduttrice di protoni, che isola elettricamente i comparti gassosi consentendo il passaggio selettivo degli ioni H^+ .

Applicando una tensione $V \geq 1.23$ V, corrispondente alla variazione di energia libera di Gibbs $\Delta G^\circ = 237$ kJ/mol, si innescano le reazioni:

- **Anodo:** $H_2O \rightarrow 2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
- **Catodo:** $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$
- **Reazione globale:** $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$

L'energia elettrica necessaria per avviare la reazione deve superare il **potenziale reversibile della cella**. In condizioni operative reali la tensione richiesta è superiore a quella teorica (1.6–2.0 V) a causa di perdite irreversibili suddivise in:

- **Perdite di attivazione**, legate alla cinetica delle reazioni elettrochimiche;
- **Perdite ohmiche**, dovute alla resistenza della membrana e degli altri componenti;
- **Perdite da trasporto di massa**, rilevanti a densità di corrente elevate, dovute alla difficoltà di evacuazione dei gas prodotti.

L'elettrolizzatore considerato nel sistema è un generatore di idrogeno di piccola taglia con una produzione nominale pari a 1 Nm³/h. Secondo le specifiche del produttore, il consumo elettrico medio è pari a 4.6 kWh/Nm³, corrispondente ad una potenza elettrica nominale di circa 5 kW [6]. Considerando il potere calorifico inferiore dell'idrogeno, tale valore corrisponde ad un'efficienza elettrica complessiva di circa 60–65%.

Per la modellazione elettrochimica del componente sono stati assunti parametri operativi tipici di elettrolizzatori PEM di piccola scala riportati in letteratura. In particolare, è stata considerata una tensione di cella compresa tra 1.9 e 2.1 V e una corrente nominale di stack dell'ordine di 70–80 A, corrispondente ad una tensione complessiva di stack di circa 65–75 V. La temperatura operativa è stata assunta nel range 50–70 °C, valori compatibili con le condizioni di funzionamento tipiche di sistemi di elettrolisi PEM [7].

Per i parametri tecnici di dettaglio si rimanda alla Tabella A2 riportata in Appendice A.

2.3.2 Serbatoio a idruri metallici

I serbatoi a idruri metallici sono una soluzione consolidata per l'accumulo reversibile dell'idrogeno, combinando sicurezza, compattezza volumetrica e gestione controllata del gas [8, 9, 10]. Questi sistemi immagazzinano idrogeno in forma solida grazie alla formazione di idruri metallici. Questi composti stabili si generano quando gli atomi di idrogeno penetrano nella struttura cristallina del metallo ospitante.

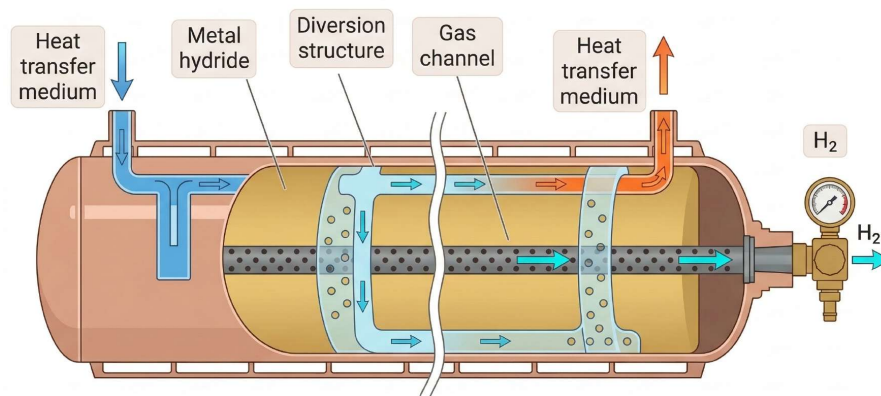


Figura 2.3: Serbatoio a idruri metallici

Il principio di funzionamento si basa sulle capacità dei metalli o delle leghe di ospitare atomi di idrogeno negli interstizi della loro matrice, consentendo una densità di immagazzinamento significativamente superiore rispetto a idrogeno gassoso o liquido [11, 12].

La reazione chimica alla base di questo processo può essere rappresentata come:



dove M indica il metallo o la lega e MH_x l'idruro formato. Durante l'assorbimento l'idrogeno molecolare si dissocia in atomi sulla superficie del metallo. Questo processo avviene grazie all'interazione con siti attivi e catalitici presenti sul materiale. Gli atomi di idrogeno penetrano quindi nella matrice metallica, occupando posizioni interstiziali e formando l'idruro. Si tratta di una reazione esotermica e

l'energia che si libera proviene dalla formazione di legami chimici tra idrogeno e metallo che stabilizzano il sistema [8, 10]. La velocità e l'efficienza del processo dipendono da diversi fattori, tra cui la superficie del materiale, la presenza di ossidi superficiali, la morfologia e la purezza del metallo.

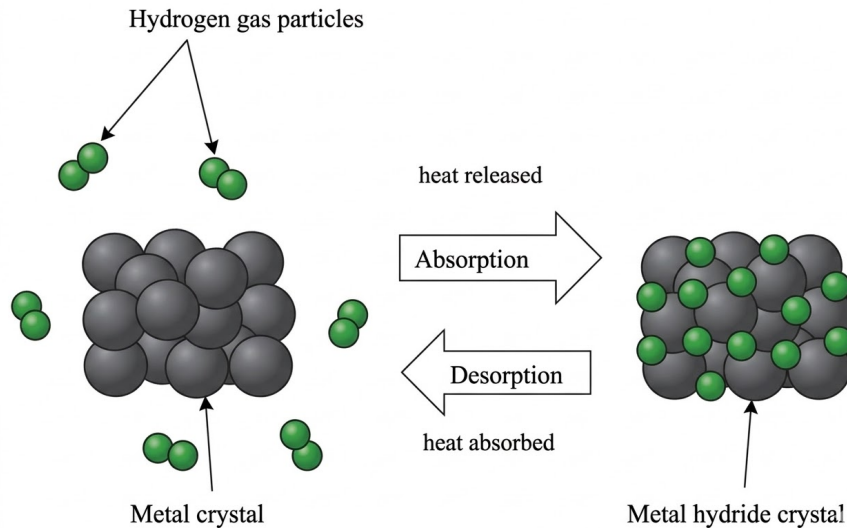


Figura 2.4: Formazione degli idruri

Come si vede in Figura 2.4, il processo è reversibile, pertanto l'idrogeno può essere estratto dal metallo quando la pressione scende al di sotto del valore di equilibrio, oppure quando il letto di idruro viene riscaldato, fornendo l'energia necessaria a rompere i legami metallo-idrogeno. La quantità di idrogeno immagazzinata è quindi funzione della temperatura, della pressione e delle proprietà specifiche della lega, come descritto dall'equazione di Van't Hoff:

$$\ln \frac{P}{P_0} = \frac{\Delta H}{RT} - \frac{\Delta S}{R} \quad (2.2)$$

dove P è la pressione di equilibrio, P_0 la pressione standard, T la temperatura assoluta, ΔH e ΔS l'entalpia e l'entropia di formazione dell'idruro, e R la costante dei gas. Questa tecnologia richiede un controllo termico del serbatoio costante. Durante l'assorbimento il rilascio di calore può aumentare la temperatura e rallentare la cinetica della formazione dell'idruro, mentre nella fase di desorbimento è necessario fornire calore in modo uniforme per liberare l'idrogeno[8, 12].

Nel modello sviluppato per l'ottimizzatore, tuttavia, il serbatoio è stato trattato come un serbatoio convenzionale, senza considerare la dinamica completa di assorbimento e desorbimento né i bilanci termici associati. Questa scelta riflette la

natura preliminare del progetto dato che al momento della realizzazione dell'ottimizzatore, i requisiti operativi dettagliati del serbatoio non erano ancora definiti. Di conseguenza, il modello si concentra esclusivamente sul flusso di idrogeno in ingresso e in uscita, semplificando la dinamica interna, ma mantenendo la descrizione della tecnologia reale per contestualizzare correttamente il ruolo del serbatoio all'interno della microrete. In questo modo, si garantisce sia la coerenza tecnica della trattazione sia la correttezza del modello di ottimizzazione.

Per i parametri tecnici di dettaglio si rimanda alla Tabella A4 riportata in Appendice A.

2.3.3 Fuel Cell a membrana polimerica (PEM)

La Fuel Cell PEM è un dispositivo elettrochimico che converte l'energia chimica dell'idrogeno e dell'ossigeno in energia elettrica continua producendo acqua e calore come sottoprodotti. Il processo avviene in condizioni di bassa temperatura (60–80 °C) e pressione moderata, caratteristiche che permettono un avvio rapido e un funzionamento modulabile.

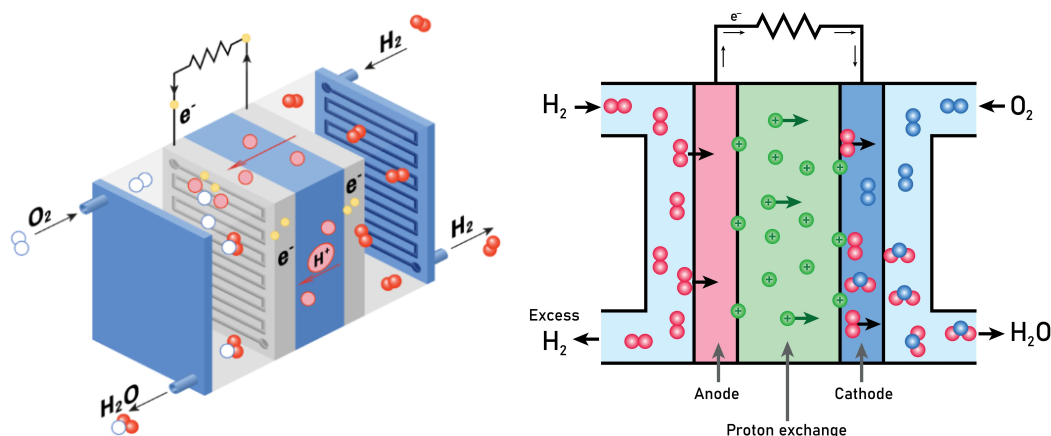


Figura 2.5: Schema di una Fuel cell a membrana polimerica

La membrana, che costituisce il cuore dello stack (in verde nella Figura 2.5), consente il passaggio dei protoni e separa le reazioni chimiche che avvengono agli elettrodi, mentre gli elettroni percorrono un circuito esterno generando corrente elettrica. Gli elettrodi sono rivestiti con un catalizzatore che facilita le reazioni di ossidazione dell'idrogeno e riduzione dell'ossigeno, e uno strato di diffusione dei gas garantisce che combustibile e ossidante raggiungano uniformemente la superficie attiva. Lo stack è completato da piastre bipolari e collettori di corrente,

che distribuiscono i gas, conducono gli elettroni tra le celle e assicurano l'integrità meccanica del sistema.

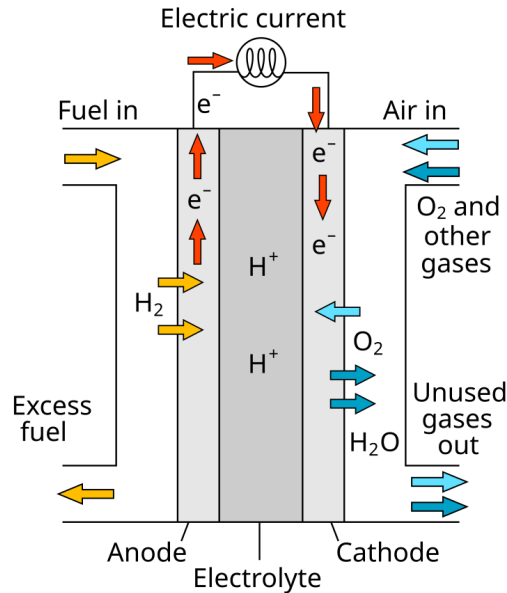
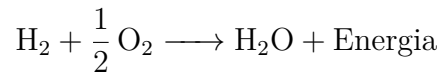


Figura 2.6: Funzionamento fuel cell a membrana polimerica

Fondamentalmente, l'energia prodotta dalla fuel cell deriva dalla reazione tra idrogeno e ossigeno dell'aria, che forma acqua tramite una reazione esotermica, generando elettricità, calore e acqua come sottoprodotto [14, 15, 16].



La reazione di ossidazione all'anodo, la reazione di riduzione dell'ossigeno al catodo e la reazione complessiva della PEMFC sono rispettivamente:

- **Anodo:** $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
- **Catodo:** $\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$
- **Reazione complessiva:** $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$

Teoricamente, una singola cella PEM produce 1,23 V a circuito aperto; quando però è collegata a un carico, la tensione diminuisce all'aumentare della corrente, con valori operativi tipici tra 0,6 e 0,7 V. Le perdite di tensione sono dovute principalmente alla resistenza interna della cella e alla velocità limitata delle reazioni elettrochimiche, oltre a fenomeni legati al trasporto dei gas attraverso la membrana. Le PEMFC mantengono un'elevata efficienza anche a carichi parziali (40–60%

del nominale), caratteristica che le rende particolarmente adatte alla gestione dinamica della domanda [14, 15, 16].

La fuel cell considerata nel sistema è una cella a combustibile PEM commerciale prodotta da Horizon Fuel Cell Technologies, modello Horizon HFC-P5 di potenza elettrica nominale pari a 5 kW.

Per i parametri tecnici di dettaglio si rimanda alla Tabella A3 riportata in Appendice A.

Capitolo 3

Metodologia di ottimizzazione

3.1 Introduzione e classificazione dei modelli

L'ottimizzazione è un approccio matematico volto a determinare la configurazione migliore di un sistema, in termini di massimizzazione o minimizzazione di una funzione obiettivo, rispettando un insieme di vincoli. Tali vincoli possono derivare da limitazioni fisiche, tecnologiche, economiche o normative. In generale, i modelli di ottimizzazione si distinguono in funzione della natura delle variabili e delle relazioni che legano le variabili stesse.

I modelli di ottimizzazione possono essere classificati in funzione della natura delle variabili, dei vincoli e della conoscenza dei dati:

- **Variabili continue vs discrete:** nei problemi di ottimizzazione continua, le variabili possono assumere qualsiasi valore reale all'interno di un intervallo definito, mentre nei problemi di ottimizzazione discreta alcune o tutte le variabili devono appartenere a insiemi discreti, spesso sottoinsiemi di interi o strutture combinatorie come sequenze, percorsi o assegnamenti. I problemi MILP combinano entrambe le tipologie, consentendo di modellare sistemi con decisioni sia continue sia discrete. I problemi continui tendono ad essere più facilmente risolvibili grazie alla regolarità delle funzioni obiettivo e dei vincoli, che permette di dedurre informazioni locali su soluzioni vicine. Tuttavia, i progressi negli algoritmi e nella capacità di calcolo hanno reso possibile affrontare anche problemi discreti di dimensioni considerevoli, spesso tramite la risoluzione di sottoproblemi continui generati dai metodi discreti [17, 18].

- **Problemi vincolati vs non vincolati:** nei problemi senza vincoli, la funzione obiettivo viene ottimizzata senza restrizioni sulle variabili, mentre nei problemi vincolati le variabili devono rispettare vincoli che possono variare dai limiti superiori e inferiori fino a equazioni o disequazioni lineari e non lineari complesse. Le tecniche di soluzione dipendono sia dalla natura dei vincoli sia dalla regolarità delle funzioni coinvolte.
- **Problemi deterministici vs stocastici:** nei problemi deterministici si assume che tutti i parametri siano noti con precisione, mentre nei problemi stocastici o di *robust optimization* l'incertezza sui dati viene considerata esplicitamente, ad esempio per errori di misura o per informazioni future non note come domanda o prezzi. In questi casi, si utilizzano approcci di *stochastic programming* o di *robust optimization* per trovare soluzioni che risultino affidabili rispetto a tutte o quasi tutte le possibili realizzazioni dei dati [17, 18].

3.2 Scelta del modello MILP e implicazioni

Numerosi studi hanno applicato algoritmi di ottimizzazione operativa basati su MILP a sistemi complessi come impianti di cogenerazione, sistemi CCHP (Combined Cooling, Heat and Power) o microgrid [18]. In generale, nel settore energetico, i problemi di ottimizzazione possono essere classificati in:

- Algoritmi di ottimizzazione del design (progettazione): riguardano la scelta ottimale dei componenti di un sistema energetico, considerando sia l'investimento iniziale che i costi operativi
- Algoritmi di ottimizzazione dell'esercizio (o dispatching): definiscono la logica di controllo ottimale partendo da un sistema energetico preesistente

Il problema di ottimizzazione affrontato in questo lavoro rientra nella categoria dei problemi di dispatch, in cui il sistema energetico è predefinito e l'obiettivo è individuare la strategia di gestione ottimale. Il sistema considerato include produzione fotovoltaica, elettrolizzatore, fuel cell, sistemi di accumulo elettrico e di idrogeno, oltre all'interfacciamento con la rete elettrica e il mercato dell'idrogeno.

Considerata la complessità del sistema e la presenza di variabili sia continue (flussi energetici, produzione e consumo di idrogeno) sia discrete (accensione/spegnimento dei dispositivi), la formulazione del problema come Mixed Integer Linear Programming (MILP) rappresenta la scelta più adatta. Diversi studi hanno dimostrato l'efficacia degli algoritmi MILP in contesti di ottimizzazione operativa di sistemi energetici complessi. Tra questi, il lavoro di I.L.R. Gomes et al. [20] risulta particolarmente rilevante, avendo applicato con successo una metodologia simile a un

sistema di gestione energetica domestico (HEMS) per l'ottimizzazione del funzionamento di un impianto fotovoltaico con accumulo. Tale approccio consente di modellare in modo coerente:

- Variabili continue, quali flussi di potenza, livelli di energia accumulata e quantità di idrogeno prodotte o consumate;
- Variabili discrete, associate allo stato operativo dei dispositivi (accensione, spegnimento o selezione della modalità di funzionamento).

Un ulteriore aspetto rilevante riguarda la rappresentazione dei comportamenti non lineari di elettrolizzatore e fuel cell. Le curve caratteristiche che legano potenza elettrica e flusso di idrogeno vengono approssimate mediante una discretizzazione lineare a tratti, consentendo di preservare una buona accuratezza nella descrizione delle prestazioni senza compromettere la linearità complessiva del modello e la compatibilità con i solver MILP. Il problema di ottimizzazione determina, a ogni intervallo temporale, la destinazione dell'energia prodotta e delle risorse disponibili. In particolare, il modello decide se:

- utilizzare la produzione fotovoltaica per alimentare il carico locale;
- accumulare energia nel sistema di storage elettrico;
- convertire energia elettrica in idrogeno tramite elettrolizzatore;
- riconvertire l'idrogeno in energia elettrica mediante fuel cell;
- acquistare energia dalla rete o destinare l'idrogeno alla vendita.

Tali decisioni sono assunte nel rispetto del bilancio energetico istantaneo e dei principali vincoli tecnici del sistema, tra cui i limiti di potenza minima e massima dei dispositivi, i vincoli sullo stato di carica dei sistemi di accumulo, la capacità massima di stoccaggio dell'idrogeno e i vincoli logici associati alle variabili binarie di stato. Nei problemi di ottimizzazione operativa, la disponibilità completa dei dati futuri non può generalmente essere assunta, a causa di incertezze legate alle misurazioni, alla variabilità della domanda o ai prezzi energetici futuri. Per affrontare questa situazione, così come proposto nel lavoro di I.L.R. Gomes et al. [20], l'ottimizzazione è formulata su un orizzonte temporale di 24 ore, con discretizzazione a intervalli di 15 minuti, in modo da rappresentare adeguatamente la variabilità della produzione rinnovabile e dei prezzi dell'energia.

Come illustrato in Figura 3.1, con questa strategia non si risolve il problema di ottimizzazione in un unico blocco temporale, ma si opera in modo dinamico attraverso una finestra temporale che trasla in avanti. Ad ogni passo temporale

l'algoritmo elabora una soluzione ottimale basata sulle previsioni di produzione da fonte rinnovabile e sui prezzi di mercato per l'intero orizzonte di previsione (*prediction horizon*). Tuttavia viene implementata esclusivamente la decisione relativa al primo intervallo temporale (*control horizon*). Allo scattare del *timestep* successivo, l'orizzonte di calcolo avanza e il processo viene ripetuto.

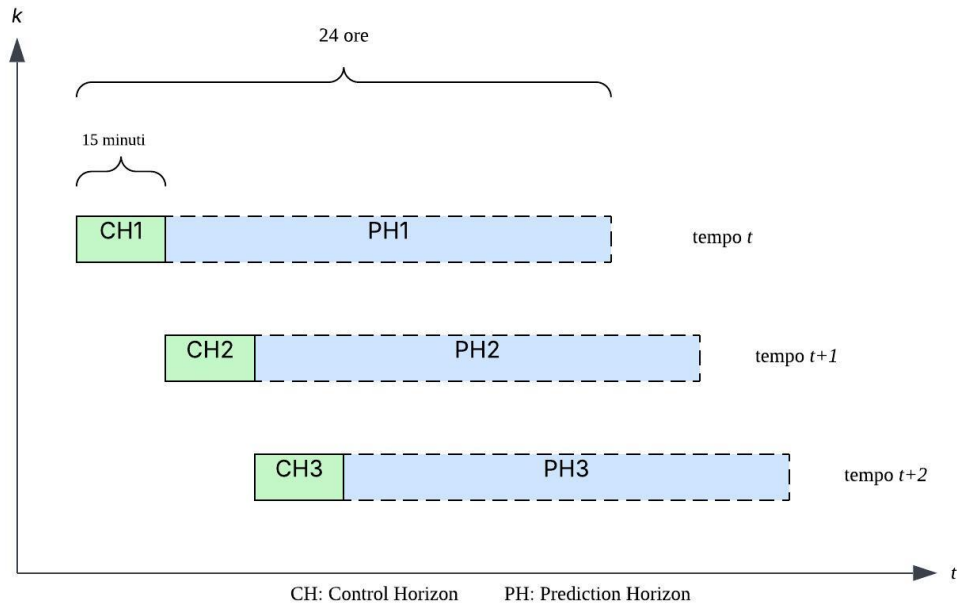


Figura 3.1: Rappresentazione grafica dell'approccio RH

Nonostante la validazione si basi su un dataset storico, l'impiego della logica *rolling horizon* permette di proiettare il modello in uno scenario operativo reale. L'algoritmo procede per iterazioni successive ignorando i dati futuri del dataset finché questi non vengono effettivamente intercettati dalla finestra temporale di calcolo. Questo approccio rende più realistiche le assunzioni sulla disponibilità dei dati, poiché la conoscenza esatta del futuro è considerata ragionevole solo su orizzonti temporali prossimi. Inoltre, permette di ottimizzare il sistema considerando eventi futuri noti o prevedibili, come la variabilità dei prezzi energetici, l'integrazione di fonti non programmabili e la disponibilità di previsioni meteorologiche affidabili [18]. La Figura 3.2 descrive schematicamente la logica appena discussa.

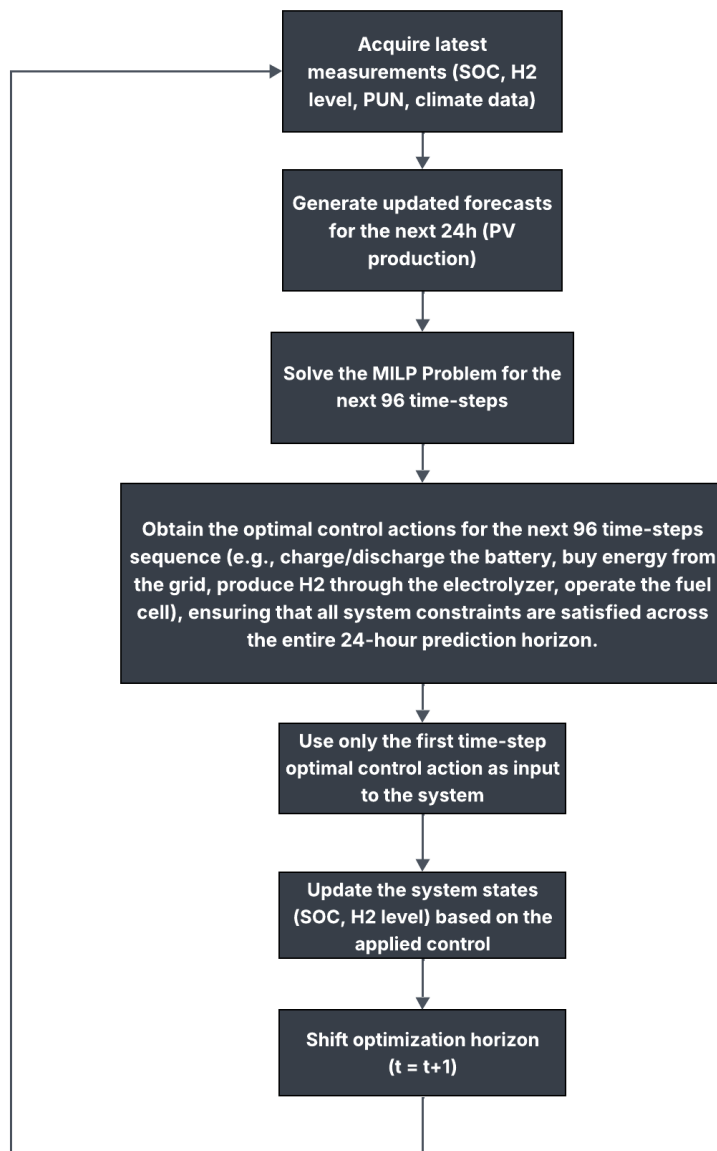


Figura 3.2: Schema logico della strategia di ottimizzazione

3.3 Architettura del modello

L'impostazione adottata distingue nettamente tra struttura matematica e descrizione fisico-economica del sistema. La formulazione del problema definisce unicamente variabili decisionali, vincoli, bilanci energetici ed equazioni di stato, mentre tutti i parametri tecnologici e dimensionali sono esternalizzati in un file di configurazione. Tale separazione consente di modificare potenze nominali, capacità di accumulo, soglie operative, rendimenti e prezzi senza intervenire sulla formulazione matematica né sull'architettura logica del modello.

Il lavoro sviluppato consiste nella progettazione di un algoritmo di ottimizzazione energetica dinamica concepito per essere generalizzabile, riutilizzabile ed estendibile. L'architettura del modello è stata costruita separando in modo esplicito la formulazione matematica dalla parametrizzazione fisica ed economica del sistema. La funzione `build_model()` definisce esclusivamente la struttura del problema di ottimizzazione (variabili, vincoli, equazioni di stato e funzione obiettivo), mentre tutte le caratteristiche tecnologiche, dimensionali ed economiche sono esternalizzate nel file di configurazione (la `??` rappresentativa delle caratteristiche configurabili è disponibile in *Appendice B*). In questo modo la topologia energetica rimane invariata, mentre la taglia dell'impianto, le prestazioni dei componenti, le soglie operative, i prezzi e i pesi strategici possono essere modificati senza intervenire sulla formulazione matematica.

La dinamica del sistema è espressa in forma generale attraverso equazioni che mantengono la medesima struttura indipendentemente dal dimensionamento. Le equazioni di bilancio, come quelle relative alla dinamica dell'idrogeno e dello stato di carica, non dipendono dalla taglia dell'impianto.

Anche la gestione delle efficienze avviene in modo parametrico. Le curve di elettrolizzatore e fuel cell sono ricostruite mediante linearizzazione piecewise a partire da punti caratteristici definiti nel file di configurazione. Ne consegue che l'adozione di una tecnologia differente richiede esclusivamente la modifica dei punti caratteristici, mantenendo invariata la struttura dei vincoli. Analogamente, la funzione obiettivo è formulata in modo parametrico, combinando ricavi, costi e premi attraverso pesi configurabili. Ciò consente di modificare la strategia operativa (ad esempio privilegiando l'autoconsumo, il valore dello stock di idrogeno o la minimizzazione dei costi di acquisto) intervenendo unicamente sui parametri, senza alterare la struttura del problema.

Il valore aggiunto del lavoro risiede dunque nello sviluppo di una piattaforma di ottimizzazione generalizzata, in cui la formulazione matematica è indipendente dal

caso studio specifico e può essere riadattata a scenari differenti senza intervenire direttamente sul codice. Il modello non rappresenta soltanto un impianto ma può essere adattato a configurazioni diverse, esteso con nuovi componenti e integrato in studi di scenario più complessi. In quest’ottica, i risultati numerici costituiscono un’applicazione della struttura e non il suo fine ultimo.

3.4 Acquisizione dei dati

Per la simulazione sono stati utilizzati dati storici di produzione fotovoltaica provenienti da un impianto di taglia simile situato a Torino, relativi all’anno 2024, disponibili con campionamento a intervalli di 15 minuti. I dati originali rappresentano l’energia prodotta in ciascun intervallo (kWh/15 min) e sono stati convertiti in potenza media (kW) moltiplicando per il fattore di conversione corrispondente al passo temporale.

È stato necessario applicare un procedimento di preprocessing per gestire eventuali valori anomali. Sono stati considerati outlier sia i valori negativi sia quelli superiori a 30 kW, poiché, considerata la taglia dell’impianto, sono stati ritenuti non realistici. Questi valori sono stati sostituiti mediante interpolazione lineare tra i punti validi adiacenti. È stata inoltre verificata la presenza di duplicati o di timestamp mancanti, correggendo eventuali incongruenze. A supporto di questa fase, sono stati generati grafici pre e post-preprocessing (Figura 3.3, Figura 3.4) che illustrano la distribuzione della potenza prodotta e consentono di visualizzare l’effetto della correzione dei dati anomali.

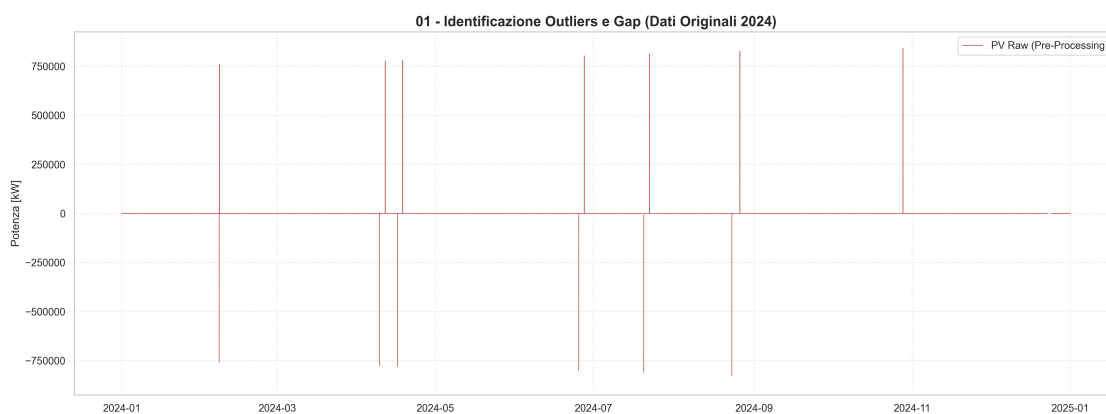


Figura 3.3: Distribuzione dei dati di produzione FV grezzi, con evidenza degli outlier e dei valori mancanti

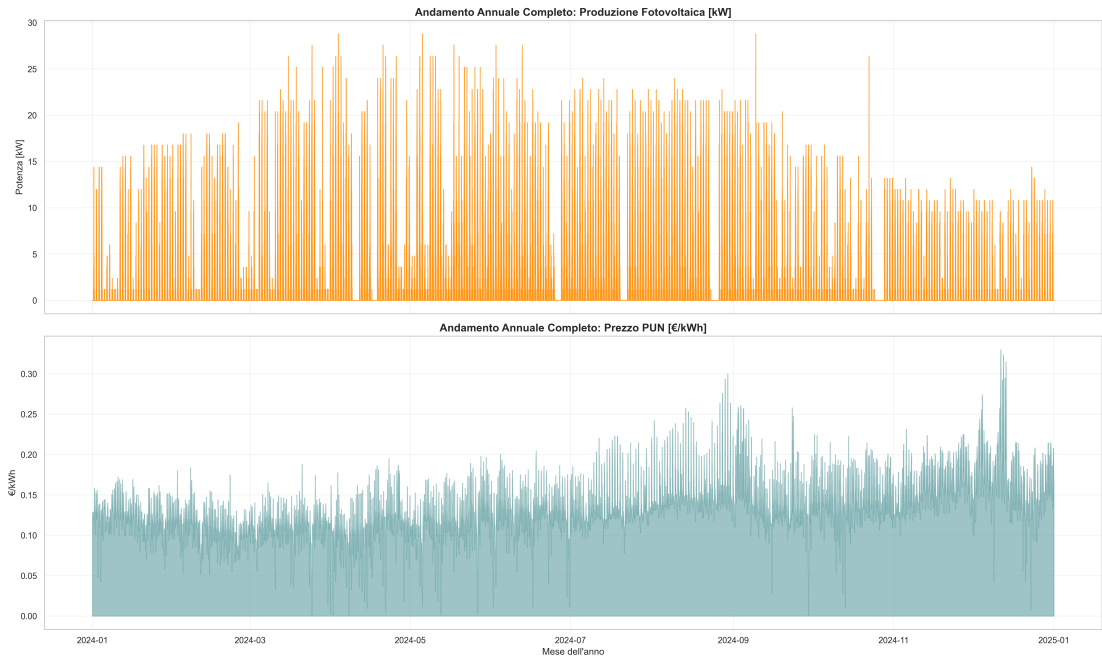


Figura 3.4: Andamento annuale della produzione fotovoltaica (arancione) e del PUN (turchese) dopo il pre-processing

Per quanto riguarda i dati relativi al Prezzo Unico Nazionale (PUN), è stato possibile acquisirli direttamente dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Tali dati erano originariamente disponibili con risoluzione oraria; pertanto, per garantire coerenza con il passo temporale della simulazione, ciascun valore orario è stato replicato sui quattro intervalli da 15 minuti corrispondenti, assumendo il prezzo costante all'interno dell'ora e convertendo le unità in €/kWh.

3.5 Costruzione del modello

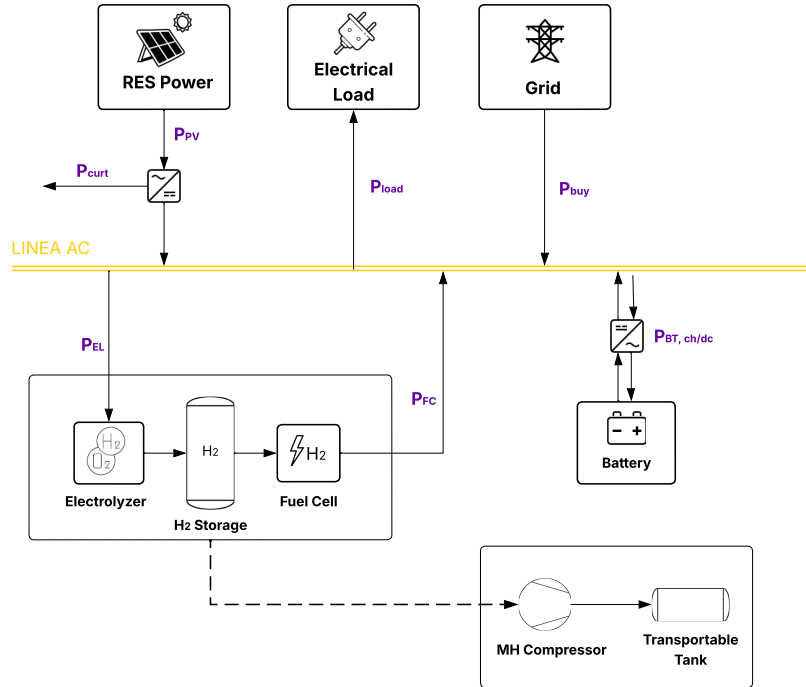


Figura 3.5: Rappresentazione schematica dell'impianto

L'insieme temporale della simulazione è definito come una sequenza ordinata di istanti $t \in T$. Per ciascun istante sono assegnati come parametri esogeni la produzione fotovoltaica e il prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete. Quest'ultimo non è un valore medio, ma una serie temporale che permette al modello di ottimizzare le decisioni di acquisto dalla rete in base alla convenienza economica del mercato elettrico.

I restanti parametri del sistema, quali potenze nominali, capacità di accumulo, rendimenti e limiti operativi, sono definiti a partire da dati di targa e configurazioni impiantistiche e sono trattati come costanti nel problema di ottimizzazione.

3.5.1 Modellazione dei componenti

Produzione fotovoltaica

La produzione fotovoltaica è una sorgente non programmabile interamente definita dai dati di input. La potenza prodotta può essere utilizzata per soddisfare il carico elettrico, alimentare l'elettrolizzatore, caricare il sistema di accumulo o, in alternativa, essere scartata. A tal fine viene introdotta una variabile di curtailment

che fortemente penalizzata nella funzione obiettivo ma che consente di mantenere il bilancio di potenza anche in condizioni di eccesso di produzione.

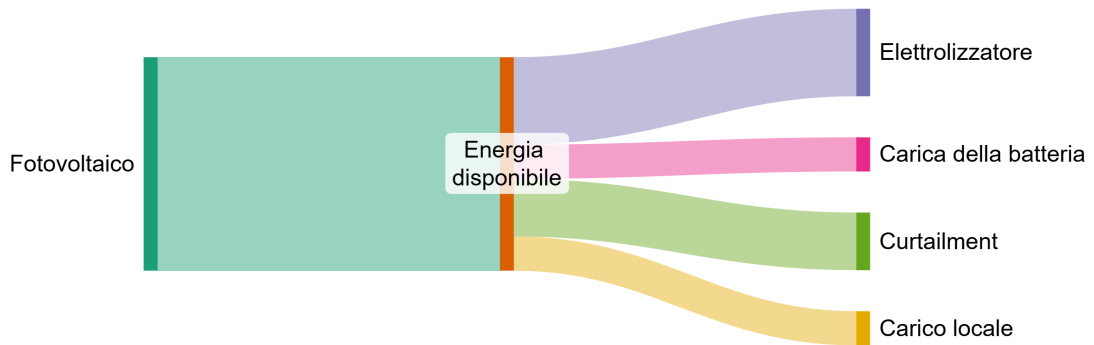


Figura 3.6: Rappresentazione qualitativa della distribuzione dell'energia fotovoltaica prodotta

L'energia prodotta dal fotovoltaico viene ripartita secondo il vincolo di bilancio:

$$E_{pv,t} = E_{pv \rightarrow EL,t} + E_{pv \rightarrow load,t} + E_{pv \rightarrow BT,t} + E_{curtailment,t}$$

Dove:

- $E_{pv \rightarrow load,t}$: energia fornita direttamente al carico locale;
- $E_{pv \rightarrow EL,t}$: energia destinata all'elettrolizzatore per produrre idrogeno verde;
- $E_{pv \rightarrow BT,t}$: energia che carica il sistema di accumulo elettrochimico;
- $E_{curtailment,t}$: energia in eccesso non stoccabile né consumabile.

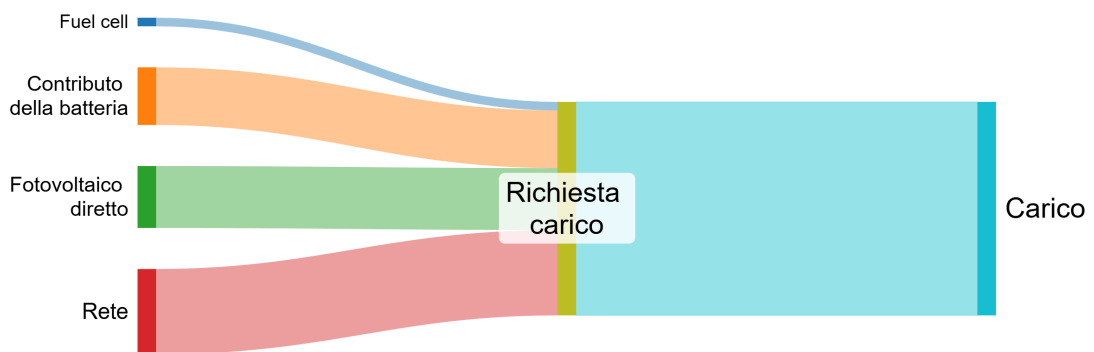


Figura 3.7: Rappresentazione qualitativa dei contributi energetici per alimentare il carico

Il bilancio verso il carico elettrico è descritto dal vincolo:

$$E_{pv \rightarrow load,t} + E_{FC,t} + E_{BT,dc \rightarrow load,t} + E_{buy,t} = E_{LD,t}$$

Dove:

- $E_{FC,t}$: energia fornita dalla riconversione dell'idrogeno tramite Fuel Cell;
- $E_{BT,dc \rightarrow load,t}$: energia fornita dalla scarica della batteria;
- $E_{buy,t}$: energia acquistata dalla rete;
- $E_{LD,t}$: energia richiesta dal carico.

Dinamica dello stato di carica della batteria

L'evoluzione dello Stato di Carica (SOC) nel tempo è descritta da:

$$SOC_{BT,t+1} = SOC_{BT,t} + \frac{(P_{BT,ch,t} \cdot \eta_{ch} - P_{BT,dc,t} / \eta_{dc}) \cdot \Delta t}{E_{BT,max}}$$

Dove:

- η_{ch}, η_{dc} : rendimenti di carica e scarica;
- $E_{BT,max}$: capacità nominale del pacco batterie [kWh];
- $P_{BT,ch,t}$ e $P_{BT,dc,t}$: potenze di carica e scarica istantanee;
- Δt : passo temporale della simulazione.

Per preservare la coerenza fisica e prevenire il degrado accelerato delle celle, il modello impone vincoli sul funzionamento della batteria, evitando che possa caricarsi e scaricarsi contemporaneamente. Questo è implementato tramite la variabile binaria $\delta_{BT,ch}(t)$:

$$\delta_{BT,ch}(t) = \begin{cases} 1 & \text{carica abilitata} \\ 0 & \text{scarica abilitata} \end{cases}$$

Per limitare la degradazione della batteria, il modello è progettato per far operare oè BESS esclusivamente nell'intervallo di SOC tra il 20% e l'80%. Questa scelta è supportata dalla letteratura [19], che indica come cicli a SOC elevato accelerino fenomeni di corrosione e stratificazione dell'elettrolita mentre cicli a SOC molto basso aumentino il danno alla capacità della batteria. Operando in questo intervallo, si riduce l'invecchiamento sia per carica completa sia per scarica profonda, migliorando la durata ciclica complessiva. Lo stato di carica della batteria è vincolato tra un valore minimo del 20% e il 80% della capacità nominale.

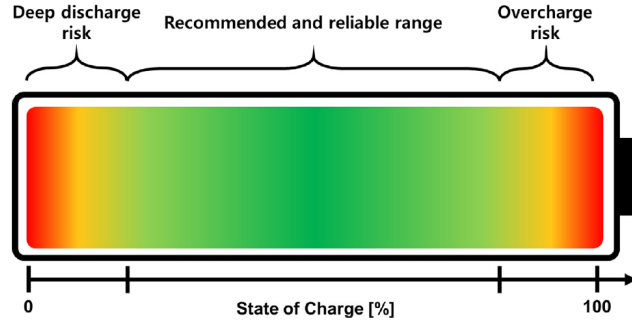


Figura 3.8: Range operativo del SOC raccomandato per preservare la durata della batteria

Elettrolizzatore e Fuel Cell

L'elettrolizzatore e la fuel cell sono modellati come dispositivi di conversione energetica accoppiati allo stoccaggio dell'idrogeno. Per entrambi è introdotta una variabile binaria, rispettivamente $\delta_{EL,t}$ e $\delta_{FC,t}$, che rappresenta lo stato di accensione, permettendo di descrivere la natura discreta del loro funzionamento.

$$\delta_{EL/FC}(t) = \begin{cases} 1 & \text{EL/FC acceso/a} \\ 0 & \text{EL/FC spento/a} \end{cases}$$

L'elettrolizzatore è alimentato esclusivamente dal surplus fotovoltaico, impedendo l'acquisto di energia dalla rete e garantendo la produzione di idrogeno verde. Questo collegamento diretto al bilancio PV è rappresentato dai vincoli che assegnano la potenza dell'elettrolizzatore al flusso di energia disponibile ($P_{pv \rightarrow EL}$).

Sia l'elettrolizzatore sia la fuel cell operano entro limiti minimi e massimi di potenza (10–100% della potenza nominale) per evitare regimi inefficienti e preservare la durata dei dispositivi. La fuel cell è limitata dalla disponibilità reale di idrogeno nello stoccaggio, impedendo di consumare più H_2 di quanto presente. Questo vincolo è fondamentale per garantire la coerenza del bilancio dell'idrogeno e il corretto funzionamento del sistema. Per evitare conflitti operativi o cicli opposti nello stoccaggio dell'idrogeno, la somma delle variabili di accensione dell'elettrolizzatore e della fuel cell è vincolata a:

$$\delta_{EL,t} + \delta_{FC,t} \leq 1$$

che impedisce ai dispositivi di essere attivi contemporaneamente. Infine, le variabili di produzione e consumo di H_2 ($H2_{prod}$, $H2_{cons}$) sono collegate al bilancio dell'idrogeno nello stoccaggio, assicurando che ogni flusso sia coerente con la dinamica dei serbatoi e con la capacità massima disponibile ($H2_{max}$).

Piecewise Linear - Elettrolizzatore

Nella letteratura tecnica e scientifica sulla produzione di idrogeno verde, è consuetudine assumere un valore di efficienza costante per l'elettrolizzatore, indipendentemente dal carico energetico applicato. Sebbene questa assunzione semplifichi i modelli, essa non riflette accuratamente il comportamento dei sistemi a membrana a scambio protonico (PEM) la cui efficienza varia significativamente in funzione della potenza operativa.

Nel loro lavoro, Virah-Sawmy et al. [21] evidenziano come trascurare tale variabilità comporti una sovrastima sistematica della produzione di idrogeno con scostamenti compresi tra il 5% e il 24%. Per questo motivo è necessario integrare una curva di efficienza variabile che rappresenti fedelmente il comportamento reale dell'elettrolizzatore in tutte le condizioni operative. In assenza di curve sperimentali fornite dal produttore, il presente lavoro adotta la metodologia proposta da Virah-Sawmy et al. [21] basata sulla parametrizzazione dell'efficienza mediante polinomi di secondo ordine.

L'efficienza η è stata modellata secondo la seguente relazione:

$$\eta = -\frac{\Delta\eta}{0.49} \left(\frac{P_{\text{El}}}{P_{\text{rated}}} - P_{\eta_{\text{max}}} \right)^2 + \eta_{\text{max}}$$

dove:

- η_{max} rappresenta l'efficienza massima dichiarata, fissata al 65% in conformità con le specifiche del componente in esame.
- $P_{\eta_{\text{max}}}$ indica il rapporto di potenza al quale si verifica l'efficienza massima, identificato come il 30% della capacità nominale ($0.3 P_{\text{rated}}$) per la tecnologia PEM.
- $\Delta\eta$ definisce l'ampiezza della variazione di efficienza tra il valore massimo e quello minimo al carico nominale.

Seguendo le indicazioni del riferimento bibliografico, è stata adottata una pendenza media ($\Delta\eta = 0.15$), che corrisponde a un decadimento delle prestazioni fino a raggiungere un'efficienza del 50% al carico nominale (Figura 3.9). Tale parametrizzazione consente di descrivere in maniera realistica la variazione dell'efficienza dell'elettrolizzatore in funzione del carico, anche in assenza di dati sperimentali diretti.

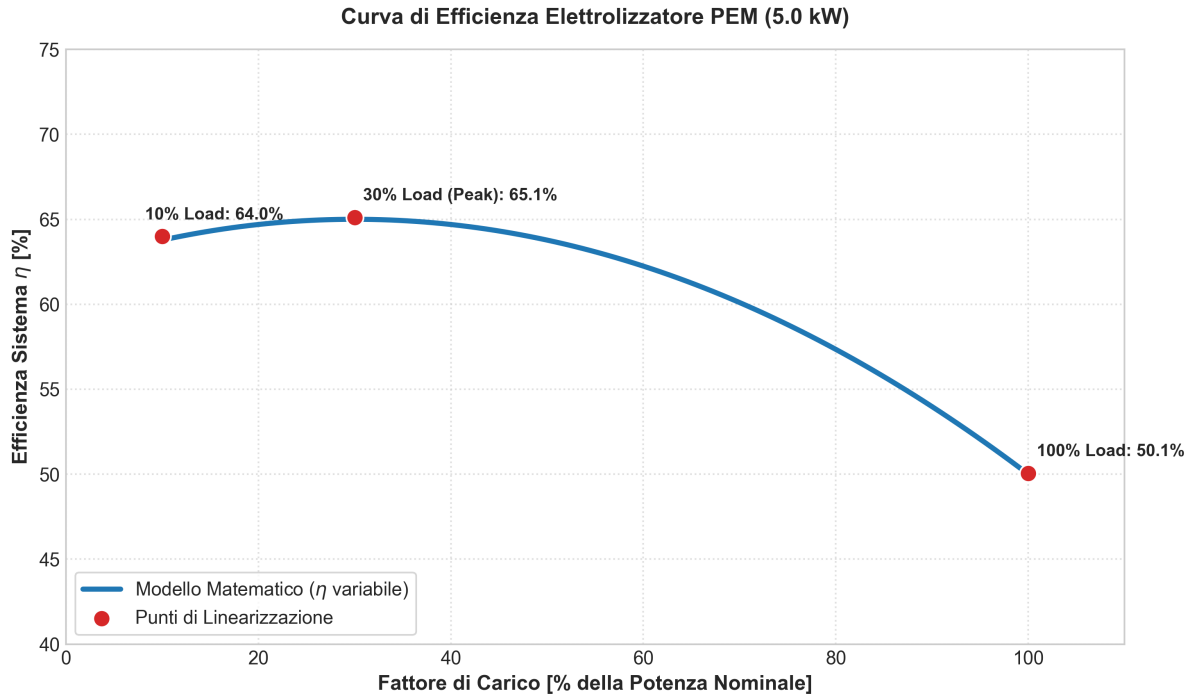


Figura 3.9: Curva di efficienza stimata dell'elettrolizzatore

La curva di produzione di idrogeno ottenuta è intrinsecamente non lineare, ma poiché il modello di ottimizzazione MILP non può gestire questa tipologia di equazioni, è stata necessaria una linearizzazione a tratti. La produzione di idrogeno è stata suddivisa in due segmenti lineari distinti, ciascuno caratterizzato da specifici coefficienti di pendenza A_s e intercetta B_s :

- **Segmento di carico parziale** ($0.1 - 0.3 P_{\text{rated}}$): caratterizzato da una pendenza elevata, in quanto l'efficienza cresce verso il punto di picco.
- **Segmento di carico elevato** ($0.3 - 1.0 P_{\text{rated}}$): caratterizzato da una pendenza ridotta, che rappresenta il progressivo calo dell'efficienza all'aumentare del carico.

La scelta di linearizzazione la curva di produzione di idrogeno dell'elettrolizzatore su tre punti nasce da un compromesso tra accuratezza e costo computazionale del modello. L'analisi dei risultati mostra che l'elettrolizzatore opera nella maggior parte dei casi a potenze prossime al valore nominale, rendendo marginali le variazioni a carico molto basso. Pertanto tale scelta consente di catturare il comportamento dell'efficienza, senza introdurre segmenti aggiuntivi che aumenterebbero significativamente il numero di variabili binarie e il tempo di risoluzione.

Piecewise Linear - Fuel Cell

Per quanto riguarda la Fuel Cell, i parametri operativi sono stati determinati attraverso un processo di estrapolazione grafica basato sulle curve caratteristiche presenti nella scheda tecnica del sistema *Horizon HFC-P5* (Figura 3.10). Tali curve esplicitano la relazione tra il flusso di idrogeno in ingresso (L/min) e la potenza elettrica prodotta (kW). Sebbene il grafico riporti una potenza di picco pari a 10 kW, ragioni connesse all’ottimizzazione operativa e alla preservazione dell’integrità dei componenti hanno indotto a limitare l’esercizio entro la potenza nominale di targa, fissata a 5 kW. In tale ambito, l’analisi si è concentrata su tre condizioni operative fondamentali: lo stato di inattività (0 kW), il regime a carico parziale (2.5 kW) e, infine, la condizione di pieno carico nominale (5 kW).

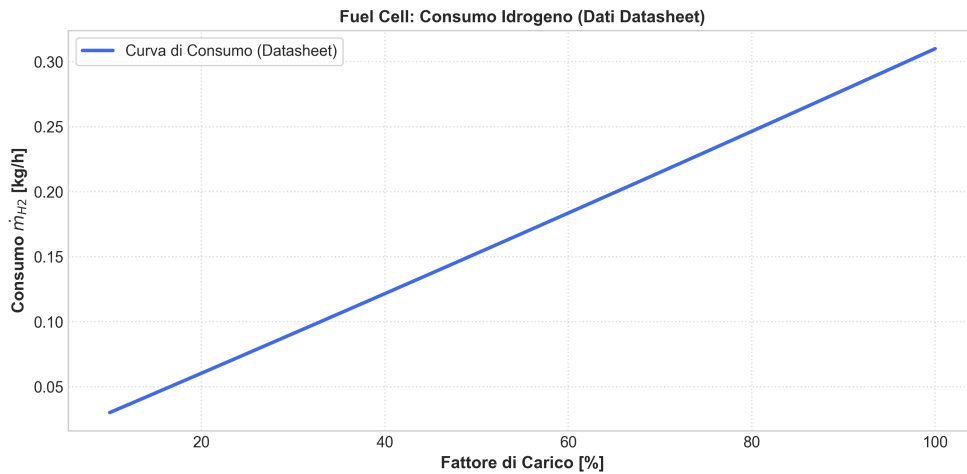


Figura 3.10: Profilo di consumo di H_2 della Fuel Cell (Datasheet)

Il consumo di idrogeno, riportato in L/min, è stato convertito in portata massica (kg/h) utilizzando la densità standard ($\rho \approx 0.0899$ g/L). L’analisi dei rapporti incrementali evidenzia un leggero calo del rendimento elettrico all’aumentare della potenza, dovuto a perdite di attivazione e di concentrazione nella cella.

Come per l’elettrolizzatore, anche il consumo della Fuel Cell è stato integrato nel modello MILP mediante linearizzazione a tratti come visibile in Figura 3.11. Il range 0–5 kW è stato diviso in due segmenti (0–2.5 kW e 2.5–5 kW), ciascuno con pendenza A_{FC} e intercetta B_{FC} proprie, riflettendo l’aumento del consumo di idrogeno a pieno carico.

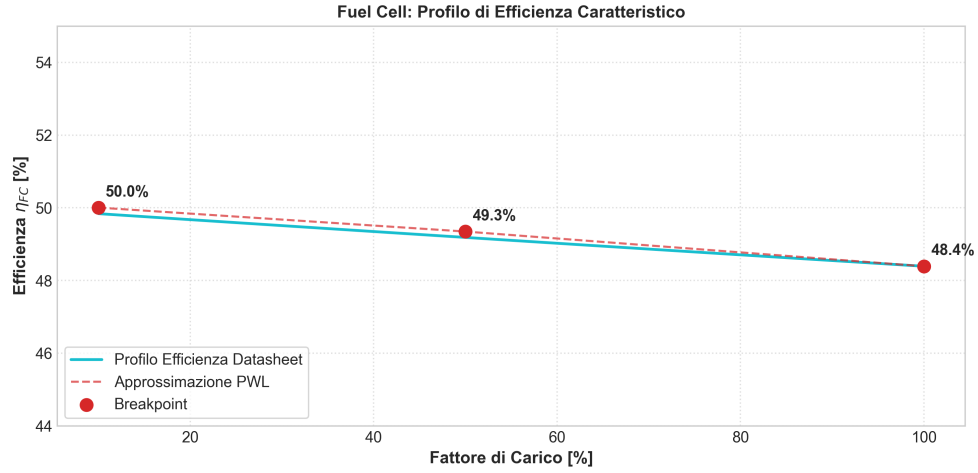


Figura 3.11: Profilo di efficienza caratteristico della Fuel Cell (reale e PWL)

Sebbene il lavoro di Virah-Sawmy et al. [21] tratti specificamente la variabilità dell'efficienza negli elettrolizzatori, nel presente studio si è ritenuto metodologicamente coerente estendere l'approccio di linearizzazione a tratti anche alla Fuel Cell. Questo permette di mantenere un rigore matematico uniforme su tutta la catena di conversione dell'idrogeno, utilizzando i dati del datasheet del produttore per riflettere le variazioni di consumo specifico della Fuel Cell ai diversi regimi di carico.

Dinamica del serbatoio principale

Il serbatoio di idrogeno è modellato attraverso un bilancio di massa discreto che descrive l'evoluzione della quantità di idrogeno presente nel serbatoio ad ogni intervallo temporale. Tale quantità è vincolata entro limiti fisici rappresentativi della capacità del sistema. In particolare:

$$H_2(t + 1) = H_2(t) + H_{2\text{prod}}(t) - H_{2\text{cons}}(t) - H_{2\text{out}}(t)$$

dove:

- $H_2(t)$ rappresenta l'idrogeno contenuto nel serbatoio all'istante t ;
- $H_{2\text{prod}}(t)$ rappresenta l'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore;
- $H_{2\text{cons}}(t)$ rappresenta l'idrogeno consumato dalla Fuel Cell;
- $H_{2\text{out}}(t)$ rappresenta l'idrogeno trasferito al serbatoio mobile tramite compressore.

Logica di compressione e vendita

Per garantire una gestione efficiente della fase di compressione, si è deciso di adottare una logica che forza il modello a completare un ciclo di lavoro prestabilito ogni volta che il compressore viene avviato.

Per modellare tale comportamento in maniera lineare e compatibile con la programmazione lineare intera mista (MILP), è stato introdotto un contatore a lotti (`batch_remaining`). Questo tiene traccia degli step residui necessari al completamento del ciclo e vincola il compressore a rimanere in stato attivo finché il lotto non è esaurito, attraverso i vincoli `force_on_if_batch` e `no_double_start`.

Nel modello sono definite le seguenti variabili e logiche operative:

- **Stato del compressore** – $compressor_ON(t)$: Variabile binaria di stato che indica se il compressore è effettivamente in funzione al tempo t . Quando attiva (1), abilita il trasferimento di idrogeno verso l'UPS. La sua persistenza nel tempo non dipende solo dalla disponibilità istantanea di idrogeno, ma è vincolata dalla logica batch per garantire la continuità del ciclo operativo.
- **Avvio del compressore** – $compressor_start(t)$: Variabile binaria che registra l'impulso di accensione (transizione $0 \rightarrow 1$). È la variabile decisionale su cui agisce la soglia minima di idrogeno tramite il vincolo `batch_threshold`:

$$H2(t) \geq H2_{threshold} \cdot compressor_start(t)$$

Se il compressore viene avviato ($compressor_start = 1$), il livello di idrogeno nel buffer deve essere necessariamente maggiore o uguale alla soglia $H2_{threshold}$. Se invece il compressore non viene avviato ($compressor_start = 0$), il vincolo diventa $H2(t) \geq 0$, risultando sempre soddisfatto e non imponendo alcuna restrizione. Questo garantisce che l'accensione avvenga solo con scorte sufficienti.

- **Flusso di idrogeno** – $H2_{flow_out}(t)$: Variabile continua che rappresenta la portata massica trasferita all'UPS. È vincolata direttamente allo stato del compressore:

$$H2_{flow_out}(t) = M_{step_CM} \cdot compressor_ON(t)$$

Questa equazione agisce come un interruttore per il flusso. Se $compressor_ON = 1$, il flusso assume il valore nominale M_{step_CM} . Se $compressor_ON = 0$, il flusso è forzato a zero, impedendo trasferimenti non autorizzati dal modello.

- **Vincolo di persistenza (Logica Batch)**: Per evitare spegnimenti prematuri, il vincolo `force_on_if_batch` lega lo stato operativo ai lotti residui:

$$compressor_ON(t) \geq \frac{batch_remaining(t)}{N_{batch}}$$

Finché il contatore $batch_remaining$ è maggiore di zero (ovvero ci sono lotti da completare), il termine a destra della disequaglianza sarà un valore positivo compreso tra $[0, 1]$. Poiché $compressor_ON$ è binaria, l'unico modo per soddisfare il vincolo è assumere il valore 1. Solo quando il contatore arriva a zero il compressore è libero di spegnersi.

- **Livello dell'UPS** – $H2_{UPS_level}(t)$: Variabile di stato che monitora l'accumulo nel serbatoio di vendita. Il modello gestisce la dinamica di riempimento e lo svuotamento (vendita) tramite una formulazione Big-M (ups_dyn_up , ups_dyn_reset).
- **Segnale di vendita** – $UPS_is_full(t)$: Variabile binaria che si attiva quando il livello dell'UPS raggiunge la soglia critica. Questa variabile permette al modello di "resettare" il serbatoio. Quando $UPS_is_full = 1$, i vincoli Big-M disattivano la normale equazione di bilancio e forzano il livello al passo successivo verso lo zero, simulando l'avvenuta vendita del carico accumulato.

Questa struttura matematica permette di descrivere eventi discreti e vincoli temporali (come la durata minima di accensione) all'interno di un framework puramente lineare, ottimizzando la gestione dei flussi energetici ed economici del sistema.

3.6 Funzione obiettivo e variabili di costo

La funzione obiettivo del modello è formulata con l'obiettivo di massimizzare il beneficio economico complessivo del sistema sull'orizzonte temporale considerato, tenendo conto sia dei flussi economici istantanei associati al funzionamento dei diversi componenti sia del valore residuo delle risorse energetiche stoccate al termine della simulazione. In questo modo le decisioni operative vengono valutate in una prospettiva complessiva e non limitata al singolo intervallo temporale, così da evitare strategie che massimizzino il profitto immediato compromettendo la convenienza economica globale o lo stato energetico finale del sistema.

Dal punto di vista matematico, la funzione obiettivo può essere espressa come la somma, su tutti i timestep $t \in \mathcal{T}$, dei ricavi e dei costi associati ai flussi energetici e materiali del sistema, a cui si aggiunge un termine di valorizzazione dello stato finale del serbatoio di idrogeno:

$$\max \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} (R_{H_2,t} + I_{pv \rightarrow load,t} - C_{grid,t} - C_{curt,t}) + I_{SOC} + V_{H_2} \right]$$

In particolare:

1. **Ricavo da vendita idrogeno** ($R_{H_2,t}$): Rappresenta il beneficio economico diretto derivante dal trasferimento dell'idrogeno verso l'unità UPS. È calcolato come il prodotto tra la massa di idrogeno in uscita dal compressore e il prezzo di vendita unitario:

$$R_{H_2,t} = p_{H_2} \cdot H_{2flow_out}(t)$$

2. **Incentivi di stabilità del sistema:** Per allineare l'ottimizzatore agli obiettivi di gestione sono stati introdotti due termini di incentivazione nella funzione obiettivo:

- **Premio all'autoconsumo** ($I_{pv \rightarrow load,t}$): Assegna una premialità proporzionale all'energia fotovoltaica consumata direttamente dal carico locale:

$$I_{pv \rightarrow load,t} = w_{autocons} \cdot P_{pv \rightarrow load,t} \cdot \Delta t$$

Questo termine favorisce la copertura dei consumi interni rispetto a qualsiasi altra forma di accumulo o conversione.

- **Premio allo stato di carica** (I_{SOC}): Valorizza l'energia accumulata nella batteria, dove $E_{BT}(t)$ è l'energia immagazzinata e w_{SOC} è il peso assegnato al termine nella funzione obiettivo:

$$I_{SOC} = \frac{1}{|\mathcal{T}|} \sum_{t \in \mathcal{T}} w_{SOC} \cdot E_{BT}(t)$$

Tale formulazione assegna un valore economico implicito all'energia accumulata nella batteria, evitando che l'ottimizzatore privilegi esclusivamente lo sfruttamento immediato a scapito di livelli di carica persistenti troppo bassi.

3. **Costo di acquisto dalla rete** ($C_{\text{grid},t}$): Rappresenta la spesa per l'acquisto di energia elettrica dalla rete, calcolata come prodotto tra il prezzo orario del mercato elettrico ($\text{Price_buy}(t)$), la potenza prelevata ($P_{\text{buy}}(t)$) e la durata del timestep:

$$C_{\text{grid},t} = \text{Price_buy}(t) \cdot P_{\text{buy}}(t) \cdot \Delta t$$

4. **Penalità e valore residuo** ($C_{\text{curt},t}$ e V_{H_2}): La funzione associa una penalità per ogni kW di potenza fotovoltaica scartata, incentivando la valorizzazione dell'energia prodotta:

$$C_{\text{curt},t} = \text{Penalty} \cdot P_{\text{curt}}(t) \cdot \Delta t$$

Infine, si aggiunge un termine di valore residuo associato all'idrogeno presente nel serbatoio al termine dell'orizzonte di simulazione:

$$V_{\text{H}_2} = p_{\text{H}_2} \cdot h_{\text{val}} \cdot \text{H}_2(t_{\text{last}})$$

Questo termine internalizza il valore economico dello stato finale, riducendo l'incentivo a svuotare il serbatoio alla fine dell'orizzonte temporale.

Complessivamente la funzione obiettivo del modello che massimizza il beneficio economico complessivo del sistema sull'orizzonte temporale \mathcal{T} è:

$$\begin{aligned} \max \sum_{t \in \mathcal{T}} & \left[\underbrace{p_{\text{H}_2} \cdot \text{H}_{2\text{flow_out}}(t)}_{\text{Ricavo vendita H2}} + \underbrace{w_{\text{autocons}} \cdot P_{\text{pv} \rightarrow \text{load}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Premio autoconsumo}} \right. \\ & \left. - \underbrace{\text{Price_buy}(t) \cdot P_{\text{buy}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Costo acquisto rete}} - \underbrace{\text{Penalty} \cdot P_{\text{curt}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Penalità scarto PV}} \right] \\ & + \underbrace{\frac{w_{\text{SOC}}}{|\mathcal{T}|} \sum_{t \in \mathcal{T}} E_{\text{BT}}(t)}_{\text{Premio SOC batteria}} + \underbrace{p_{\text{H}_2} \cdot h_{\text{val}} \cdot \text{H}_2(t_{\text{last}})}_{\text{Valore residuo H2}} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Capitolo 4

Setup della simulazione e analisi dei risultati

4.1 Simulation Setup

La simulazione è stata condotta utilizzando il dataset annuale di produzione fotovoltaica e prezzi dell'energia elettrica descritto nella sezione precedente, coprendo l'intero anno 2024 con risoluzione temporale di 15 minuti. L'orizzonte di ottimizzazione è stato fissato a 24 ore (96 intervalli temporali) e la strategia di controllo adottata è quella a *rolling horizon*, in cui ad ogni intervallo temporale viene risolto un nuovo problema di ottimizzazione considerando le informazioni disponibili fino a quel momento. In ciascuna iterazione viene implementata esclusivamente la decisione relativa al primo intervallo temporale, mentre le scelte future vengono ricalcolate ad ogni passo successivo. Questo approccio consente di replicare il comportamento di un sistema di gestione energetica operante in tempo reale.

I risultati principali della simulazione (flussi di potenza, stato di carica della batteria, produzione e consumo di idrogeno, indicatori economici) vengono salvati progressivamente in un file CSV, successivamente convertito in formato PKL per facilitare le analisi post-simulazione.

4.1.1 Configurazione del solver

La risoluzione dei problemi MILP è stata effettuata utilizzando il solver open-source **CBC**, integrato tramite la libreria di modellazione **Pyomo**. La presenza di variabili binarie rende i problemi potenzialmente onerosi dal punto di vista computazionale, per questo motivo sono stati definiti criteri di arresto specifici:

- MIP gap 5% che rappresenta il compromesso tra accuratezza della soluzione e tempi di calcolo;

- Tempo massimo di risoluzione di 100 s per ciascun problema.

In caso di raggiungimento del limite temporale, il solver restituisce comunque la migliore soluzione ammissibile individuata fino a quel momento. Grazie all'approccio *rolling horizon*, l'intero anno di simulazione viene coperto risolvendo sequenzialmente problemi MILP con struttura identica ma parametri aggiornati nel tempo.

Le simulazioni sono state eseguite su una macchina con le seguenti caratteristiche:

- Processore: 12th Gen Intel(R) Core(TM) i7-12700H, 2.70 GHz
- RAM: 16 GB
- Sistema operativo: Windows 11 Home a 64 bit

4.1.2 Analisi di sensitività sul MIP gap

La taratura del parametro di *MIP Gap* è stata guidata dalla necessità di individuare un compromesso ottimale tra la precisione della soluzione e l'onere computazionale richiesto dal solutore. In termini analitici, il MIP Gap rappresenta la tolleranza relativa tra la funzione obiettivo della migliore soluzione ammissibile individuata (Z_{best}) e il limite inferiore teorico (*Lower Bound*, LB), definito come:

$$\text{MIP Gap} = \frac{|Z_{best} - LB|}{|Z_{best}|} \quad (4.1)$$

L'adozione di un valore pari a 0.1 implica che la soluzione accettata possa presentare un costo totale superiore al minimo globale per una quota massima del 10%. Tale scelta si è resa necessaria per garantire la convergenza del modello su orizzonti temporali estesi (simulazione annuale), prevenendo stalli del solutore o tempi di calcolo non compatibili con le risorse computazionali disponibili. Al contrario, l'imposizione di vincoli di convergenza eccessivamente stringenti avrebbe compromesso la trattabilità del problema senza necessariamente apportare benefici sostanziali alla qualità della soluzione in contesti di elevata incertezza dei dati di input.

Per validare la robustezza di tale configurazione, è stata condotta un'analisi di sensitività su periodi rappresentativi dell'anno. Sono state selezionate settimane tipiche dei regimi estivo e invernale, al fine di catturare la variabilità delle condizioni operative del sistema, quali:

- **Producibilità rinnovabile:** scenari caratterizzati da alta e bassa saturazione della generazione fotovoltaica;

- **Dinamiche di mercato:** differenti profili di volatilità dei prezzi zonali dell'energia.

Il modello è stato risolto iterativamente per ciascun periodo variando il MIP Gap tra i valori $\{0.1, 0.05, 0.01\}$. L'obiettivo di tale analisi è stato duplice: quantificare lo scostamento del costo totale di esercizio e verificare la stabilità delle strategie operative (logiche di dispacciamento e gestione degli accumuli) al variare della precisione richiesta al solutore.

I risultati dell'analisi di sensitività sono stati confrontati attraverso tabelle che riportano per ciascun valore di MIP gap i principali indicatori quantitativi, quali il costo totale, l'energia acquistata e venduta da rete, il numero di cicli della batteria, la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno e il tempo medio di calcolo per MPC. Sulla base dei risultati, si può valutare il compromesso ottimale tra accuratezza e tempi di calcolo. Se le differenze tra MIP gap 0.1 e valori più stringenti risultano trascurabili, viene giustificato l'uso di 0.1 nella simulazione annuale, garantendo tempi computazionali sostenibili. In caso contrario, viene selezionato un valore intermedio, tipicamente 0.05, che consente di mantenere soluzioni vicine all'ottimo senza rischiare stalli o tempi di calcolo eccessivi. Tale approccio permette di documentare in maniera rigorosa e difendibile le scelte metodologiche, dimostrando la solidità e l'affidabilità dei risultati ottenuti.

4.1.3 Risultati delle simulazioni di sensitività

La Tabella 4.1 sintetizza i principali indicatori di prestazione KPI derivanti dalle simulazioni di sensitività condotte sui periodi rappresentativi di luglio e dicembre. L'analisi permette di valutare l'influenza della tolleranza di ottimizzazione (MILP gap) sulle variabili decisionali e sulle prestazioni economiche del sistema.

Tabella 4.1: Analisi di sensitività dei KPI operativi al variare del MILP gap.

Stagione	MILP gap	H ₂ prodotto [kg]	Ricavi H ₂ [€]	SOC medio	Dev. std P_{buy} [kW]
Dicembre	0.01	4.966	0.0	0.377	0.734
	0.05	4.966	0.0	0.377	0.734
	0.10	4.966	0.0	0.377	0.734
Luglio	0.01	11.493	54.6	0.539	0.573
	0.05	11.493	54.6	0.539	0.573
	0.10	11.492	54.6	0.539	0.573

Discussione dei Risultati

L'analisi comparativa dei dati evidenzia una notevole stabilità delle soluzioni rispetto alla variazione della tolleranza del solver. Nello specifico, si osservano le seguenti dinamiche:

- **Produzione e valorizzazione dell'idrogeno:** La produzione di idrogeno riflette la stagionalità della risorsa fotovoltaica, passando da circa 5 kg in dicembre a oltre 11.5 kg in luglio. Si nota che i ricavi associati alla vendita di idrogeno risultano nulli nel periodo invernale; ciò è riconducibile a una produzione insufficiente a saturare la capacità minima di stoccaggio o di erogazione prevista dal modello. La quasi totale invarianza dei volumi prodotti al variare del gap conferma che la strategia di dispacciamento dell'elettrolizzatore è dettata prevalentemente dai vincoli fisici e dai prezzi di mercato piuttosto che dalla precisione numerica del solver.
- **Gestione dell'accumulo elettrochimico:** Il SOC medio risulta sensibilmente superiore nel periodo estivo (0.54 contro 0.38). Tale incremento è coerente con la necessità di gestire i surplus di generazione fotovoltaica, permettendo al sistema di operare con logiche di peak shaving e ottimizzazione dell'autoconsumo.
- **Profilo di prelievo dalla rete:** La variabilità della potenza acquistata (P_{buy}), espressa tramite la deviazione standard, risulta maggiore in dicembre (0.73 kW) rispetto a luglio (0.57 kW). Questo fenomeno riflette l'intermittenza della risorsa solare e il maggior ricorso alla rete per compensare i deficit di produzione nei mesi invernali.

In conclusione, l'assenza di variazioni significative nei KPI al variare del parametro di tolleranza giustifica l'assunzione di un **MILP gap pari a 0.05** per le successive analisi estese all'intero anno, in quanto garantisce una soluzione di elevata qualità a fronte di un tempo computazionale ridotto rispetto al valore più stringente.

4.2 Risultati della simulazione

Dopo aver definito la configurazione del modello, del solver e analizzato l'impatto della scelta del MIP gap, si riportano di seguito i risultati principali ottenuti dalle simulazioni annuali.

4.2.1 Ripartizione dei Flussi Energetici e Bilancio di Sistema

La Figura 4.1 riporta la distribuzione annuale dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (PV) tra i diversi sottosistemi del modello energetico. Ciascun contributo energetico è ottenuto mediante integrazione temporale del corrispondente profilo di potenza lungo l'intero orizzonte di simulazione. Le grandezze aggregate nel diagramma sono:

- $E_{PV \rightarrow LD}$: energia fotovoltaica direttamente fornita al carico locale;
- $E_{PV \rightarrow BT}$: energia accumulata nel sistema di storage elettrochimico;
- $E_{PV \rightarrow EL}$: energia destinata all'elettrolizzatore;
- E_{Curt} : energia soggetta a *curtailment*.

Figura 1: Ripartizione Annuale Energia prodotta dal Fotovoltaico [kWh]

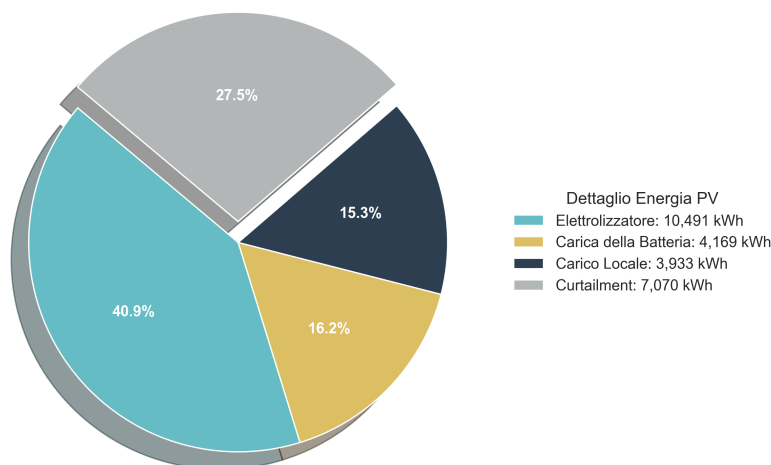


Figura 4.1: Ripartizione annuale dell'energia prodotta dal fotovoltaico

Il bilancio energetico complessivo sulla produzione fotovoltaica è espresso da:

$$E_{PV} = E_{El} + E_{Bt,ch} + E_{Load} + E_{Curt} \quad (4.2)$$

dove E_{PV} indica la produzione annua totale del campo fotovoltaico. La ripartizione risultante evidenzia che:

- il 40,9% dell'energia è destinato all'elettrolizzatore;

- il 16,3% è accumulato nella batteria;
- il 15,3% è fornito direttamente al carico locale;
- il 27,5% viene degradata.

Ne consegue che il 72,5% dell'energia prodotta viene effettivamente valorizzato all'interno del sistema, mentre il 27,5% non trova utilizzo.

Tale ripartizione non deriva da una logica gerarchica predefinita tra i sottosistemi. I flussi energetici sono determinati dall'esito di un problema di ottimizzazione a orizzonte mobile e le decisioni di *dispatch* dipendono pertanto da:

- andamento temporale del prezzo dell'energia elettrica (PUN);
- profilo di produzione fotovoltaica;
- limiti di potenza e capacità dei componenti;
- dinamica dello stato di carica del sistema di accumulo;
- vincoli operativi.

Inoltre è importante sottolineare che come ipotesi iniziale si è dichiarato che il sistema possa acquistare energia dalla rete ma non immetterla. L'assenza della possibilità di vendita influenza in modo sostanziale la soluzione ottima. In condizioni di surplus di produzione, qualora la produzione fotovoltaica superi la capacità istantanea dell'elettrolizzatore, il sistema di accumulo risulti saturo ed il carico locale sia già soddisfatto, l'energia in eccesso non può essere valorizzata economicamente e viene pertanto degradata.

La quota di *curtailment* pari al 27,5% è attribuibile alla combinazione tra vincoli di mercato e configurazione dimensionale del sistema. Nei periodi di elevata radiazione solare la capacità installata del campo fotovoltaico risulta superiore alla capacità di assorbimento istantaneo dei sottosistemi di conversione e accumulo. Tale squilibrio può essere interpretato come un sovradimensionamento del generatore fotovoltaico rispetto ai carichi interni, oppure un sottodimensionamento relativo dell'elettrolizzatore e/o della batteria.

È tuttavia opportuno evidenziare che il livello di *curtailment* osservato non è conseguenza di un limite del modello ma di un problema di dispacciamento economico fortemente vincolato in assenza di flessibilità verso la rete.

Parallelamente, la Figura 4.2 mostra la distribuzione annuale dei contributi energetici alla copertura del carico elettrico del sistema. L'energia totale richiesta

dal carico su base annua, indicata con $E_{load,tot}$, è soddisfatta attraverso differenti sorgenti, secondo il bilancio energetico:

$$E_{load,tot} = E_{PV \rightarrow LD} + E_{BT \rightarrow LD} + E_{Grid \rightarrow LD} + E_{FC \rightarrow LD} \quad (4.3)$$

dove:

- $E_{PV \rightarrow Load}$ è l'energia fotovoltaica direttamente autoconsumata;
- $E_{Bt,dc \rightarrow Load}$ è l'energia fornita al carico mediante scarica della batteria;
- $E_{Grid \rightarrow Load}$ è l'energia acquistata dalla rete elettrica;
- $E_{FC \rightarrow Load}$ è l'energia prodotta dalla fuel cell.

Figura 2: Ripartizione Annuale dei Contributi Energetici per Alimentare il Carico [kWh]

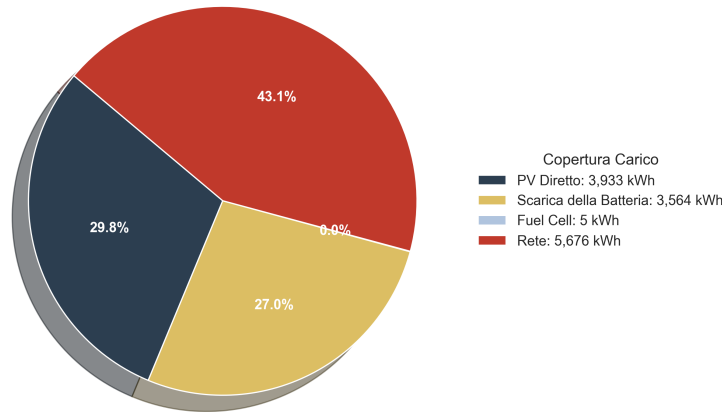


Figura 4.2: Ripartizione annuali dei contributi energetici per alimentare il carico

La ripartizione percentuale risultante evidenzia che:

- il 29,8% del fabbisogno è coperto da fotovoltaico diretto ($E_{PV \rightarrow Load}$);
- il 27,1% è coperto tramite scarica del sistema di accumulo ($E_{Bt,dc \rightarrow Load}$);
- il 43,1% è coperto mediante prelievo dalla rete ($E_{Grid \rightarrow Load}$);
- il contributo della fuel cell risulta trascurabile ($\approx 0\%$).

Il dato principale che emerge è che, nonostante la presenza di generazione rinnovabile e accumulo, il sistema rimane fortemente dipendente dalla rete elettrica, che copre oltre il 40% del fabbisogno annuo. Il contributo combinato di fotovoltaico

diretto e batteria raggiunge complessivamente il 56,9%, evidenziando un livello significativo di autoconsumo e di integrazione tra generazione distribuita e *storage*. Tuttavia, tale quota non è sufficiente a garantire l'autosufficienza energetica del sistema su base annuale.

La fuel cell presenta un contributo energetico praticamente nullo nel bilancio annuale. Questo comportamento è coerente con la logica dell'ottimizzazione economica dato che, in presenza di prezzi dell'energia di rete competitivi e considerando le perdite complessive della catena $PV \rightarrow$ elettrolizzatore \rightarrow stoccaggio $H_2 \rightarrow$ fuel cell \rightarrow carico, la riconversione dell'idrogeno in energia elettrica risulta raramente conveniente rispetto all'acquisto diretto dalla rete. Di conseguenza, la fuel cell assume un ruolo di componente di backup, attivato esclusivamente in condizioni specifiche in cui il prezzo dell'energia elettrica è elevato, lo stato di carica della batteria è insufficiente o è disponibile idrogeno accumulato.

Pertanto, la dipendenza significativa dalla rete e il ruolo marginale della fuel cell suggeriscono che, nell'attuale configurazione di prezzo e dimensionamento, la catena P2P (Power-to-Power) non risulta economicamente competitiva come fonte primaria di copertura del carico.

Soffermandosi sulla distribuzione mensile dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, illustrata in Figura 4.3, si evidenzia la forte stagionalità del sistema fotovoltaico. Nei mesi centrali dell'anno la produzione mensile raggiunge il massimo e di conseguenza aumenta la quota di curtailment. Nei mesi invernali, invece, la produzione fotovoltaica è più contenuta e la quota di energia destinata al curtailment si riduce drasticamente. Il grafico include inoltre una curva cumulativa dell'energia netta effettivamente utilizzabile, che consente di valutare l'andamento complessivo dell'autoconsumo nel corso dell'anno.

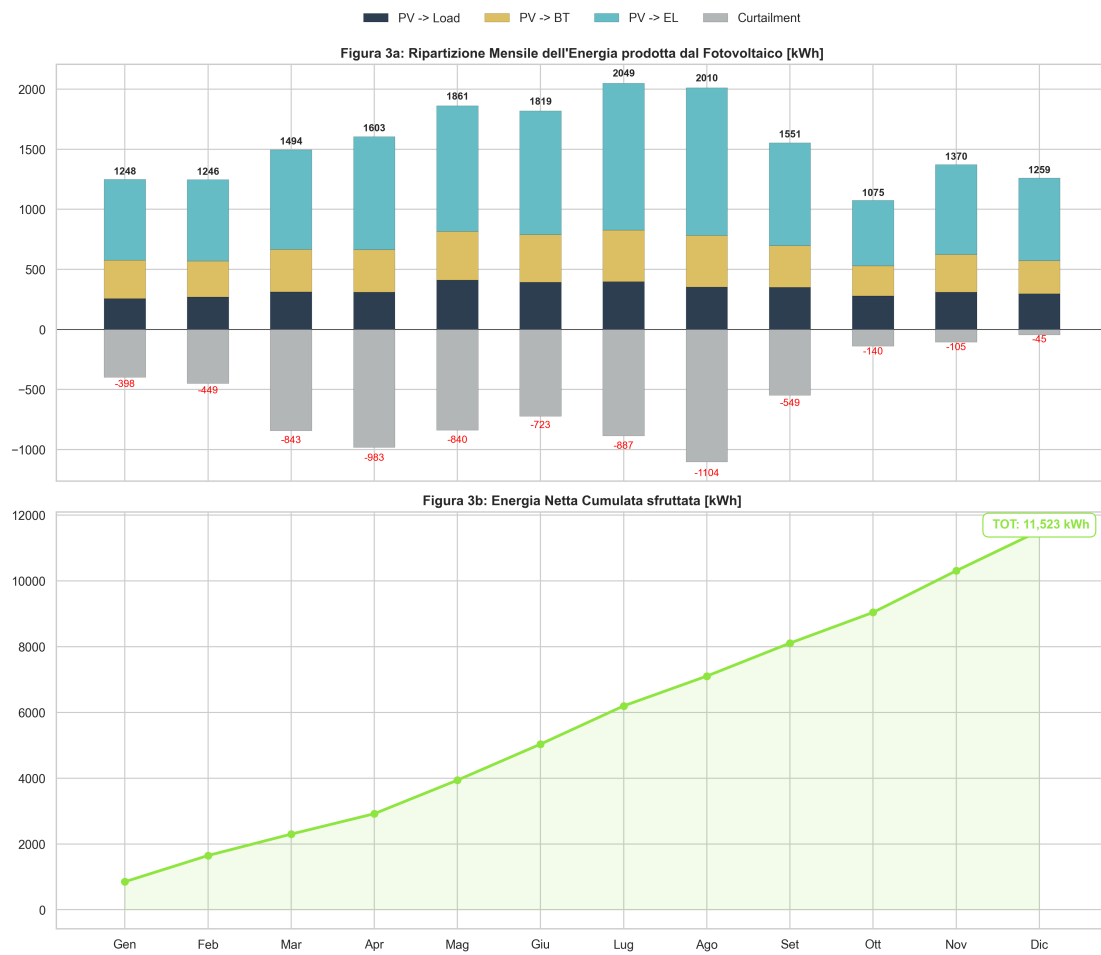


Figura 4.3: Ripartizione mensile (alto) dell'energia prodotta dal fotovoltaico e curva cumulata (basso) dell'energia effettivamente sfruttata

4.2.2 Confronto ore operative mensili dell'elettrolizzatore e della fuel cell

La Figura 4.4 riporta il numero di ore operative mensili dell'elettrolizzatore consentendo di valutarne il grado di utilizzo effettivo.

Le ore operative mensili sono determinate come:

$$h_{op,m} = \sum_{t \in m} \delta_t \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

dove:

- δ_t è una variabile binaria pari a 1 quando il componente è in funzione nell'istante t ;
- Δt è il passo temporale della simulazione;
- la sommatoria è estesa a tutti gli intervalli temporali appartenenti al mese m .

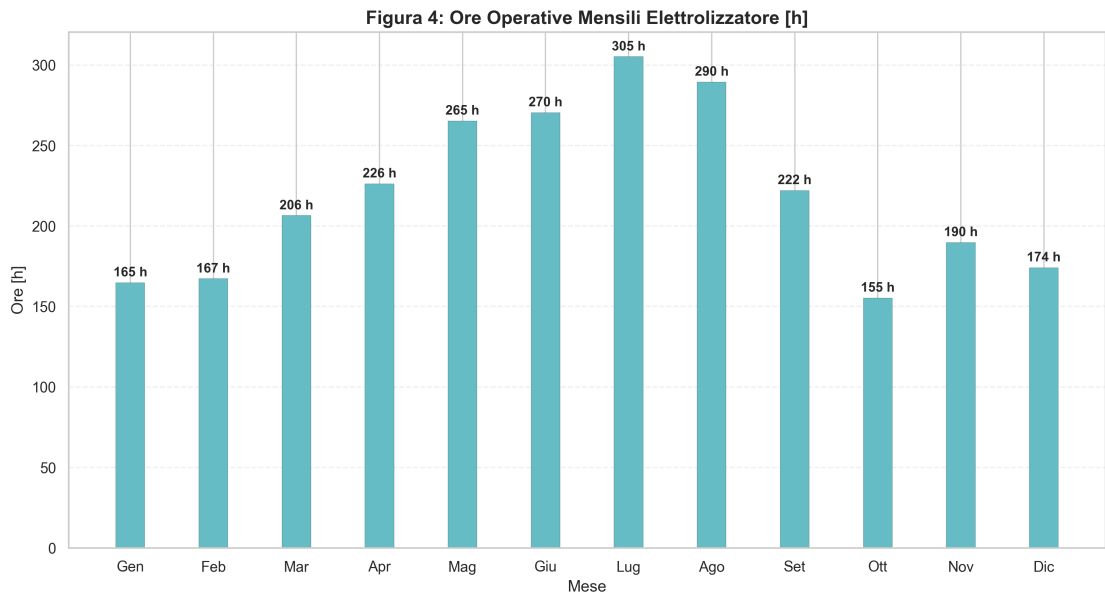


Figura 4.4: Ore operative mensili elettrolizzatore

Il profilo evidenzia una chiara stagionalità con un progressivo incremento delle ore operative nel periodo primaverile ed estivo e un picco nel mese di luglio. L'aumento delle ore operative in estate è indice di maggiore disponibilità di surplus fotovoltaico. Nonostante la dipendenza del rendimento dal carico, per la maggior parte delle ore operative l'elettrolizzatore funziona in un range di potenza prossima

al range di picco compresa tra 4 e 5 kW (come evidenziato in Figura 4.5). Questo indica che l'elettrolizzatore lavora prevalentemente in condizioni favorevoli dal punto di vista dell'efficienza, sfruttando efficacemente la disponibilità di surplus fotovoltaico.

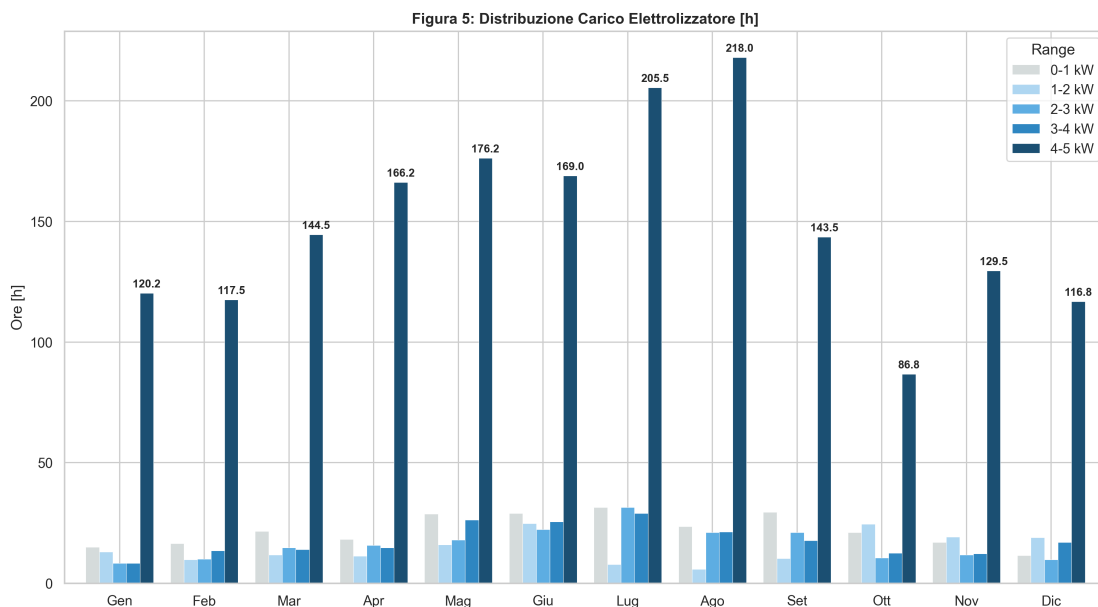


Figura 4.5: Distribuzione mensile carico elettrolizzatore

Nei mesi autunnali e invernali si osserva una riduzione significativa delle ore operative coerente con la minore produzione solare e con la priorità assegnata alla copertura diretta del carico e alla ricarica dell'accumulo elettrochimico. L'elettrolizzatore assume il compito di dispositivo di valorizzazione del surplus rinnovabile e di strumento di conversione stagionale dell'energia.

4.2.3 Dinamica dei sistemi di accumulo

La Figura 4.6 illustra l'andamento temporale dello stato di carica (SOC) della batteria elettrochimica e del serbatoio di idrogeno su due periodi di riferimento distinti (Luglio e Dicembre).

Il SOC della batteria mostra un andamento regolare, oscillando tra il 20% e l'80%. Il sistema a batterie opera con una ciclicità elevata, soggetta a fluttuazioni quotidiane necessarie per bilanciare l'intermittenza della produzione fotovoltaica nel breve termine. Il SOC del serbatoio di idrogeno evidenzia un andamento a gradini, caratteristico della produzione discreta di idrogeno correlata alla disponibilità fotovoltaica. La logica implementata nel modello considera la produzione di idrogeno

solo in presenza di surplus FV e prevede un trasferimento istantaneo alla vendita al raggiungimento della capacità del serbatoio mobile. Questo genera incrementi a step nel SOC, con plateau corrispondenti alle ore o ai giorni in cui l'elettrolizzatore non produce. La stagionalità è chiaramente riconoscibile: si può notare che nel mese di riferimento estivo (luglio) la maggiore disponibilità di irraggiamento determina un riempimento più rapido e frequente del serbatoio rispetto a dicembre in cui la produzione è limitata da una disponibilità di surplus minore.

Figura 6b: Dettaglio Dinamica Stoccaggi (Luglio vs Dicembre)

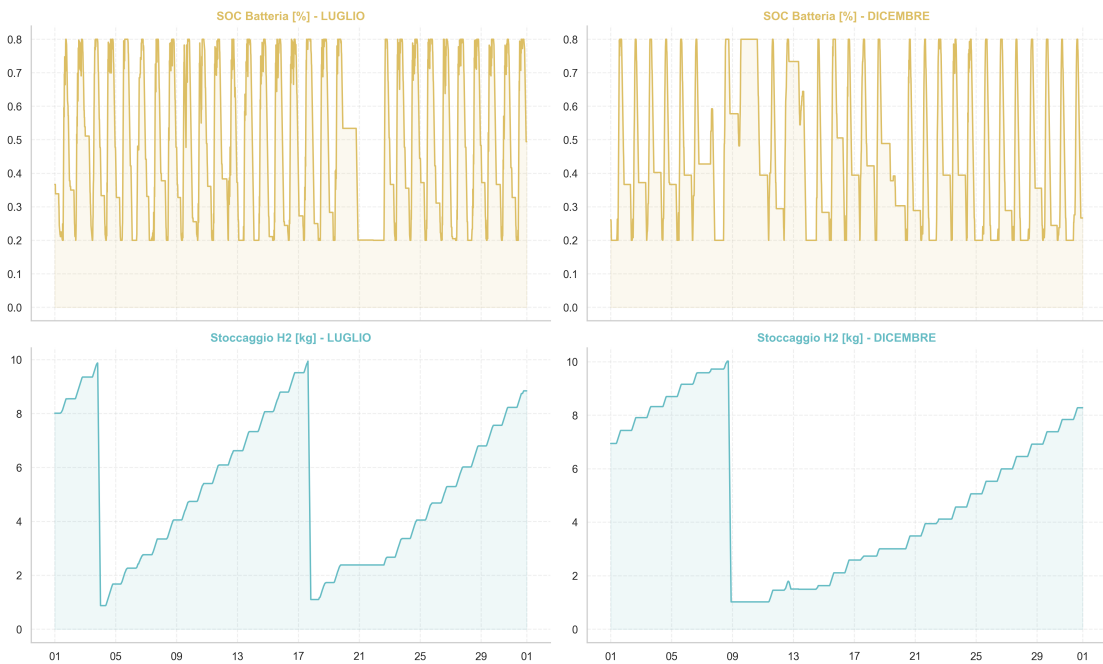


Figura 4.6: Dinamica dei sistemi di accumulo (Luglio e Dicembre)

4.2.4 Valutazione delle prestazioni energetiche: caso baseline vs caso post-installazione

Per valutare l'efficacia dei sistemi di flessibilità energetica installati è stata definita una condizione di baseline rappresentativa del caso senza di essi. In questa configurazione l'intero fabbisogno elettrico del carico viene soddisfatto tramite acquisto diretto di energia dalla rete elettrica senza alcuna generazione locale da fotovoltaico, batterie, accumulo di idrogeno e logiche di dispatch energetico. Il confronto con la baseline consente di quantificare il risparmio energetico/economico e la riduzione della dipendenza dalla rete che derivano dall'integrazione dei sistemi di flessibilità.

La Figura 4.7 mostra l'andamento mensile dell'acquisto di energia dalla rete nel caso baseline e nel caso post-installazione. Nel caso post-installazione, la barra arancione rappresenta l'energia fornita da fotovoltaico, batterie e fuel cell per alimentare il carico, mentre la colonna rossa indica la richiesta residua di acquisto dalla rete. Si osserva una marcata stagionalità, come ci si potrebbe attendere, con minori prelievi di rete nei mesi più produttivi dal punto di vista fotovoltaico.

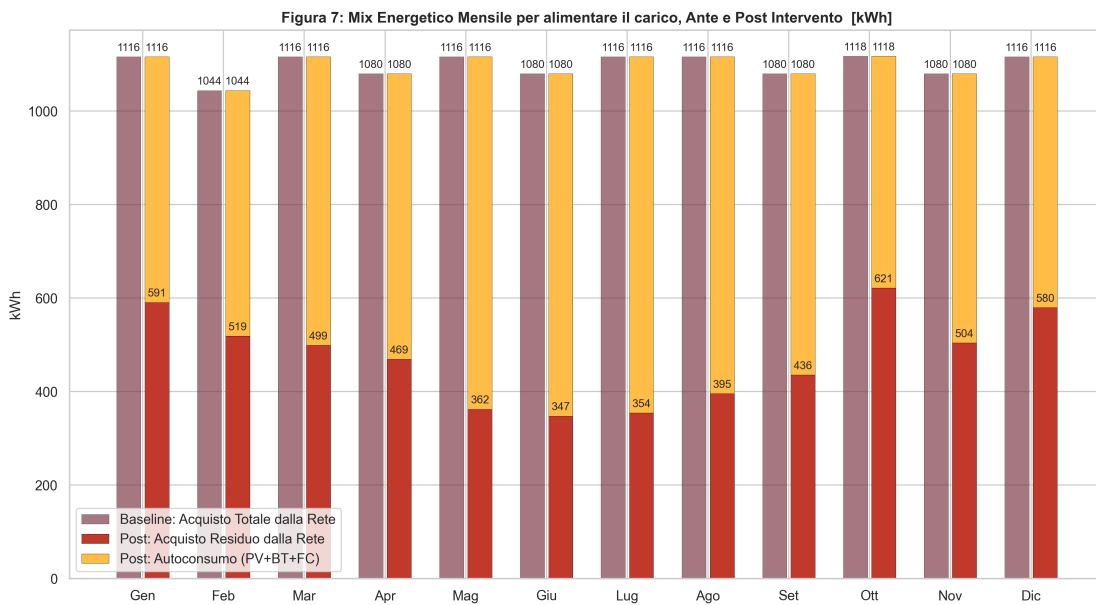


Figura 4.7: Mix energetico mensile per alimentare il carico pre vs post intervento

Oltre all'autoconsumo diretto è fondamentale considerare l'apporto energetico derivante dall'idrogeno prodotto. La produzione mensile di idrogeno è stata convertita in equivalente elettrico considerando il potere calorifico inferiore e un rendimento costante della fuel cell del 50% permettendo di quantificare il valore energetico aggiuntivo che questo vettore immagazzinato contribuisce al bilancio mensile

(Figura 4.8). Il confronto complessivo mostra come l'integrazione dei sistemi di flessibilità non solo riduca la dipendenza dalla rete, ma introduca anche un contributo energetico positivo aggiuntivo derivante dall'idrogeno. Come previsto nei mesi estivi sia l'autoconsumo che la produzione di idrogeno raggiungono valori massimi minimizzando la richiesta di energia dalla rete.

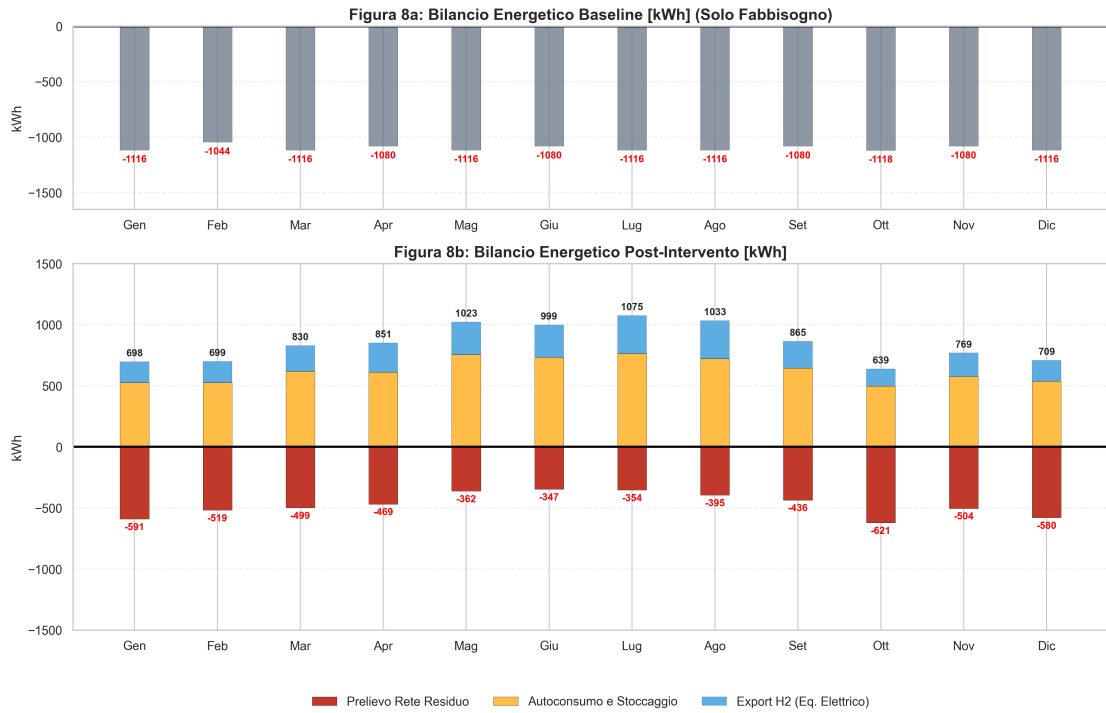


Figura 4.8: Bilancio energetico mensile pre vs post intervento

4.2.5 Valutazione economica: caso baseline vs caso post-installazione

La valutazione economica completa l'analisi precedentemente svolta sul piano energetico, quantificando i benefici economici derivanti dall'integrazione dei sistemi di flessibilità. Come evidenziato nella Figura 4.9, il bilancio economico mensile considera sia il valore economico dell'autoconsumo sia i ricavi derivanti dalla produzione di idrogeno. Si ritiene importante precisare che l'autoconsumo viene valorizzato come energia non acquistata dalla rete e pertanto è stata contabilizzata utilizzando il prezzo del PUN corrispondente al time step di riferimento. L'idrogeno prodotto viene valorizzato al prezzo di vendita applicabile, permettendo di tradurre in termini monetari l'apporto positivo dei sistemi flessibili.

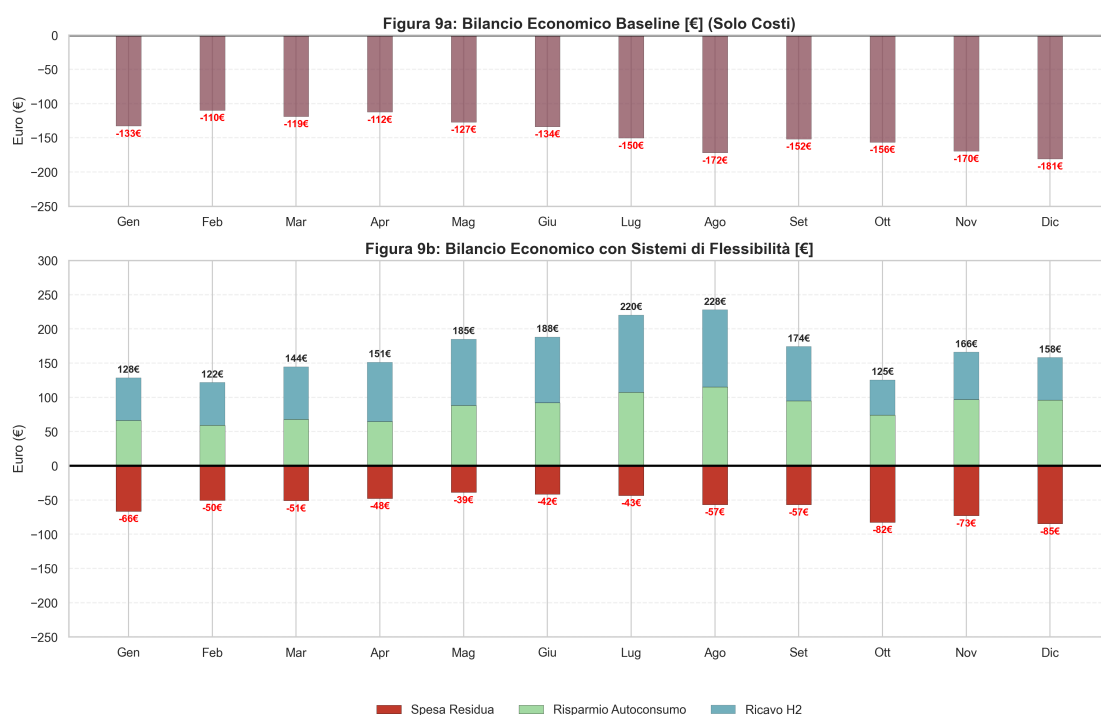


Figura 4.9: Bilancio economico mensile pre vs post intervento

Il grafico della Figura 4.10 illustra il confronto tra la spesa energetica dello scenario di riferimento e il beneficio derivante dall'integrazione del sistema di flessibilità.

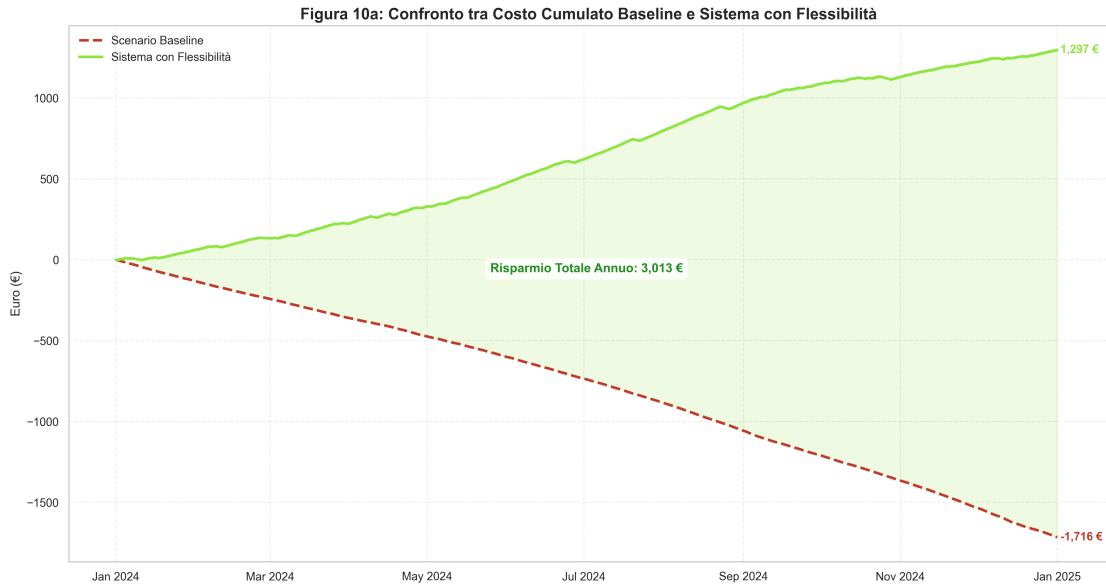


Figura 4.10: Confronto tra costo cumulato baseline vs post installazione

La curva rossa tratteggiata rappresenta il costo cumulato per l'acquisto di energia elettrica dalla rete. Si osserva una pendenza negativa costante per tutto l'arco dell'anno, segno di un'uscita di cassa ininterrotta. Al termine del periodo di osservazione, il bilancio ammonta a -1.716 € .

La curva verde mostra il bilancio netto del sistema post-installazione. A differenza della baseline, questa serie temporale assume una pendenza positiva già dalle prime settimane dell'anno. Ciò indica che i ricavi generati dalla vendita dell'idrogeno e il risparmio ottenuto tramite l'autoconsumo superano sistematicamente i costi di prelievo dalla rete. Il sistema conclude l'anno con un saldo positivo di 1.297 € .

L'area verde evidenziata tra le due curve quantifica il vantaggio economico totale. Il risparmio totale annuo, pari a 3.013 € , è il risultato della somma algebrica tra l'annullamento della spesa prevista nella baseline e il profitto netto generato dal sistema.

Mentre la baseline riflette la passività economica tipica di un consumatore puro, il sistema con flessibilità dimostra la capacità di generare valore aggiunto.

Infine la Figura 4.11 offre un'ulteriore analisi di dettaglio, confrontando mese per mese il valore generato dall'autoconsumo e dalla produzione di idrogeno con il

marginale operativo netto calcolato al netto delle spese sostenute per l'energia ancora acquistata dalla rete.

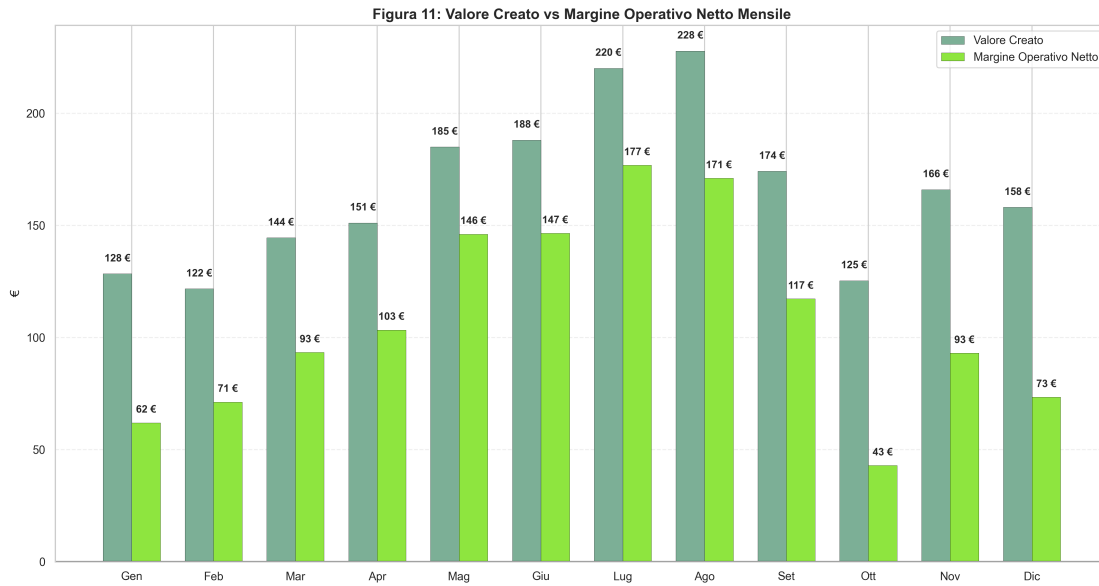


Figura 4.11: Valore creato vs Margine netto

4.3 Estensione tramite la valutazione dei costi di degrado

Come discusso nel Capitolo precedente le simulazioni principali sono state condotte escludendo esplicitamente i costi di investimento e i costi di degrado dei componenti. Questa scelta metodologica è motivata dalla natura preliminare del progetto considerato. Il sistema energetico analizzato si inserisce infatti nel contesto di uno studio di fattibilità relativo ad un impianto reale attualmente in fase di progettazione iniziale. In questa fase del progetto non sono ancora stati definiti in maniera univoca i componenti tecnologici che verranno effettivamente installati, né sono disponibili stime consolidate dei costi di investimento associati alle diverse tecnologie. Di conseguenza, al fine di evitare l'introduzione di ipotesi economiche arbitrarie, la simulazione principale è stata sviluppata concentrandosi esclusivamente sugli aspetti operativi del sistema, analizzando le strategie di dispatch energetico ottimali in funzione della disponibilità di produzione rinnovabile, dei prezzi dell'energia e dei vincoli tecnologici dei componenti.

Tuttavia, nella pratica operativa i componenti elettrochimici del sistema, quali elettrolizzatori, fuel cell e sistemi di accumulo elettrochimico, sono soggetti a fenomeni di degrado progressivo che comportano una riduzione delle prestazioni e la necessità di sostituzioni periodiche durante la vita utile dell'impianto.

Per questo motivo, si è ritenuto interessante effettuare un'ulteriore analisi di natura esplorativa volta a includere una stima semplificata dei costi di degrado dei principali componenti del sistema. Tale implementazione non ha lo scopo di fornire una valutazione economica definitiva dell'impianto, ma piuttosto di analizzare in modo indicativo come la presenza di costi di usura possa influenzare le strategie operative ottimali del sistema energetico.

La modellazione dei costi di degrado è stata realizzata seguendo la metodologia proposta da Marocco et al. [22], che consente di internalizzare una quota dei costi di investimento all'interno dei costi operativi del modello MILP. In particolare, il degrado viene rappresentato attraverso l'introduzione di penalità economiche associate all'utilizzo dei componenti, proporzionali alla loro usura operativa.

Nei paragrafi seguenti vengono descritte le ipotesi adottate per la modellazione del degrado dei sistemi PEM e del sistema di accumulo elettrochimico.

4.3.1 Degrado e costo operativo dei sistemi PEM

Per quanto riguarda l'elettrolizzatore PEM e la fuel cell PEM, il degrado è stato modellato concentrandosi esclusivamente sullo *stack elettrochimico*, che rappresenta il componente effettivamente soggetto a sostituzione periodica. Il restante insieme di sottosistemi, comunemente indicato come *Balance of Plant* (BoP) e

comprendente tubazioni, elettronica di potenza, sistemi di controllo e strutture di supporto, è invece assunto avere una vita utile pari a quella dell'intero progetto e non richiede quindi sostituzioni durante l'orizzonte temporale considerato.

La metodologia di calcolo del degrado e dei costi associati segue la formulazione proposta da Marocco et al. [22], che distingue chiaramente tra la quota di investimento attribuibile allo stack e quella relativa al BoP, considerando esclusivamente la prima ai fini della sostituzione durante la vita utile. I valori di CAPEX sono aggiornati secondo la letteratura più recente sui sistemi PEM, in particolare secondo i report IEA e studi accademici contemporanei [23, 24]. In questo modo i valori economici sono rappresentativi dello stato attuale della tecnologia.

Pertanto si assumono i seguenti costi specifici di investimento supportati dalla letteratura recente [23, 24]:

- Elettrolizzatore PEM: 1.800 €/kW
- Fuel Cell PEM: 2.000 €/kW

All'interno di tali costi, la quota attribuibile allo stack elettrochimico risulta pari al 26.7% del CAPEX totale, mentre il restante 73.3% è associato al Balance of Plant [22].

Costo di degradazione dello stack

Il degrado dello stack è modellato come costo orario lineare, distribuendo il costo dello stack lungo la vita operativa del componente. In termini generali, tale costo può essere espresso come

$$C_{\text{deg}} = \frac{P_{\text{nom}} \cdot C_{\text{spec}} \cdot f_{\text{stack}}}{L} \quad (4.5)$$

dove:

- P_{nom} è la potenza nominale del componente [kW]
- C_{spec} è il costo specifico di investimento [€/kW]
- f_{stack} rappresenta la frazione del CAPEX attribuibile allo stack
- L è la vita utile operativa dello stack [h]

La vita utile nominale dei componenti è stata assunta sulla base dei valori tipicamente riportati in letteratura. [22]. Si considera una durata operativa pari a:

- 40 000 h per l'elettrolizzatore PEM
- 30 000 h per la fuel cell PEM

Tabella 4.2: Costi di degrado per stack PEM

Componente	Costo stack [€]	Degrado stack [€/h]
Elettrolizzatore PEM	2403	0.060
Fuel Cell PEM	2670	0.089

Tali valori rappresentano il numero di ore di funzionamento dopo il quale le prestazioni elettrochimiche del dispositivo scendono al di sotto della soglia considerata accettabile. Non si tiene conto dei cicli on/off o dei carichi parziali, coerentemente con la semplificazione adottata nei modelli MILP di ottimizzazione operativa [22].

Costo variabile di O&M

La componente variabile dei costi di operation and maintenance (O&M) rappresenta la quota dei costi di gestione associata all'effettivo utilizzo del componente durante l'orizzonte temporale considerato. Seguendo quanto proposto in Marocco et al. [22], il costo totale annuo di O&M è assunto pari al 4% del CAPEX complessivo, suddiviso in una parte fissa, indipendente dall'uso del componente (1/3), e una parte variabile, proporzionale alle ore di funzionamento del dispositivo (2/3).

La scelta di considerare due terzi del 4% come quota variabile consente di rappresentare in modo realistico l'incidenza della manutenzione sulle decisioni operative del modello MILP. Tale approccio riflette direttamente la logica adottata in [22], in cui la componente variabile di O&M è impiegata per internalizzare nel modello il costo derivante dall'usura dovuta all'operatività.

Distribuendo la componente variabile sulle ore di funzionamento annue, il costo orario può essere espresso come:

$$c_{\text{O\&M,var}} = \frac{2}{3} \cdot 0.04 \cdot \text{CAPEX}/8760 \quad (4.6)$$

Tabella 4.3: Costi di O&M variabili

Componente	Costo di O&M [€/h]
Elettrolizzatore PEM	0.027
Fuel Cell PEM	0.030

Costo variabile di start-up

Oltre ai costi di degradazione continui legati alle ore di funzionamento, gli stack elettrochimici presentano un contributo economico aggiuntivo dovuto ai cicli di accensione e spegnimento (*start-up cycles*). Questi cicli determinano stress termici e meccanici sulle celle e sullo stack, che possono influenzare la vita utile del componente [22]. In particolare, il costo di start-up viene applicato ogniqualvolta il modello rileva un passaggio dello stato operativo del componente da inattivo (0) a attivo (1). La logica è la seguente: ogni ciclo di avvio è associato a una quota del costo dello stack proporzionale alla sua sostituzione nell'arco della vita utile. Il costo per singolo ciclo è espresso come:

$$c_{\text{start},j} = \frac{C_{j,\text{stack}}}{N_{\text{start,tot},j}} \quad (4.7)$$

dove:

- $C_{j,\text{stack}}$ [€] è il costo della parte elettrochimica dello stack, pari al 26,7% del CAPEX totale del dispositivo, come discusso nella sezione sul degrado continuo;
- $N_{\text{start,tot},j}$ è il numero massimo di start-up sostenibili nella vita dello stack, assunto pari a 5000 cicli per l'elettrolizzatore PEM e 10000 cicli per la fuel cell PEM, coerentemente con quanto riportato in letteratura [22].

Applicando i dati di CAPEX adottati nello studio e la quota stack del 26,7%, si ottengono i costi per singolo ciclo di start-up riportati nella Tabella 4.4:

Tabella 4.4: Costi di start-up per elettrolizzatore e fuel cell PEM

Componente	Cicli totali	Costo di start-up [€]
Elettrolizzatore PEM	5000	0.481
Fuel Cell PEM	10 000	0.267

Costo operativo totale dei sistemi PEM

Il costo operativo complessivo dei componenti PEM è determinato dalla combinazione di tre contributi principali:

1. il costo di degradazione dello stack elettrochimico, calcolato come quota parte del CAPEX associata allo stack distribuita lungo la vita utile del componente;
2. la componente variabile di manutenzione (OM), pari a due terzi del 4% del CAPEX annuo, distribuita sulle ore di funzionamento annuali;

3. il costo di start-up, applicato ogniqualvolta il dispositivo passa da uno stato inattivo a uno stato attivo, proporzionale alla quota stack del CAPEX e al numero massimo di cicli di avvio consentiti.

I valori quantitativi adottati nello studio corrente sono riportati nella Tabella 4.5, distinguendo tra costo di degradazione, costo variabile O&M e costo di start-up.

Tabella 4.5: Parametri economici per stack PEM: degrado, O&M variabile e start-up

Componente	Degrado [€/h]	O&M [€/h]	Start-up [€/start-up]
Elettrolizzatore PEM	0.060	0.027	0.481
Fuel Cell PEM	0.089	0.030	0.267

4.3.2 Degrado e costo operativo della batteria

Per quanto riguarda il degrado del sistema di accumulo a batteria la letteratura recente, in particolare il report della International Energy Agency [25], evidenzia come il costo dei moduli batteria sia diminuito significativamente negli ultimi anni, attestandosi attualmente attorno a 160–170 €/kWh per il solo pacco elettrochimico. Tale valore si riferisce esclusivamente al modulo che costituisce la componente soggetta a degradazione e sostituzione periodica nel corso della vita dell'impianto, e non comprende il *Balance of System* (BoS), ovvero l'elettronica di potenza, l'inverter, le strutture di supporto e tutti gli altri sottosistemi che rimangono operativi per l'intera vita utile dell'impianto.

Il costo operativo della batteria è stato trattato come costo di degradazione, definito come il costo associato all'energia effettivamente trasferita attraverso il pacco batteria. Si assume che il modulo elettrochimico venga sostituito una volta raggiunto il *lifetime throughput* (LT), ossia la quantità totale di energia trasferita durante la vita utile del componente, considerando sia la carica sia la scarica.

La capacità della batteria è pari a 15kWh, e l'intervallo operativo considerato è compreso tra il 20% e l'80%. Per il numero di cicli a fine vita si è assunto un valore pari a 5000. Questa scelta è motivata dalla letteratura tecnica e dai datasheet di moduli elettrochimici simili impiegati in sistemi di accumulo fotovoltaico domestici, che riportano vite cicliche dell'ordine di qualche migliaio di cicli per DoD moderati. Il costo del modulo elettrochimico considerato è 170 €/kWh. Con queste informazioni il LT è calcolato come:

$$LT = 2 \cdot Cap_{BT} \cdot DOD_i \cdot CTF \quad (4.8)$$

dove DOD rappresenta la profondità di scarica e CTF il numero di cicli fino al fallimento.

Il costo operativo della batteria durante la carica è espresso come:

$$C_{op,BT,ch}(t) = \frac{C_{BT,mod}}{LT} \cdot \eta_{ch} \cdot P_{BT,ch}(t) \quad (4.9)$$

dove $C_{BT,mod}$ è il costo del modulo elettrochimico della batteria e $P_{BT,ch}(t)$ rappresenta la potenza media assorbita durante il time step t .

Analogamente, il costo operativo durante la scarica è:

$$C_{op,BT,dc}(t) = \frac{C_{BT,mod}}{LT \cdot \eta_{dc}} \cdot P_{BT,dc}(t) \quad (4.10)$$

Tale formulazione garantisce che il costo di degradazione sia proporzionale alla potenza effettivamente utilizzata, mantenendo il legame diretto tra flusso energetico reale e usura del modulo elettrochimico, senza introdurre supposizioni sulla potenza massima istantanea.

4.3.3 Integrazione dei costi di degrado nella funzione obiettivo

Dopo aver definito i costi di degrado per i componenti PEM e per il sistema di accumulo a batteria, la funzione obiettivo presentata nella sezione 3.6 viene aggiornata per includere anche i contributi di degrado. L'approccio consente di internalizzare l'usura dei componenti, valutando economicamente l'impatto delle decisioni operative sull'integrità a lungo termine del sistema.

Formulazione Finale della Funzione Obiettivo

Dal punto di vista matematico, la funzione obiettivo è stata estesa per internalizzare i costi operativi legati all'usura tecnologica dei componenti. Essa è espressa come la somma, su tutti i timestep $t \in \mathcal{T}$, dei ricavi, degli incentivi e dei costi — inclusi ora i termini di degrado — a cui si aggiunge la valorizzazione degli stati finali:

$$\max \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} (R_{H_2,t} + I_{pv \rightarrow load,t} - C_{grid,t} - C_{curt,t} - \mathbf{C}_{deg,t}) + I_{SOC} + V_{H_2} \right]$$

In aggiunta ai termini di ricavo, incentivo e spesa energetica precedentemente definiti, la nuova formulazione introduce il costo di degrado complessivo ($C_{deg,t}$), che aggrega le componenti di usura dei sistemi PEM e del pacco batterie:

1. **Costi di degrado dei sistemi PEM** ($C_{deg,EL}$, $C_{deg,FC}$): Per l'elettrolizzatore e la fuel cell, il degrado è modellato distinguendo l'usura proporzionale alle ore di marcia (C_{run}) dallo stress meccanico e chimico dovuto ai transitori di accensione ($C_{startup}$):

- **Costo di marcia e O&M:** Include il consumo dello stack e la quota variabile di manutenzione spalmata sulla vita utile. È pesato sulla variabile binaria di stato $\delta_i(t) \in \{0,1\}$:

$$C_{run,i}(t) = \delta_i(t) \cdot \left[\frac{CAPEX_i \cdot P_{rated,i} \cdot f_{stack,i}}{L_{hours,i}} + O\&M_{var,i} \right] \cdot \Delta t$$

- **Costo di start-up:** Penalizza le commutazioni di stato attraverso la variabile binaria $z_i(t)$, la quale rileva l'attivazione del sistema rispetto allo stato reale del timestep precedente $\delta_i(t-1)$ passato al modello come parametro:

$$C_{startup,i}(t) = z_i(t) \cdot \left[\frac{CAPEX_i \cdot P_{rated,i} \cdot f_{stack,i}}{Max_Start_i} \right]$$

dove la condizione di attivazione è garantita dal vincolo di soglia $z_i(t) \geq \delta_i(t) - \delta_i(t-1)$.

2. **Costo di usura del sistema di accumulo** ($C_{\text{deg,BT},t}$): Il degrado della batteria è calcolato in funzione del *Lifetime Throughput* (LT), ovvero l'energia totale scambiabile prima della fine della vita utile. Il costo viene applicato ai flussi di potenza in carica (P_{ch}) e scarica (P_{dc}):

$$C_{\text{deg,BT},t} = \left(P_{\text{ch}}(t) \cdot \eta_{\text{ch}} + \frac{P_{\text{dc}}(t)}{\eta_{\text{dc}}} \right) \cdot \Delta t \cdot \frac{C_{\text{BT,module}}}{LT}$$

Complessivamente, la funzione obiettivo finale che massimizza il beneficio economico netto, penalizzando l'invecchiamento precoce degli asset sull'orizzonte temporale \mathcal{T} , risulta:

$$\begin{aligned} \max \sum_{t \in \mathcal{T}} & \left[\underbrace{p_{\text{H}_2} \cdot \text{H}_{2\text{flow_out}}(t)}_{\text{Ricavo vendita H}_2} + \underbrace{w_{\text{autocons}} \cdot P_{\text{pv} \rightarrow \text{load}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Premio autoconsumo}} \right. \\ & - \underbrace{\text{Price_buy}(t) \cdot P_{\text{buy}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Costo acquisto rete}} - \underbrace{\text{Penalty} \cdot P_{\text{curt}}(t) \cdot \Delta t}_{\text{Penalità scarto PV}} \\ & - \underbrace{\sum_{i \in \{\text{EL}, \text{FC}\}} (C_{\text{run},i}(t) + C_{\text{startup},i}(t))}_{\text{Costi degrado PEM}} - \underbrace{C_{\text{deg,BT},t}}_{\text{Costo usura BT}} \left. \right] \\ & + \underbrace{\frac{w_{\text{SOC}}}{|\mathcal{T}|} \sum_{t \in \mathcal{T}} E_{\text{BT}}(t)}_{\text{Premio SOC batteria}} + \underbrace{p_{\text{H}_2} \cdot h_{\text{val}} \cdot \text{H}_2(t_{\text{last}})}_{\text{Valore residuo H}_2} \end{aligned} \quad (4.11)$$

L'introduzione di penalità economiche per l'usura e le commutazioni di stato mitiga le accensioni e gli spegnimenti frequenti, guidando l'ottimizzatore verso strategie di gestione sostenibili. In questo modo, il modello valuta l'attivazione di batterie ed elettrolizzatore non solo in base al profitto istantaneo, ma considerando il costo reale di sostituzione e la vita utile dei componenti.

4.3.4 Analisi dell'impatto dei costi di degrado sulla redditività

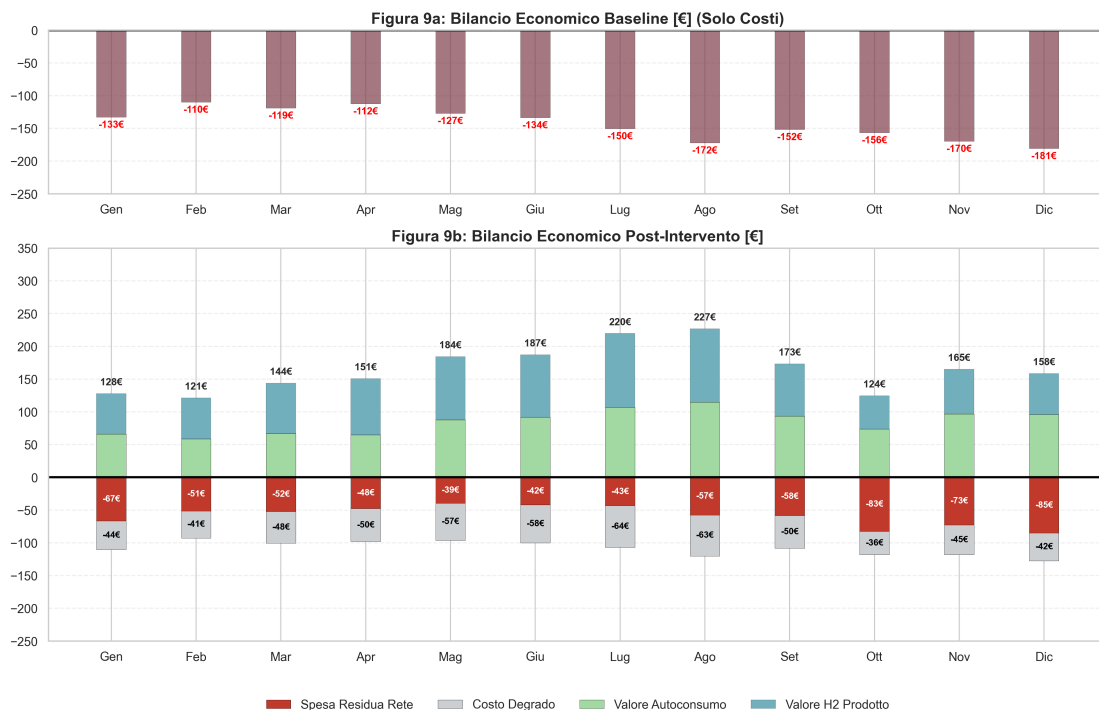


Figura 4.12: Bilancio economico baseline vs post installazione con costi di degrado

Il grafico in Figura 4.13 presenta un'analisi comparativa che integra l'effetto dell'usura dei componenti (elettrolizzatore, fuel cell e batterie) sul bilancio economico cumulato. Questa analisi permette di distinguere tra il potenziale teorico del sistema e il rendimento netto reale.

Il grafico evidenzia tre traiettorie economiche distinte:

- **Scenario Baseline (Rosso):** Conferma la spesa passiva di riferimento pari a -1.716 € .
- **Scenario senza Degrado (Verde):** Rappresenta il limite superiore del profitto, raggiungendo un valore finale di $+1.297 \text{ €}$.
- **Scenario con Degrado (Blu):** Costituisce la performance reale del sistema, attestandosi su un valore netto di $+686 \text{ €}$.

L'area grigia tra la curva verde e la curva blu rappresenta il costo dell'usura tecnologica. Al termine dell'anno, il costo totale di usura ammonta a 611 € . Nonostante

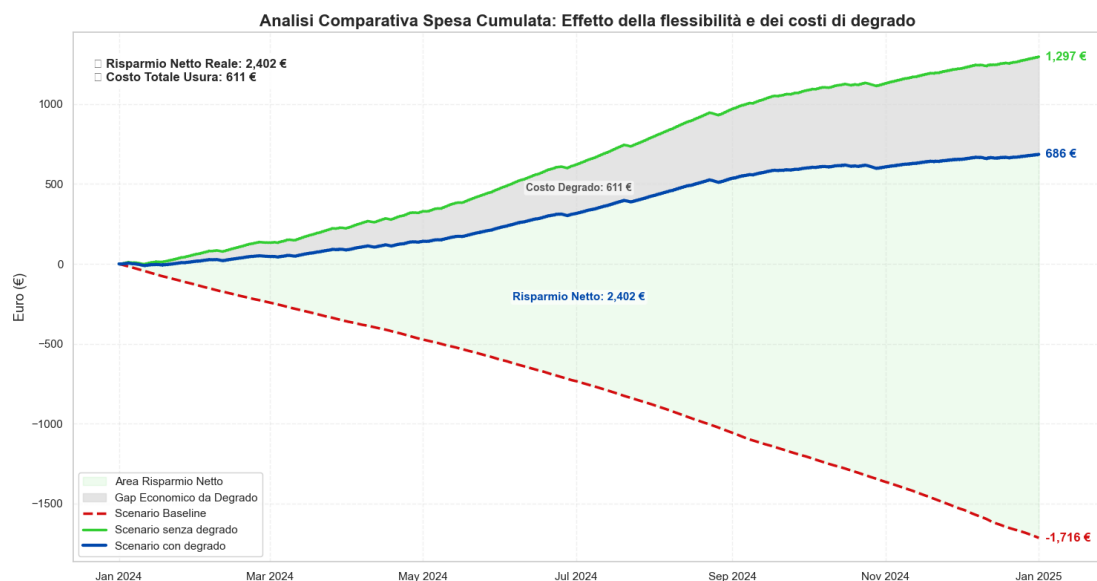


Figura 4.13: Analisi comparativa considerando costi di degrado

l'incidenza dei costi di usura, il sistema mantiene un'elevata efficacia economica. Il risparmio netto reale rispetto alla baseline (area verde chiaro) è pari a 2.402€. Tale valore si ottiene considerando che il sistema non solo evita la spesa prevista di 1.716 €, ma genera un guadagno netto finale di 686 €.

L'analisi dimostra che, sebbene il degrado riduca il profitto finale, la curva blu mantiene una pendenza positiva costante per gran parte dell'anno. Ciò conferma che la strategia di gestione è in grado di generare un ricavo positivo anche introducendo le variabili di costo legate al degrado dei componenti. Il possibile profitto di oltre 2.400 € rispetto alla baseline evidenzia come l'integrazione di sistemi per aumentare la flessibilità energetica renda l'investimento tecnologico una soluzione superiore alla semplice fornitura da rete elettrica.

Capitolo 5

Conclusioni e Sviluppi Futuri

Il presente lavoro di tesi ha permesso di analizzare e quantificare il ruolo dell'idrogeno verde come vettore di flessibilità all'interno di una microrete complessa. Attraverso lo sviluppo di un modello di ottimizzazione MILP, è stata definita una strategia di gestione operativa capace di massimizzare l'integrazione delle fonti rinnovabili nella microgrid oggetto di studio di EURIX S.r.l.

Le principali evidenze emerse dallo studio possono essere così sintetizzate:

- **Gestione del Curtailment:** Considerando che la configurazione attuale non prevede la possibilità di immissione del surplus energetico in rete, l'introduzione dell'elettrolizzatore ha permesso di abbattere drasticamente lo spreco di energia fotovoltaica trasformando l'eccedenza in un asset energetico stoccabile sotto forma di idrogeno.
- **Complementarità degli Accumuli:** L'integrazione tra batterie elettrochimiche e stoccaggio a idruri metallici si è rivelata fondamentale. Mentre le batterie gestiscono i transitori rapidi e i cicli giornalieri, l'idrogeno garantisce una capacità di accumulo a lungo termine, fondamentale per la resilienza di microreti isolate o in condizioni di forte variabilità stagionale.
- **Sostenibilità degli Asset:** L'analisi esplorativa riguardo l'influenza dei costi di degradazione nel modello MILP ha evidenziato come una gestione oculata, che eviti cicli di carica/scarica troppo profondi o accensioni intermittenti dell'elettrolizzatore, sia fondamentale per preservare il valore economico dell'impianto nel tempo.

Sviluppi futuri

Il lavoro condotto rappresenta una base solida e versatile per future implementazioni e perfezionamenti. La struttura modulare e lineare del modello ne garantisce l'adattabilità, confermando la capacità del sistema di fornire indicazioni operative affidabili e proponendo, al contempo, numerose possibilità di estensione tecnica. Tra gli sviluppi futuri più rilevanti si segnalano:

- **Evoluzione in Model Predictive Control (MPC):** L'integrazione di modelli predittivi per la produzione fotovoltaica e i prezzi zionali dell'energia permetterebbe di trasformare l'algoritmo, attualmente validato su dati storici, in un sistema di controllo dinamico. Tale evoluzione consentirebbe di operare decisioni basate su previsioni a 24 ore, adattando la strategia di gestione in tempo reale alle condizioni future incerte.
- **Generalizzazione e Flessibilità del Modello:** Uno dei principali punti di forza dell'approccio proposto risiede nella sua natura non vincolata esclusivamente al layout specifico analizzato. Agendo semplicemente sulla sezione di modellazione, esso può essere riadattato per analizzare microreti con strutture differenti. Ciò include l'integrazione di diverse fonti rinnovabili (come parchi eolici in sostituzione o supporto al fotovoltaico) o la gestione di scambi bidirezionali con la rete elettrica, rendendo lo strumento idoneo a valutare un'ampia gamma di scenari operativi e performance energetiche.
- **Affinamento dei Parametri di Usura:** Sebbene l'attuale versione includa già una stima dei costi di degrado, il modello è predisposto per integrare dati sperimentali reali non appena i componenti specifici saranno definiti. Questo permetterà di calcolare con precisione l'impatto economico dei cicli di avvio o ora di funzionamento, ottimizzando la gestione del ciclo di vita degli asset.
- **Multiobiettività della Funzione Obiettivo:** La struttura del codice permette di modificare il target dell'ottimizzazione. Se in questa sede si è privilegiato l'aspetto economico-finanziario, il modello può essere facilmente riorientato verso obiettivi ambientali (minimizzazione della *carbon footprint*), tecnici (massimizzazione della produzione di idrogeno) o strategie multi-obiettivo combinate.

In sintesi, la flessibilità del modello sviluppato consente di utilizzarlo come strumento di supporto alle decisioni in diversi scenari. Ciò permette di superare i limiti del singolo caso di studio, diventando una piattaforma adatta all'analisi di microreti eterogenee.

Appendice A

Tabella A1: Proprietà chimico – fisiche di idrogeno e metano [2]

Proprietà	Idrogeno	Metano	Unità
Massa molecolare	2.016	16.043	g/mol
Potere calorifico superiore	141.90	55.53	MJ/kg
Potere calorifico inferiore	119.90	50.02	MJ/kg
Temperatura critica	-240	-82.7	°C
Pressione critica	12.98	45.96	bar
Calore latente	454.3	510	kJ/kg
Densità gassosa (1 atm, 15 °C)	0.085	0.68	kg/m ³
Densità liquida (1 atm, ebollizione)	70.98	422.62	kg/m ³
Range infiammabilità (1 bar, 20 °C)	4.0 – 75.0	5.0 – 15.0	% vol
Temperatura di fiamma	2045	1875	°C
Energia min. innesco in aria	0.02	0.29	mJ

Tabella A2: Parametri nominali dell'elettrolizzatore

Parametro	Valore
Produzione di idrogeno	1 Nm ³ /h
Potenza elettrica nominale	~ 5 kW
Consumo specifico	4.6 kWh/Nm ³
Efficienza elettrica (LHV)	60–65 %
Pressione operativa	15 bar (30bar opzionale)
Purezza idrogeno	99.999 %
Tensione di cella	1.9 – 2.1 V
Tensione stack	65 – 75 V
Corrente nominale stack	70 – 80 A
Temperatura operativa	50 – 70 °C

Tabella A3: Parametri nominali della Fuel Cell *Horizon HFC-P5* [26]

Parametro	Valore reale
Potenza nominale del sistema	5 kW
Numero celle	90
Tensione DC di uscita	48–54 V
Corrente a potenza nominale	222 A @ 54 V
Efficienza elettrica (LHV)	$\geq 50\%$
Temperatura operativa dello stack	60–70 °C
Pressione H ₂ operativo dello stack	0.3–0.5 barg
Pressione linea H ₂ in ingresso	6–10 bar(g) (min 2–4 bar)
Purezza H ₂ richiesta	$\geq 99.97\%$
Consumo H ₂ @ 5 kW	≤ 0.3 kg/h
Tempo di avvio (amb. > 5 °C)	< 30 s (fino allo stato idle)

Tabella A4: Parametri nominali del serbatoio a idruri

Parametro	Valore
Capacità di stoccaggio	14 kg H ₂
Pressione di esercizio	10 – 30 bar
Temperatura operativa	25 – 60 °C

Appendice B

Tabella B1: Parametri di configurazione dei componenti e del sistema di ottimizzazione

Categoria	Parametro	Descrizione	Valore
Elettrolizzatore	$P_{EL, rated}$	Potenza nominale di targa	5 kW
	$P_{EL, min}$	Soglia minima di funzionamento	10 %
	$L_{hours, EL}$	Vita utile operativa	40.000 h
	$N_{start, EL}$	Numero massimo di cicli di avvio	5.000
Fuel Cell	$P_{FC, rated}$	Potenza nominale di targa	5 kW
	$P_{FC, min}$	Soglia minima di funzionamento	10 %
	$L_{hours, FC}$	Vita utile operativa	30.000 h
	$N_{start, FC}$	Numero massimo di cicli di avvio	10.000
Batteria	$E_{BT, max}$	Capacità nominale energetica	15 kWh
	$SOC_{min/max}$	Intervallo stato di carica ammesso	20 - 80 %
	η_{ch}/η_{dc}	Efficienza carica e scarica	95% / 90%
	$L_{cycles, BT}$	Cicli di vita utili	5.000
Idrogeno (Tank)	$H2_{max}$	Capacità massima tank principale	14 kg
	$H2_{ups}$	Capacità tank trasportabile	9 kg
	p_{H2}	Prezzo di vendita idrogeno	6 €/kg
	$H2_{thr}$	Soglia abilitazione trasferimento	70 %
Sistema/Sito	P_{LD}	Potenza assorbita dal carico	1.5 kW
	$P_{buy, max}$	Limite massimo prelievo dalla rete	15 kW
	Δt	Passo temporale della simulazione	0.25 h
Economici	$CAPEX_{EL}$	Costo specifico Elettrolizzatore	1800 €/kW
	$CAPEX_{FC}$	Costo specifico Fuel Cell	2000 €/kW
	$CAPEX_{BT}$	Costo specifico Batteria	170 €/kWh
	$C_{O\&M}$	Costi operativi fissi (annui)	4 % CAPEX

Bibliografia

- [1] **Bawantha Indrajith, Kosala Gunawardane, Md Alamgir Hossain, Li Li, Robert Nicholson, Ramon Zamora**, Hydrogen-Integrated Microgrids: A Comprehensive Review of Hydrogen Technologies and Energy Management Strategies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021.
- [2] **A. Cacitti**, Analisi tecnico-economica di un impianto fotovoltaico accoppiato ad un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno verde integrato in un reale profilo di carico industriale, *Università degli Studi di Padova*, 2022.
- [3] **Alberto Boretti**, Estimating the efficiency of a PEM electrolyzer fed by a PV plant in NEOM City, *Energy Reports*, 2021.
- [4] **D. S. Falcao, A. M. F. R. Pinto**, A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020.
- [5] **Feras Alshehri, Víctor García Suárez, Jose L. Rueda Torres, Arcadio Perilla, M. A. M. M. van der Meijden**, Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems, *Energies*, 2022.
- [6] **ErreDue Gas**, Hydrogen Sirio – PEM H₂ Generators Series, *Technical Brochure*, 2021.
- [7] **U.S. Department of Energy**, Technical Targets for Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolysis, 2024.
- [8] **Billur Sakintuna, Farida Lamari-Darkrim, Michael Hirscher**, Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007.
- [9] **Alexey Kazakov, Dmitry Blinov, Ivan Romanov, Dmitry Dunikov, Vasily Borzenko**, Metal hydride technologies for renewable energy, *E3S Web of Conferences*, 2019.
- [10] **N. Klopčič**, A review on metal hydride materials for hydrogen storage, *Sustainable Energy & Fuels*, 2023.
- [11] **V. K. Kukkapalli, S. Kim, S. A. Thomas**, Thermal Management Techniques in Metal Hydrides for Hydrogen Storage Applications: A Review, *Energies*, 2023.

- [12] **G. Miao, P. Li, C. Liu, Y. Liu, H. Zhang, F. Lin**, Review of thermal management technology for metal hydride reaction beds, *Sustainable Energy & Fuels*, 2023.
- [13] **H2-Power.it**, Sistemi di accumulo di H₂ – idruri metallici e gas compresso, 2024.
- [14] **W. R. W. Daud, R. E. Rosli, E. H. Majlan, S. A. A. Hamid, R. Mohamed, T. Husaini**, PEM fuel cell system control: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020.
- [15] **Eng. Waseem Saeed, Dr. Eng. Ghaith Warkozek**, Modeling and Analysis of Renewable PEM Fuel Cell System, *Energy Reports*, 2021.
- [16] **V. Mehta, J. S. Cooper**, Review and analysis of PEM fuel cell design and manufacturing, *Journal of Power Sources*, 2003.
- [17] **NEOS Guide**, Optimization Problem Types, 2024.
- [18] **Andrea Bassi**, A MILP optimization model for the impact assessment of dispatchable thermal loads in retail industry, *Politecnico di Milano*, 2019.
- [19] **Seon Hyeog Kim, Yong-June Shin**, Optimize the operating range for improving the cycle life of battery energy storage systems under uncertainty by managing the depth of discharge, *Applied Energy*, 2020.
- [20] **I. L. R. Gomes, M. G. Ruano, A. E. Ruano**, MILP-based model predictive control for home energy management systems: A real case study in Algarve, Portugal, *Energies*, 2021.
- [21] **Dan Virah-Sawmy, Fiona J. Beck, Bjorn Sturmberg**, Ignore variability, overestimate hydrogen production – Quantifying the effects of electrolyzer efficiency curves on hydrogen production from renewable energy sources, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020.
- [22] **Paolo Marocco, Domenico Ferrero, Emanuele Martelli, Massimo Santarelli, Andrea Lanzini**, An MILP approach for the optimal design of renewable battery-hydrogen energy systems for off-grid insular communities, *Applied Energy*, 2022.
- [23] **Antonio Jose Gil Mena, Abderraouf Bouakkaz, José María Abelleira Pereira, Luis Segovia Guerrero, María de la Luz Martín Rodríguez**, Collective hydrogen stand-alone renewable energy systems for buildings in Spain. Towards the self-sufficiency, *Energy Reports*, 2021.
- [24] **International Energy Agency**, The future of hydrogen, 2019.
- [25] **International Energy Agency**, Batteries and Secure Energy Transitions, 2024.
- [26] **Horizon Fuel Cell Technologies**, HFC-P5 5 kW Fuel Cell System – User Manual, 2024.