

Ricerca di Sistema elettrico



Realizzazione e testing su scala di laboratorio di un sistema di energy storage per favorire l'integrazione tra rete elettrica e rete gas (LA 2.14)

E. Jannelli, G. Di Ilio, A. Altomonte, E. Simeoni



REALIZZAZIONE E TESTING SU SCALA DI LABORATORIO DI UN SISTEMA DI ENERGY STORAGE PER FAVORIRE L'INTEGRAZIONE TRA RETE ELETTRICA E RETE GAS

LA2.14 Progettazione e sviluppo di energy storage per favorire l'integrazione tra rete elettrica e rete gas

E. Jannelli, G. Di Ilio, A. Altomonte, E. Simeoni

Dipartimento di Ingegneria - Università degli Studi di Napoli Parthenope

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

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

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.3 - Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno

Linea di attività: 2.14

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Elio, JANNELLI, UNIVERSITA' DI NAPOLI PARTHENOPE

Mese inizio previsto: 1/01/2022

Mese inizio effettivo: 1/01/2022

Mese fine previsto: 31/12/2024

Mese fine effettivo: 31/12/2024

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: *Progettazione e sviluppo di energy storage per favorire l'integrazione tra rete elettrica e rete gas*

Responsabile scientifico ENEA: Viviana CIGOLOTTI

Responsabile scientifico Co-beneficiario: Elio JANNELLI

Si ringrazia la Prof.ssa Minutillo per il contributo nella redazione dei documenti presentati.

Indice

1	Introduzione.....	5
2	I sistemi di energy storage	6
2.1	I parametri caratteristici dei sistemi di energy storage	8
2.2	I sistemi di energy storage a idrogeno	10
2.2.1	La produzione di idrogeno con elettrolisi.....	10
2.2.2	L'accumulo di idrogeno	15
2.2.3	La produzione di energia con celle a combustibile	23
3	Progettazione preliminare del sistema di energy storage	27
3.1	I requisiti	27
3.2	Selezione dei componenti	28
3.2.1	L'elettrolizzatore PEM	28
3.2.2	Accumulo idrogeno	31
3.2.3	La cella a combustibile PEM.....	33
3.3	Definizione dell'architettura	36
4	Sviluppo, realizzazione e testing del sistema di energy storage.....	37
4.1	Sviluppo di innovativi serbatoi ad idruri metallici	38
4.2	Il prototipo di energy storage in ambiente operativo	39
4.2.1	Risultati operativi del mese di marzo 2024	41
4.2.2	Risultati operativi del mese di aprile 2024	43
4.2.3	Risultati operativi del mese di maggio 2024.....	45
4.2.4	Risultati operativi del mese di giugno 2024.....	46
4.2.5	Risultati operativi del mese di luglio 2024.....	48
4.2.6	Risultati operativi del mese di agosto 2024	50
4.2.7	Risultati operativi del mese di settembre 2024.....	51
4.2.8	Risultati operativi del mese di ottobre 2024	53
4.2.9	Risultati operativi del mese di novembre 2024.....	55
4.2.10	Risultati operativi del mese di dicembre 2024	57
4.3	Commenti finali sulla sperimentazione del sistema	59
5	Il mercato dei sistemi di energy storage a idrogeno	61
6	Bibliografia	63

Indice delle figure

Figura 1 – Classificazione dei sistemi di accumulo di energia in base alla forma.....	6
Figura 2 – Elettrolizzatore alcalino [11].....	11
Figura 3. Elettrolizzatore polimerico [11].....	12
Figura 4. Elettrolizzatore ad ossidi solidi [11].....	13
Figura 5. Elettrolizzatore a scambio anionico [11]	14
Figura 6. Caratteristiche delle diverse tecnologie di elettrolisi [12]	15
Figura 7. Tecniche di accumulo idrogeno [13]	16
Figura 8. Stoccaggio di idrogeno compresso [14]	16
Figura 9. Confronto delle capacità di accumulo e densità energetiche dei	18
Figura 10. Diagrammi PCT: generico ciclo di isteresi.....	19
Figura 11. Curva PC (sinistra) e corrispondente curva di Van't Hoff (destra).	20
Figura 12. Schema del processo di idrogenazione di una particella metallica.	21
Figura 13. Classi di idruri metallici	22
Figura 14. Valori dell'entalpia di formazione del composto binario El-H (El = "elemento").	23
Figura 15. Modello modulo elettrolizzatore PEM	29
Figura 16. Caratteristiche tecniche dell'elettrolizzatore PEM scelto	30
Figura 17. Interfaccia grafica di gestione e controllo	31
Figura 18. Polvere di Idruro metallico Hydralloy C5	32
Figura 19. Curve PCT di equilibrio per l'Hydralloy C5®.....	32
Figura 20. Modulo della FC	33
Figura 21. Caratteristiche e prestazioni della PEMFC	34
Figura 22. Portata di idrogeno al variare della corrente di stack	35
Figura 23. La curva di polarizzazione dello stack	35
Figura 24. Configurazione del sistema di Energy storage	36
Figura 25 – Componenti presso i laboratori del centro di ricerca di ATENA.	37
Figura 26 – Interfaccia grafica del sistema per la gestione del prototipo	38
Figura 27 – Spirale integrata nel serbatoio con idruri metallici	38
Figura 28 – Andamento energie nel mese di Marzo	42
Figura 29 Andamento produzione e carichi giorno tipo marzo	43
Figura 30 – Andamento energie nel mese di Aprile	44
Figura 31 Andamento produzione e carichi giorno tipo aprile	44
Figura 32 – Andamento energie nel mese di Maggio	45
Figura 33 Andamento produzione e carichi giorno tipo maggio.....	46
Figura 34 – Andamento energie nel mese di Giugno	47

Figura 35 Andamento produzione e carichi giorno tipo aprile	47
Figura 36 – Andamento energie nel mese di Luglio.....	48
Figura 37 Andamento produzione e carichi giorno tipo luglio	49
Figura 38 – Andamento energie nel mese di Agosto	50
Figura 39 Andamento produzione e carichi giorno tipo agosto	51
Figura 40 – Andamento energie nel mese di Settembre	52
Figura 41 Andamento produzione e carichi giorno tipo settembre.....	53
Figura 42 – Andamento energie nel mese di Ottobre	54
Figura 43 Andamento produzione e carichi giorno tipo ottobre	55
Figura 44 – Andamento energie nel mese di Novembre	56
Figura 45 Andamento produzione e carichi giorno tipo novembre	57
Figura 46 – Andamento energie nel mese di Dicembre	58
Figura 47 Andamento produzione e carichi giorno tipo dicembre	59
Figura 48. Sistema di energy storage ibrido [19].....	61
Figura 49. Modulo H2BRIX [20]	62

1 Introduzione

Il presente report di progetto è incentrato sulla descrizione delle attività che hanno portato alla realizzazione e al testing del sistema di energy storage a idrogeno.

In particolare, le attività di ricerca hanno riguardato inizialmente la definizione dell'architettura del sistema e la selezione dei componenti da integrare per ottenere la configurazione prevista. Successivamente, si è proceduto con la progettazione e la realizzazione degli elementi innovativi sviluppati nell'ambito del progetto, come i serbatoi a idruri metallici per lo stoccaggio dell'idrogeno.

Infine, le attività si sono concentrate sull'assemblaggio del sistema di energy storage e sul relativo testing in ambiente operativo. Da uno studio di letteratura sulle tecnologie che si prevede di integrare nel sistema di energy storage, è stato possibile individuare quelle più idonee e quindi selezione i componenti migliori disponibili sul mercato.

Il sistema di energy storage è stato progettato secondo un'architettura che lo rende un sistema compatto, facilmente installabile e modulare, che è in grado di funzionare sia in modalità *power-to-fuel* che in modalità *power-to-fuel-to-power*.

Elemento chiave ed innovativo del prototipo è il sistema di accumulo dell'idrogeno prodotto e quindi particolare attenzione è stata posta allo sviluppo e alla costruzione dei serbatoi di stoccaggio idrogeno, completi dei sistemi di gestione termica. Tali serbatoi sono stati testati in diverse condizioni operative per valutare il loro funzionamento sia durante la fase di assorbimento, a seguito della produzione di idrogeno, sia durante la fase desorbimento per la produzione di energia elettrica con fuel cell (in configurazione "power to power"). Tali serbatoi sono stati integrati con l'unità di elettrolisi e con la cella a combustibile, ottenendo il prototipo del sistema di energy storage.

L'attività di testing è stata effettuata collegando il prototipo con un impianto fotovoltaico di circa 80kW disponibile presso la sede di ATENA dove il sistema è stato sperimentato.

I risultati delle attività sperimentali condotte hanno consentito di validare i modelli sviluppati per i singoli componenti, di verificare le prestazioni attese del prototipo.

2 I sistemi di energy storage

Nel mosaico della transizione energetica, i sistemi di accumulo di energia con tecnologie a idrogeno verde hanno un ruolo strategico; infatti con l'aumento della penetrazione delle energie rinnovabili nelle reti elettriche, l'uso di sistemi di accumulo di energia (Energy Storage System, ESS) è diventato sempre più importante. Secondo il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (USDOE) [1], lo sviluppo degli ESS è aumentato del 24% dal 2010 al 2017. Nel 2017, la capacità mondiale degli ESS era di circa 171 GW da 1267 progetti operativi [1]. Su 171 GW, la Cina ha la maggiore capacità di accumulo energetico installata (32 GW), seguita dal Giappone (29 GW) e dagli Stati Uniti (24 GW). Tuttavia, il numero di progetti operativi negli Stati Uniti è di 494, il più alto al mondo. La Cina e il Giappone hanno rispettivamente 94 e 90 progetti operativi per varie applicazioni della rete elettrica [1].

L'energy storage può avvenire in due modalità: energy intensive o power intensive. Nel primo caso si tratta di sistemi finalizzati ad alleviare le congestioni di rete causate da un'eccessiva produzione da fonte eolica o solare in un'area in cui la rete non è in grado di assorbire tutta la produzione. Nel secondo caso, invece, si tratta di sistemi chiamati ad assorbire e/o erogare in tempi rapidissimi una grande quantità di potenza per periodi relativamente brevi proprio per rispondere alla necessità di modulare le fasi produttive del fotovoltaico ed eolico.

Sebbene le tecnologie di accumulo dell'energia elettrica possano essere classificate in base alla durata dell'accumulo, al tempo di risposta e alla funzione [2,3], la classificazione più diffusa è quella basata sulla forma di energia immagazzinata, ossia energia meccanica, elettrochimica, chimica ed elettrica. I metodi più diffusi sono gli ultimi due.

La Fig. 1 riporta tale classificazione, fornendo un dettaglio sui sistemi utilizzati [4].

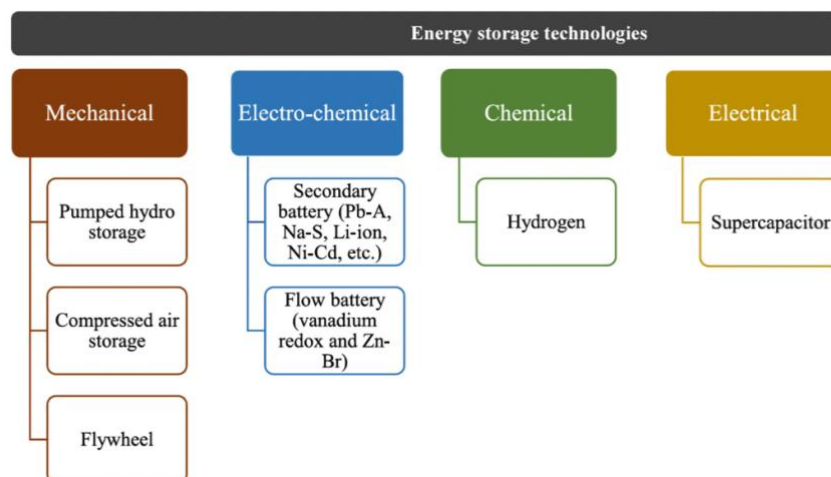


Figura 1 – Classificazione dei sistemi di accumulo di energia in base alla forma di energia immagazzinata [4]

I sistemi di *accumulo meccanici* sono prettamente utilizzati nella gestione della non programmabilità delle fonti rinnovabili. I più diffusi sono [5]:

- sistemi idroelettrici di pompaggio (PHS) [6]

- sistemi ad aria compressa (CAES)[7]
- sistemi a volano (FES – Flywheel energy storage).

Tra i sistemi di *accumulo di energia in forma elettrochimica*, le batterie rivestono un ruolo chiave. Nello specifico, le batterie, che stanno assumendo un ruolo sempre più importante, sono caratterizzate da processi di carica e scarica senza emissioni inquinanti o rumorose. Esse sono disponibili sia per essere impiegate in sistemi trasportabili che stazionari ed hanno la capacità di operare su un ampio range di temperatura. Esistono vari tipi di batterie con caratteristiche differenti [8-10], quali:

- batterie al piombo-acido;
- batterie agli ioni di litio;
- batterie al sodio-zolfo;
- batterie di flusso redox al vanadio.

Le batterie al piombo-acido sono la tipologia di accumulatori più collaudata e utilizzano un elettrolita liquido costituito da una soluzione acquosa di acido solforico. È una tecnologia ad alta efficienza con costi di produzione sono piuttosto bassi (240-480 €/kWh). Tuttavia, queste batterie sono lente nella carica, non possono essere scaricate completamente, hanno una limitata cycling capacity (500÷1000 cicli) e una bassa densità di energia per unità di peso (30÷50 Wh/kg). Inoltre, il piombo e l'acido solforico impiegati nella loro realizzazione risultano tossici e dannosi per l'ambiente.

Le batterie Lead-acid trovano impiego nel supporto ai piccoli impianti fotovoltaici della generazione distribuita ma anche nel supporto di reti elettriche isolate. Non trovano largo impiego nella gestione della rete elettrica perché hanno una durata limitata e richiedono una manutenzione regolare.

Le batterie agli ioni di litio sono diventate in poco tempo il sistema di accumulo più utilizzato grazie alle loro caratteristiche quali: alta efficienza (oltre il 95%), lunga durata in termini di numero massimo di cicli di carica-scarica (3000 cicli con una profondità di scarica dell'80%) e elevata densità di energia (200 Wh/kg). Ciò consente la loro applicazione per lo sfruttamento di energia su larga scala e possono trovare impiego nella regolazione e stabilizzazione della rete elettrica.

Le batterie al sodio-zolfo sono batterie ricaricabili che lavorano ad alta temperatura utilizzando sodio metallico. Offrono soluzioni interessanti per applicazioni di accumulo di energia su larga scala per il livellamento della curva di carico, la riduzione dei picchi di richiesta e l'integrazione con le fonti di energia rinnovabili. Questo tipo di batteria ha un'elevata densità di energia (140÷240 Wh/kg), un'alta efficienza (75÷85%), un'elevata cycling capacity (oltre 2500 cicli) ed è realizzata con materiali a basso costo (240÷400 €/kWh). Tuttavia, avendo una temperatura operativa di 300-350 °C e a causa della natura corrosiva del polisolfuro di sodio prodotto in fase di scarica, queste batterie sono adatte solo ad installazioni permanenti di grossa taglia (qualche decina di MWh).

Infine, le batterie a flusso redox al vanadio rappresentano una particolare tipologia di batterie innovative ricaricabili in cui l'elettrolita liquido, che può contenere una o più specie elettroattive, converte direttamente energia chimica in energia elettrica attraverso una cella elettrochimica. L'elettrolita viene stoccato in un serbatoio esterno e pompato attraverso le celle del reattore. Le batterie a flusso possono essere rapidamente ricaricate sostituendo il liquido elettrolita. La caratteristica fondamentale di questa tipologia di batterie sta nel fatto che la potenza sviluppata è completamente indipendente dall'energia immagazzinabile in quanto la prima si ottiene dal dimensionamento dell'area del reattore mentre la seconda è data

dal volume dell'elettrolita contenuto nel serbatoio. Le batterie di flusso redox al vanadio sfruttano la capacità degli ioni di vanadio di trovarsi in soluzione in quattro diversi stati di ossidazione, in questo modo è possibile utilizzare un unico elemento elettro-attivo anziché due. Si tratta di una tecnologia particolarmente pulita, ad alta efficienza (70÷85%) e con una cycling capacity decisamente elevata (circa 12000 cicli).

I sistemi VRB, grazie al loro tempo di risposta molto rapido, possono essere impiegati in applicazioni che richiedono continuità operativa (UPS - Uninterruptible Power Supply), permettendo la sostituzione delle batterie al piombo-acido ed eventualmente dei generatori diesel. Gli svantaggi principali risiedono nella bassa densità di energia (circa 30 Wh/kg) che rende necessario un volume elevato di elettrolita per soddisfare applicazioni energetiche su larga scala e la relativa complessità del sistema rispetto alle batterie tradizionali.

I sistemi a idrogeno rappresentano un'interessante strategia di *accumulo chimico* dell'energia elettrica [5] che vanta grandi prospettive di sviluppo e che verrà analizzata in dettaglio nel seguito. Tali sistemi rappresentano una soluzione alternativa ai sistemi a batteria per l'accumulo dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile (come impianti eolici e fotovoltaici) caratterizzati da un funzionamento intermittente. Questi sistemi si basano sulla produzione di idrogeno tramite l'elettrolisi dell'acqua, che utilizza come fonte di energia elettrica quella prodotta dagli impianti rinnovabili. L'idrogeno prodotto viene poi immagazzinato o per essere disponibile come combustibile, secondo l'approccio noto come *"power to fuel"*, o per essere impiegato in celle a combustibile per produrre energia elettrica, secondo l'approccio noto come il *"power to power"*.

I punti di forza di tali sistemi sono riconducibili a 3 aspetti fondamentali:

1. lunga durata di stoccaggio: l'idrogeno può essere conservato per lunghi periodi senza significative perdite energetiche, a differenza delle batterie tradizionali;
2. capacità di accumulo scalabile: è possibile immagazzinare grandi quantità di energia, in base alla dimensione dei serbatoi di stoccaggio;
3. integrazione con impianti a fonte rinnovabile: consente di bilanciare la produzione intermittente di energia rinnovabile, accumulando energia in eccesso durante i picchi di produzione e rilasciandola in momenti di bassa produzione.

Le sfide da affrontare nello sviluppo di tali sistemi di energy storage sono legate a:

1. efficienza: l'efficienza complessiva del ciclo elettrolisi-produzione è ancora inferiore rispetto ad altri sistemi di accumulo, con perdite energetiche significative in ciascuna fase del processo;
2. costi: le infrastrutture per la produzione, lo stoccaggio e la conversione dell'idrogeno sono ancora costose, sebbene si preveda una riduzione dei costi con l'aumento della domanda e dei miglioramenti tecnologici;
3. sicurezza: l'idrogeno è altamente infiammabile, quindi sono richiesti sistemi di sicurezza avanzati per prevenire incidenti durante il trasporto e lo stoccaggio.

I sistemi di accumulo di energia a idrogeno rappresentano un elemento fondamentale per la transizione energetica, offrendo una soluzione sostenibile per molteplici ambiti di applicazione.

2.1 I parametri caratteristici dei sistemi di energy storage

Per analizzare i sistemi di accumulo, occorre individuare i parametri utilizzati per valutare le prestazioni e le caratteristiche. Di seguito vengono descritti tali parametri.

- Tempo di carica e scarica $t_{cs}[s]$:

È definito come il tempo necessario a caricare da 0 al 100% la quantità di carica immagazzinabile dal sistema di accumulo o viceversa a scaricare lo stesso sistema dal 100% allo 0%, ipotizzando di avere una capacità di assorbimento o di carica infinita connessa. In qualche sistema si accumulano i tempi di carica e scarica possono differire fra di loro.

- Efficienza globale di conversione $\eta[\%]$:

È definita come il rapporto fra l'energia immagazzinata dal sistema di accumulo e la quota parte di questa energia che il sistema di accumulo è in grado di restituire all'esterno (rete o sistema alimentato) senza considerare le perdite per auto scarica. Vanno a decrementare questo termine le perdite interne del sistema di accumulo dovute alla tecnologia, i servizi ausiliari eventualmente necessari a far funzionare il sistema e tutta quell'energia che non concorre a essere prima immagazzinata e poi resa nuovamente disponibile. In termini analitici:

$$\eta = \frac{E_{uscita}}{E_{ingresso}}$$

- Potenza nominale sviluppabile $P_n[w]$:

È la potenza nominale del sistema di accumulo e quindi anche la massima potenza sviluppabile verso l'esterno.

- Energia specifica nominale immagazzinabile $E_n[Wh/W]$:

È l'energia contenuta in una quantità predefinita di sostanza elementare di un sistema di accumulo (poiché spesso modulare e riproducibile) o in un intero sistema di accumulo. Essa indica la quantità di energia erogabile in un'ora alla potenza nominale ed è espressa in rapporto all'unità di potenza sviluppabile P_n in modo da riferire l'energia ad una quantità sempre costante di potenza erogabile, in termini analitici:

$$E_n = \frac{E_{h=1}}{P_n}$$

- Costo specifico di realizzazione C_s (solitamente espresso in $[\text{€}/kWh]$):

Il costo specifico dei sistemi di accumulo è solitamente espresso come il rapporto fra il costo del sistema di accumulo, così come finito e in esercizio, e l'energia da esso immagazzinabile durante una carica completa, in termini analitici:

$$C_s = \frac{C_{totale}}{E_n}$$

- Cicli di carica e scarica realizzabili C_{yl} (in altri termini la vita utile t_l):

La vita utile di un sistema di accumulo è certamente argomento controverso e dalle molte definizioni. In linea con le precedenti definizioni, si può dire che la vita utile è definita come il tempo che occorre a fare degradare del 20% l'energia immagazzinabile dal sistema compiendo continuamente cicli di carica e scarica. Questo tempo è anche esprimibile direttamente come il numero di cicli C di carica/scarica realizzabili per raggiungere il degrado precedentemente citato. In termini analitici:

$$t_l = \sum_{E_n=100}^{E_n=80} t_{cs}; C = \frac{t_l}{t_{cs}}$$

Dove con E_n si è indicato l'energia immagazzinabile dal sistema di accumulo in termini percentuali rispetto ai valori della prima volta in cui è stato messo in servizio e con C i cicli equivalenti.

- Auto scarica [%/t]:

Quasi tutti i sistemi di accumulo sono caratterizzati dal fenomeno dell'auto scarica. Esso consiste nella progressiva perdita di energia accumulata al variare del tempo in assenza di fonti di ricarica o scarica esterne. Solitamente è espressa in percentuale di carica persa in un determinato lasso di tempo. In termini analitici è definibile come:

$$SD = \frac{Q_{t=t_0} - Q_{t=t_1}}{(t_0 - t_1)Q_{t=t_0}}$$

Dove Q è la quantità di carica accumulata per $t=t_0$ (ovvero all'istante iniziale di massima carica) e per $t=t_1$ (ad un certo istante t_1), mentre al denominatore si trova la relativizzazione del fenomeno di scarica.

2.2 I sistemi di energy storage a idrogeno

I sistemi di accumulo a idrogeno prevedono l'integrazione di più componenti quali: il sistema di elettrolisi per la produzione di idrogeno, il sistema di accumulo per il suo stoccaggio e il sistema di riconversione dell'idrogeno in energia elettrica attraverso l'impiego delle celle a combustibile.

2.2.1 La produzione di idrogeno con elettrolisi

I sistemi di produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua sono fondamentalmente basati su diversi processi.

- **Elettrolisi alcalina** (elettrolizzatori AEL): è una tecnologia matura e consolidata per la produzione industriale di idrogeno fino a una potenza di diversi megawatt in applicazioni commerciali in tutto il mondo [4]. Gli elettrolizzatori alcalini sono costituiti da due elettrodi, una membrana di separazione microporosa e un elettrolita alcalino acquoso,

generalmente composto dal 30% in peso di idrossido di potassio (KOH) o idrossido di sodio (NaOH). Il materiale catodico più comunemente utilizzato in questi dispositivi è il nichel, rivestito - come materiale catalitico - generalmente da platino. Per l'anodo si utilizzano metalli come il nichel o il rame, ricoperti da ossidi metallici come l'ossido di manganese, il tungsteno o il rutenio. (Fig. 2). Gli elettrolizzatori alcalini funzionano a temperature moderate, tipicamente comprese tra i 50°C e gli 80°C. Questo intervallo di temperatura non solo consente un funzionamento sicuro, ma riduce anche il fabbisogno di energia termica, contribuendo alla loro efficienza complessiva. Anche le pressioni di esercizio sono degne di nota: il processo opera tra 1 e 30 bar. Questo intervallo di pressione semplifica la progettazione e la gestione operativa, garantendo la sicurezza e supportando al contempo un'efficace produzione di idrogeno. L'efficienza energetica, generalmente compresa tra il 60 e il 70%, può variare in base a fattori quali la temperatura e considerazioni specifiche di progettazione.

In sintesi, gli elettrolizzatori alcalini emergono come una soluzione promettente per produrre idrogeno in modo efficiente e sostenibile. Le loro prestazioni e caratteristiche, tra cui le temperature moderate, le basse pressioni operative e la buona efficienza, li posizionano come una scelta significativa nella traiettoria verso un'economia dell'idrogeno a emissioni zero.

Tra i principali costruttori di elettrolizzatori alcalini si trovano, ad esempio, NEL Hydrogen (Norvegia), Thyssenkrupp (Germania) che opera in collaborazione con De Nora (Italia), Cummins-Hydrogenics (USA/Canada), McPhy (Francia), ErreDue (Italia).

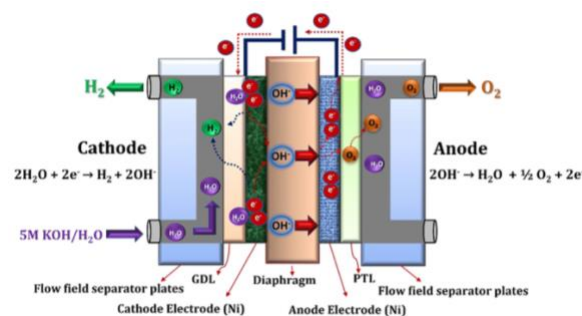


Figura 2 – Elettrolizzatore alcalino [11]

- **Elettrolisi polimerica** (elettrolizzatori PEM): è classificata come elettrolisi a bassa temperatura e utilizza una membrana polimerica a scambio protonico come elettrolita solido (Fig 3). I catalizzatori utilizzati come elettrodi in queste celle sono a base di platino, iridio, rutenio e rodio, mentre la membrana polimerica, che funge da separatore tra gli elettrodi e i gas, è costituita da Nafion variamente drogato. Gli elettrolizzatori a membrana polimerica operano all'interno di una finestra di temperatura attentamente calibrata, che in genere va da 50°C a 80°C. Questa scelta progettuale garantisce che il processo avvenga entro limiti termici sicuri, cercando al contempo di ottenere la massima efficienza energetica possibile, riducendo al minimo la necessità di un eccessivo apporto termico. Inoltre, gli elettrolizzatori PEM sono progettati meticolosamente per funzionare a pressioni moderate, spesso comprese tra 1 e 30 bar. Questo equilibrio tra un'efficace generazione di idrogeno e requisiti ingegneristici pratici contribuisce in modo significativo alla fattibilità complessiva di questa tecnologia. Inoltre, gli elettrolizzatori PEM sono apprezzati per la loro notevole efficienza, che spesso raggiunge tassi compresi tra il 60% e l'80%.

La durabilità degli elettrolizzatori PEM si basa su una meticolosa selezione dei materiali, su solide considerazioni di progettazione e su strategie per ridurre la degradazione della membrana o l'erosione dell'elettrodo. La scalabilità e la versatilità degli elettrolizzatori PEM è un importante punto di forza di questa tecnologia. Questi elettrolizzatori possono essere adattati a uno spettro di dimensioni e capacità, offrendo una soluzione pragmatica che può essere applicata in un'ampia gamma di contesti, che vanno dalle applicazioni su piccola scala agli impieghi industriali. In sintesi, gli elettrolizzatori PEM emergono come una soluzione all'avanguardia per un impiego efficiente dell'idrogeno. Le loro prestazioni comprendono una finestra di temperatura operativa esattamente bilanciata, pressioni moderate che raggiungono un equilibrio tra praticità ed efficacia, tassi di efficienza lodevoli e la capacità di adattarsi in modo flessibile a diverse scale. Nel complesso, queste caratteristiche fanno degli elettrolizzatori PEM un attore fondamentale nella transizione verso un'economia dell'idrogeno caratterizzata da emissioni minime. Rispetto alle celle alcaline, le celle polimeriche mostrano una maggiore efficienza e affidabilità. L'uso di un elettrolita solido al posto di una soluzione caustica ne aumenta inoltre la sicurezza.

Tra i principali costruttori di elettrolizzatori PEM troviamo ad esempio ITM Power (UK), NEL Hydrogen (USA-Norvegia), Siemens (Germania), AREVA H2 Gen (Francia), Giner (USA), Cummins-Hydrogenics (USA/Canada), ErreDue (Italia), H-TEC (Germania).

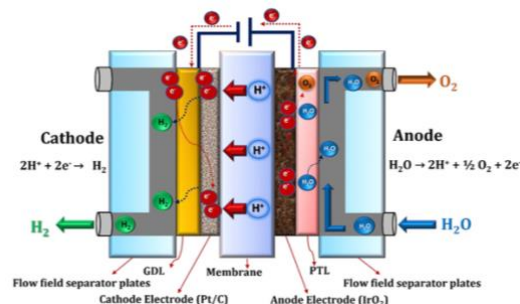


Figura 3. Elettrolizzatore polimerico [11]

- **Elettrolisi ad alta temperatura ad ossidi solidi (SOEC):** l'elettrolizzatore SOEC è composto da tre strati ceramici, quali un elettrolita conduttore ionico denso e due elettrodi porosi (anodo e catodo). Il funzionamento del SOEC è descritto in Fig. 4. Esso opera fra 700 e 1000 °C ed utilizza come elettrolita un setto ceramico (ZrO2 stabilizzato) permeabile agli ioni O²⁻. Il vapore viene fornito al catodo poroso e quando alla SOEC viene applicato il potenziale elettrico richiesto, le molecole d'acqua si diffondono nei siti di reazione e si dissociano formando gas idrogeno e ioni di ossigeno sull'interfaccia catodo-elettrolita. L'idrogeno prodotto si diffonde sulla superficie del catodo e viene raccolto, mentre gli ioni di ossigeno vengono trasportati all'anodo attraverso l'elettrolita denso. Per quanto concerne l'elettrolita, il materiale maggiormente utilizzato è l'ossido di zirconio stabilizzato con ittrio (YSZ), caratterizzato da un'elevata conduttività degli ioni di ossigeno e una buona resistenza meccanica. Il biossido di zirconio presenta un punto di fusione elevato pari a circa 2973 K, ma subisce una trasformazione di fase dalla forma monoclinica a quella tetragonale a circa 1373 K e alla forma cubica della fluorite a circa 2643 K, che può portare a elevate e dirompenti modiche del volume. Tuttavia, può

essere aggiunto un drogante sul sito del reticolo di zirconio per stabilizzare le strutture cubiche e tetragonali e soprattutto per aumentare la concentrazione dei posti vacanti di ossigeno in modo da aumentare la conduttività degli ioni di ossigeno. I principali droganti utilizzati per aumentare la conduttività sono: ossido di ittrio (Y_2O_3), ossido di itterbio (Yb_2O_3) e ossido di scandio (Sc_2O_3).

Per il catodo, invece, poiché la pressione parziale dell'ossigeno sul lato rientra generalmente nell'intervallo compreso tra 10^{-12} e 10^{-16} bar, è possibile l'uso di materiale metallico. Per il catodo della SOEC possono essere utilizzati sia metalli nobili come il platino (Pt) che metalli non preziosi come nickel (Ni) e cobalto (Co). Tuttavia, l'utilizzo del metallo nobile non è preferibile sia per il suo costo elevato, sia per la formazione di ossidi volatili e l'invecchiamento delle strutture porose a temperature elevate. Di conseguenza, è consigliabile utilizzare il nickel. Dato che le reazioni elettrochimiche hanno luogo solo al confine della tripla fase dell'interfaccia catodo-elettrolita, le particelle di nickel possono essere miscelate con particelle conduttrici ioniche come YSZ (lo stesso materiale utilizzato per l'elettrolita) per estendere la zona di reazione elettrochimica. In conclusione, il materiale che costituisce il catodo sarà nella maggior parte dei casi Ni-YSZ. Come materiali anodici, in ambienti altamente ossidanti, sono utilizzabili due classi di materiali: metalli nobili come platino (Pt) e oro (Au) e ossidi misti a conduzione elettronica. Come già detto per il catodo, per motivi di costo è escluso l'impiego di metalli nobili e solo alcuni ossidi conduttori elettronici sono adatti per l'uso come anodo. I materiali anodici più utilizzati sono gli ossidi misti con struttura perovskitica: spesso si utilizza una miscela di lantanio, stronzio e manganite (LSM). Recentemente, l'elettrolizzatore SOEC ha ottenuto un livello di efficienza da record. Questo straordinario risultato è stato raggiunto dal più grande elettrolizzatore con tecnologia SOEC al mondo, sviluppato dall'azienda tedesca Sunfire. È stato in grado di generare 200 Nm^3 di idrogeno in un'ora soltanto, arrivando ad un'efficienza elettrica dell'84% un valore particolarmente elevato, se si considera che gli elettrolizzatori a bassa temperatura non superano livelli di efficienza del 60%.

Il mercato degli elettrolizzatori SOEC è ancora in fase di sviluppo, ma è destinato a crescere rapidamente grazie all'attenzione verso progetti di decarbonizzazione e produzione di idrogeno verde su larga scala. Tra i principali costruttori di elettrolizzatori SOEC troviamo: Bloom Energy (USA), Sunfire (Germania), Mitsubishi Heavy Industries (MHI, Giappone), Ceres Power (Regno Unito), Elcogen (Estonia), Nexceris (USA).

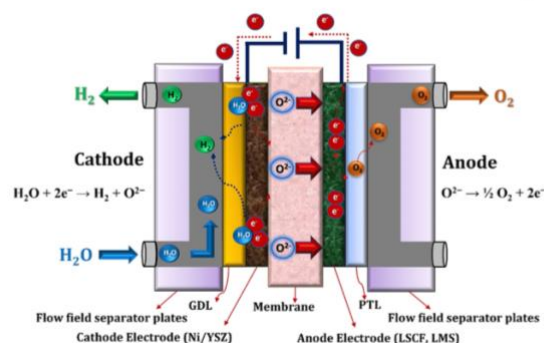


Figura 4. Elettrolizzatore ad ossidi solidi [11]

- **Elettrolisi con membrane a scambio anionico** (elettrolizzatori AEM): è una nuova ed emergente tecnologia che funziona in maniera simile a quella con membrane a scambio protonico (PEM), ma senza materiali preziosi (Fig 5).

Gli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico sono progettati per funzionare in un intervallo di temperatura moderato, tipicamente compreso tra 50°C e 60°C. Questa scelta progettuale non solo garantisce la sicurezza del processo, ma ne ottimizza anche l'efficienza, riducendo al minimo la richiesta di un input termico eccessivo. Questi elettrolizzatori sono noti per lavorare a pressioni comprese tra 10 e 30 bar. Questo equilibrio tra un'efficiente generazione di idrogeno e requisiti ingegneristici gestibili contribuisce alla praticità complessiva della tecnologia. Sono riconosciuti per i loro lodevoli livelli di efficienza, spesso compresi tra il 60% e il 70%. È importante sottolineare che l'efficienza si manifesta in modo variabile, a seconda delle variabili operative e della complessità della progettazione del sistema. In termini di durata, la longevità degli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico è un aspetto cruciale. Ciò comprende la selezione dei materiali, i fattori di progettazione e le strategie per gestire potenziali problemi come l'incrostazione delle membrane. Mantenendo questi aspetti, è possibile ottenere prestazioni sostenute per lunghi periodi. Inoltre, questi elettrolizzatori offrono una certa versatilità e scalabilità nella progettazione. La loro adattabilità abbraccia uno spettro di dimensioni e capacità, rendendoli adatti a varie applicazioni, da quelle su scala modesta a contesti di rilevanza industriale. In conclusione, gli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico si presentano come una strada promettente per lo sfruttamento efficiente dell'idrogeno. Le loro prestazioni, che comprendono un intervallo di temperature operative equilibrato, pressioni ragionevoli, efficienza lodevole e adattabilità in termini di dimensioni, li rendono un concorrente degno di nota nel guidare il passaggio verso un'economia dell'idrogeno caratterizzata da emissioni minime.

Questo tipo di elettrolizzatori stanno riscuotendo un crescente interesse grazie alle migliori prestazioni e ai costi più contenuti. Tra i costruttori di elettrolizzatori AEM vi sono Enapter (Italia/Germania) ed EnStack (Italia), Giner ELX (USA), Hydrogen Technologies Europe (Germania).

In Fig. 6 sono riassunte le caratteristiche delle diverse tecnologie di elettrolisi dell'acqua [12].

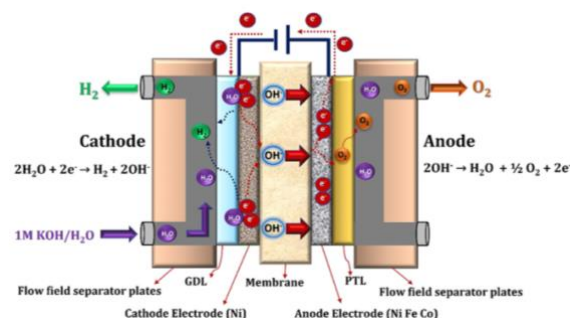


Figura 5. Elettrolizzatore a scambio anionico [11]

	Alkaline	AEM	PEM	Solid Oxide
Anode reaction	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Cathode Reaction	$2 \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2 \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Overall cell	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$
Electrolyte	KOH/NaOH (5M)	DVB polymer support with 1 M KOH/NaOH	Solid polymer electrolyte (PFSA)	Yttria stabilized Zirconia (YSZ)
Separator	Asbestos/Zirfon/Ni	Fumatech,	Nafion [®]	Solid electrolyte YSZ
Electrode/Catalyst (Hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel	Iridium oxide	Ni/YSZ
Electrode/Catalyst (Oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel or NiFeCo alloys	Platinum carbon	Perovskites (LSCF, LSM) (La,Sr,Co,Fe) (La,Sr,Mn)
Gas Diffusion layer	Nickel mesh	Nickel foam/carbon cloth	Titanium mesh/carbon cloth	Nickel mesh/foam
Bipolar Plates	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Platinum/Gold-coated Titanium or Titanium	Cobalt coated stainless steel
Nominal current density	0.2–0.8 A/cm ²	0.2–2 A/cm ²	1–2 A/cm ²	0.3–1 A/cm ²
Voltage range (limits)	1.4–3 V	1.4–2.0 V	1.4–2.5 V	1.0–1.5 V
Operating temperature	70–90 °C	40–60 °C	50–80 °C	700–850 °C
Cell pressure	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
H ₂ purity	99.5–99.9998%	99.9–99.9999%	99.9–99.9999%	99.9%
Efficiency	50%–78%	57%–59%	50%–83%	89% (laboratory)
Lifetime (stack)	60 000 h	>30 000 h	50 000–80 000 h	20 000 h
Development status	Mature	R & D	Commercialized	R & D
Electrode area	10 000–300 000 cm ²	<300 cm ²	1500 cm ²	200 cm ²
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 270/kW	Unknown	USD 400/kW	>USD 2000/kW
Capital costs (stack) minimum 10 MW	USD 500–1000/kW	Unknown	USD 700–1400/kW	Unknown

Figura 6. Caratteristiche delle diverse tecnologie di elettrolisi [12]

I vantaggi legati alla produzione di idrogeno mediante elettrolisi sono: a) produzione di idrogeno ad elevata purezza (99.5%); b) rapidità di comportamento nei transitori; c) assenza di emissioni di ossidi di carbonio e di altri inquinanti. Un impianto elettrolitico riesce ad operare in un intervallo variabile tra il 10% e il 100% della propria capacità produttiva e l'energia elettrica, da cui dipende il volume di produzione, può essere variata con continuità in questo intervallo (collegamento diretto tra l'elettrolizzatore ed il motore primo). Il processo di elettrolisi risulta economicamente competitivo sulle piccole taglie laddove non è possibile sfruttare il vantaggio derivante dalle economie di scala degli impianti di reforming.

2.2.2 L'accumulo di idrogeno

A valle del processo di produzione di idrogeno è necessario prevedere sistemi per il suo accumulo. L'idrogeno può essere accumulato come: gas compresso, liquido o in forma solida negli idruri.

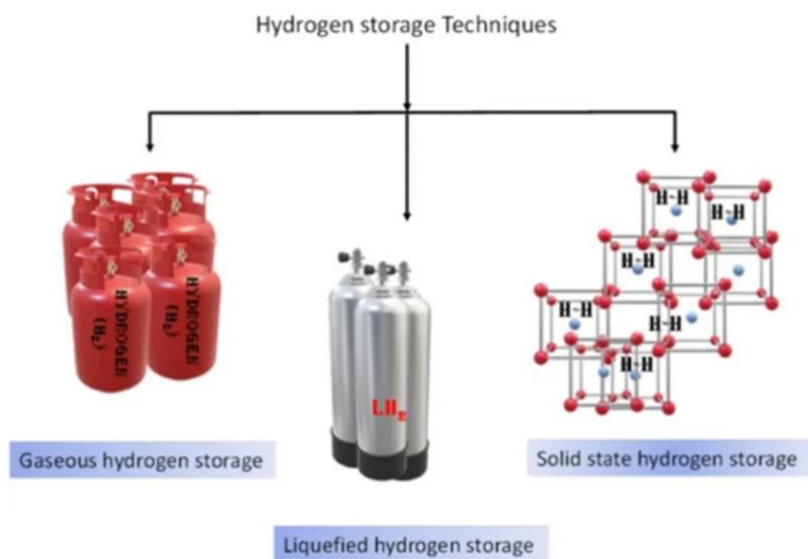


Figura 7. Tecniche di accumulo idrogeno [13]

L'**idrogeno compresso** è accumulato in bombole o serbatoi a pressioni medio-alte tramite adeguati compressori, generalmente di tipo volumetrico multistadio. Le caratteristiche di sicurezza sono solitamente molto elevate, grazie alla robustezza dei serbatoi ed all'introduzione sia di fusibili antiscoppio in caso di incendio che di valvole di interruzione del circuito in caso di urto. I serbatoi sono costituiti da un liner interno su cui è avvolto del materiale in fibra di carbonio rinforzata e sono attualmente disponibili in diverse versioni e combinazioni di materiali, includendo fibre di vetro, boro e carbonio intrappolato in matrici resinose. A 200-300 bar l'idrogeno ha una densità di energia di soli 2-2,6 MJ/l contro i 31,6 della benzina, pertanto, sono necessari serbatoi di grandi dimensioni che risultano piuttosto pesanti.

Lo stoccaggio dell'idrogeno allo stato gassoso è classificato in quattro classi in base al tipo di serbatoio (Fig. 8) [14].

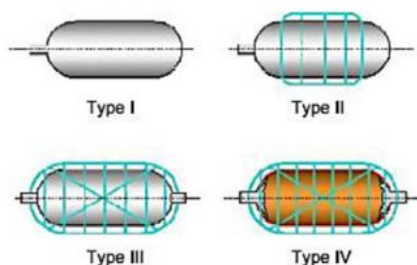


Figura 8. Stoccaggio di idrogeno compresso [14]

L'**idrogeno liquido** viene immagazzinato ad una temperatura di -253°C (20 gradi sopra lo zero assoluto). L'idrogeno liquefatto è una forma molto densa di stoccaggio dell'idrogeno, in quanto ha una densità energetica molto maggiore rispetto all'idrogeno gassoso. Ciò significa che con la liquefazione è possibile mantenere l'idrogeno in volumi più piccoli rispetto ad altre tecniche

di stoccaggio. Tuttavia, la liquefazione richiede un'enorme quantità di energia, in genere circa il 30% del contenuto energetico dell'idrogeno da stoccare, rendendola meno efficiente dal punto di vista energetico rispetto ad altre tecniche di stoccaggio.

I serbatoi per l'idrogeno liquido devono essere adeguatamente coibentati in quanto l'energia termica proveniente dall'ambiente esterno a temperatura più elevata provoca la vaporizzazione di una frazione dell'idrogeno contenuto (Boil-off). Il costo operativo maggiore è quello dovuto all'energia spesa per la compressione del gas (necessaria per la liquefazione) e per la conservazione del liquido (inclusendo i costi necessari alla manutenzione dei sistemi di sicurezza che impediscono il formarsi di pericolose sovrappressioni). Dato che l'idrogeno è immagazzinato ad una temperatura che corrisponde al suo punto di ebollizione, qualsiasi passaggio di calore attraverso il liquido causa l'evaporazione di una parte dell'idrogeno e qualsiasi evaporazione si riflette in una perdita dell'efficienza del sistema. La fonte di tale calore potrebbe essere la conversione della configurazione elettronica delle molecole d'idrogeno da orto a para, l'energia del pompaggio, oppure la conduzione, convezione o irraggiamento diretto del calore. Per quanto riguarda il primo caso, ossia la conversione delle molecole da orto a para, alla temperatura di ebollizione dell'idrogeno (20,3 K) la concentrazione di equilibrio è quasi tutta para-idrogeno, ma a temperatura ambiente o superiore, la concentrazione è del 25% para-idrogeno e 75% orto-idrogeno. La conversione non catalizzata della molecola da orto a para procede molto lentamente senza una fase di conversione catalitica, l'idrogeno liquefatto contiene significative quantità di orto-idrogeno. La loro conversione richiederebbe quindi una reazione esotermica, che rilascerebbe enormi quantità di calore causando l'evaporazione del 50% dell'idrogeno liquido in pochi giorni. Alcune delle soluzioni, prevedono la conversione da orto a para durante la liquefazione, per evitare che ciò accada durante l'immagazzinaggio, tramite l'impiego di particolari catalizzatori. L'impiego di contenitori criogenici isolati invece, può far fronte al problema del calore generato per conduzione, convezione ed irraggiamento.

I maggiori pericoli relativi all'accumulo criogenico dipendono da:

- *Fragilità del materiale di servizio.* La bassa temperatura all'interno dei serbatoi e nei metanodotti potrebbe causare significativi problemi dei materiali strutturali durante vibrazioni e scosse. Acciaio dolce e molte leghe di ferro perdono le loro proprietà duttili alle temperature dell'idrogeno liquido, incrementando così il rischio di cedimenti meccanici.
- *Spargimenti di LH_2 .* Le perdite di idrogeno liquefatto provocano un rilascio drammatico di grandi volumi di nuvole di combustibile (1L di liquido produce 851 L di gas in evaporazione). I pericoli di incendio o esplosioni sono molto più alti rispetto a idrogeno compresso.
- *Temperature estremamente basse.* Può provocare congelamento del tessuto umano con il contatto. La carne può attaccarsi velocemente sulle superfici non isolate e strapparsi nel tentativo di staccarla dalla superficie fredda.
- *Dispersione delle nuvole di idrogeno.* Le fughe di idrogeno liquefatto possono provocare incendi o esplosioni accidentali.

L'idrogeno può essere accumulato inoltre attraverso l'impiego di **idruri metallici**, grazie alla sua capacità di legarsi chimicamente con diversi metalli e leghe metalliche, ottenendo dei composti in grado di intrappolarlo a pressioni relativamente basse. Il gas penetra all'interno del reticolo cristallino del metallo, andando ad occupare i siti interstiziali [15].

In generale, le capacità di accumulo gravimetrico dei materiali a base di idruri metallici del gruppo degli idruri interstiziali variano da 1 a 2 wt%. Capacità gravimetriche significativamente più elevate possono essere raggiunte con idruri complessi. Il LiBH₄ è noto come il materiale MH con la più alta capacità gravimetrica teorica del 18,5% in peso. Le capacità di accumulo e le densità energetiche volumetriche di alcuni materiali a base di idruri metallici in confronto con quelle dell'accumulo di idrogeno gassoso e liquido, sono riportati nella Figura 9 tratta dal ref. [16]. I valori presentati si riferiscono alla sostanza pura. Per il livello del sistema (serbatoio) si prevede un aumento di peso di circa il 50% e un aumento di volume del 100% per gli idruri metallici [17].

Storage capacities and energy densities of different hydrogen storage technologies and metal hydride materials.

Hydrogen storage		Grav. storage capacity ^a [wt %]		Vol. energy density ^b [kWh/dm ³]	Operating pressure ^c [bar]	Operating temperature ^d [K]	Ref
CGH ₂		350 bar	100	0.8	350	Ambient	[7]
		700 bar	100	1.3	700	Ambient	[7]
LH ₂			100	2.2	1–10	20	[7]
Metal hydrides	Elemental	MgH ₂	7.6 (5.5)	3.67 (2.65)	- ^e	593	[8,9]
	AB	TiFe	1.86 (1.5)	4.03 (3.25)	4.1	265	[10]
	AB ₂	TiMn ₂	1.86 (1.15)	4.09 (2.53)	8.4	252	[10]
	AB ₅	LaNi ₅	1.49 (1.28)	4.12 (3.53)	1.8	285	[10]
Complex hydrides		LiBH ₄	18.5 (13.4)	4.08 (3.02)	- ^e	573	[11,12]
		NaAlH ₄	7.5 (3.7)	3.20 (1.58)	- ^e	473	[11,12]

Author's note: smaller discrepancies regarding the gravimetric capacities and vol. energy densities may occur among different literature sources.

^a Gravimetric capacity of the pure substance (without tank); for the metal hydrides the maximum theoretical storage capacities with the reversible capacity in brackets are given.

^b Volumetric energy density of the pure substance; volume increase of metal hydrides during absorption is not considered.

^c The given values for the metal hydrides are equilibrium pressures at 25 °C.

^d For the metal hydrides the temperatures represent isotherms at 1 bar.

^e The equilibrium pressure at 25 °C of those hydrides is well below any practical applications (vacuum).

Figura 9. Confronto delle capacità di accumulo e densità energetiche dei sistemi di accumulo idrogeno.

Le proprietà degli idruri metallici sono caratterizzabili mediante diagrammi pressione-composizione-temperatura (PCT) che riportano l'andamento della pressione rispetto alla composizione durante i cicli di idrogenazione e deidrogenazione (nel seguito anche H/D) secondo isoterme. Generalmente, il processo H/D per tali idruri metallici segue un ciclo d'isteresi, fenomeno che si attribuisce all'espansione della matrice durante l'idrogenazione, la quale induce una deformazione plastica. Quando viene rilasciata una minima quantità di idrogeno, la struttura si rilassa e il desorbimento procede ad una pressione inferiore.

La struttura delle curve H/D è determinata dal processo di idrogenazione. L'idrogeno diffonde all'interno della struttura cristallina del metallo e si colloca negli interstizi disponibili. Si ha quindi un passaggio di fase, da sola fase α (struttura cristallina del metallo puro) a $\alpha+\beta$ (coesistenza della struttura cristallina del metallo puro e della struttura dell'idruro) ed infine a sola fase β (struttura cristallina dell'idruro). La figura 10 mostra il generico ciclo di isteresi di un idruro metallico.

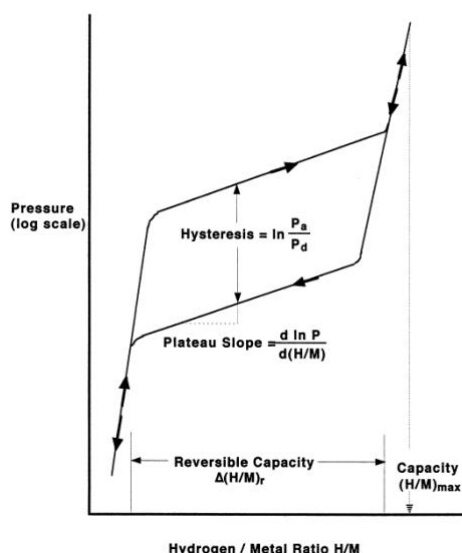


Figura 10. Diagrammi PCT: generico ciclo di isteresi

In figura 10 sono evidenziati alcuni importanti parametri matematici che verranno utilizzati per descrivere le proprietà dell'idruro. Tra queste è senza dubbio di primaria importanza la capacità di idrogeno reversibile, ovvero la quantità di idrogeno assorbita che viene reversibilmente ceduta al termine del ciclo. Essa è indicata con $\Delta(H/M)_r$ e può essere conservativamente definita come l'ampiezza del plateau, la quale, in alcuni casi, può risultare ben inferiore della massima capacità $(H/M)_{\max}$. All'atto pratico, in dipendenza della temperatura e della pressione, la capacità ingegneristica, ovvero sia quella effettivamente sfruttabile, si trova tra questi due valori. La capacità può essere espressa sia come rapporto atomico H/M , sia come percentuale di massa di idrogeno rispetto alla massa totale $(H+M)$, sia come rapporto volumetrico, ovvero numero di atomi di idrogeno per unità di volume contenuti nella struttura cristallina.

Nel grafico la pressione di plateau in desorbimento è indicata con P_d , mentre P_a è quella in assorbimento. A differenza del caso ideale, le pressioni di plateau non si mantengono costanti, ma variano. Esistono diverse modalità per definire le pressioni di plateau: tra le più utilizzate vi sono la pressione media nel tratto quasi-lineare, la pressione ad un dato valore di capacità (ad esempio la pressione all'1wt%) e la pressione al 50% della capacità massima. Sulla base delle pressioni di plateau possono essere definiti altri due importanti parametri di processo: la pendenza del plateau (in assorbimento e in desorbimento) e l'isteresi. La pendenza di plateau è la derivata del logaritmo della pressione rispetto alla capacità nel tratto quasi-lineare; l'isteresi è il logaritmo del rapporto tra le pressioni di plateau in H e D. Un valore basso dell'isteresi implica che assorbimento e desorbimento possono essere eseguiti con pressioni poco differenti; un basso valore della pendenza del plateau implica che l'assorbimento e/o il desorbimento possono essere eseguiti in un range ristretto di pressioni.

In accordo con i principi della termodinamica, ci si attende che la pressione del plateau aumenti con la temperatura; ciò avviene seguendo con buona approssimazione l'equazione di Van't Hoff:

$$\ln p = \frac{\Delta H}{RT} - \frac{\Delta S}{R}$$

dove ΔH e ΔS sono, rispettivamente, le variazioni di entalpia ed entropia della reazione di assorbimento, T è la temperatura assoluta ed R è la costante dei gas. Per gli idruri metallici ΔH e ΔS hanno valore negativo, pertanto l'assorbimento è esotermico e il desorbimento è endotermico.

Il valore di ΔH è particolarmente importante per valutare la necessità di un sistema di thermal management in dispositivi reali e perché dà una misura della forza del legame H-M.

La rappresentazione grafica del $\ln(p)$ in funzione dell'inverso della temperatura, in accordo all'equazione di Van't Hoff, è un ottimo metodo per individuare il range di utilizzo di un idruro metallico per l'assorbimento ed il desorbimento di idrogeno. Per gli scopi pratici rivestono un ruolo di interesse gli idruri capaci di rilasciare idrogeno in condizioni di temperatura e pressione prossime a quelle ambiente.

Nella Figura 11 sono riportati una curva PC, con evidenza delle fasi α , $\alpha+\beta$ e β , e la corrispondente curva di Van't Hoff.

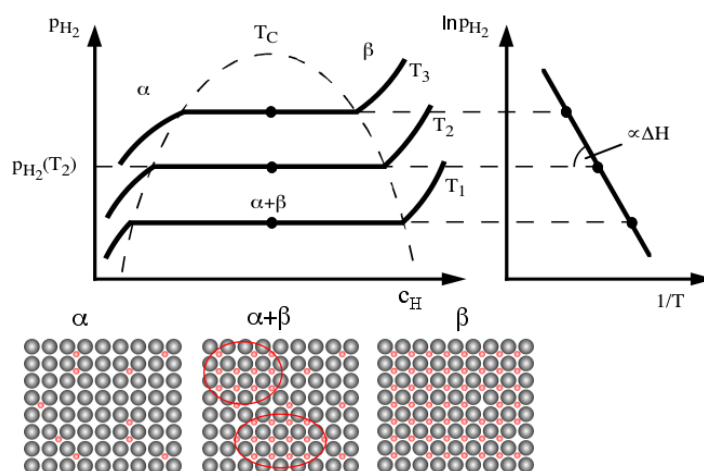


Figura 11. Curva PC (sinistra) e corrispondente curva di Van't Hoff (destra).

Le proprietà fondamentali degli idruri metallici, sulla base delle quali è stata condotta l'analisi volta ad individuare il materiale più idoneo ai fini del progetto sono: attivazione, cinetica, resistenza alle impurità gassose, sicurezza, stabilità dei cicli.

Attivazione

L'attivazione è il processo attraverso il quale si ottiene per la prima volta l'idruro a partire dal metallo, portando il materiale alla massima concentrazione di idrogeno ed alla cinetica più rapida possibile. È possibile dividere il processo in due fasi.

Durante la prima fase dell'attivazione, l'idrogeno molecolare gassoso diffonde superficialmente sulle polveri metalliche e dissocia in idrogeno atomico, il quale penetra all'interno della struttura cristallina. La facilità di penetrazione dell'idrogeno dipende dalla struttura superficiale del materiale e dall'eventuale presenza di ostacoli (la presenza di catalizzatori della dissociazione e/o di film ossidi superficiali influisce sull'attivazione del materiale).

Una seconda fase dell'attivazione prevede il cracking interno delle particelle del metallo, con conseguente incremento della superficie reattiva. Tale fenomeno è detto decrepitazione e comporta la polverizzazione delle particelle metalliche di maggiori dimensioni; esso dipende sia dal cambiamento del volume in seguito all'idrogenazione che dalla natura fragile delle polveri metalliche, in particolare quando presentano dell'idrogeno in soluzione. La morfologia

delle polveri influisce sul trasferimento del calore all'interno del materiale e sul loro possibile moto verso aree indesiderate del serbatoio.

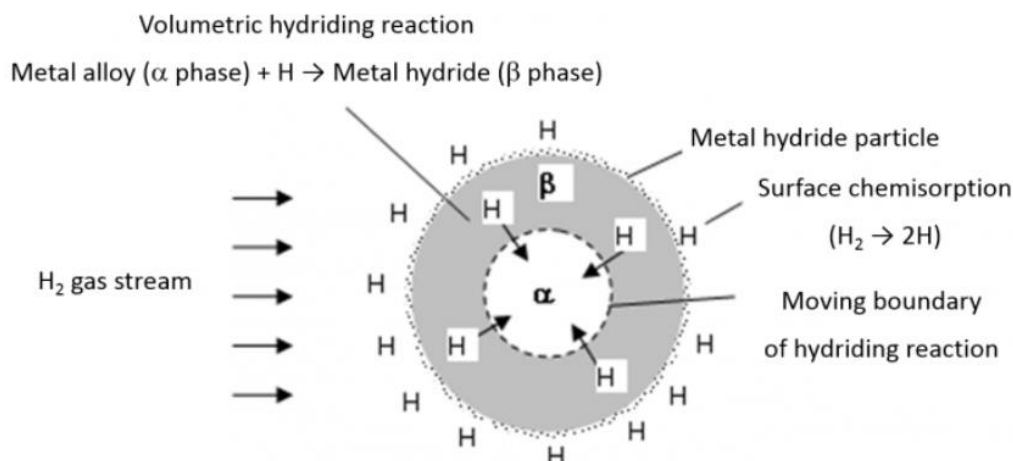


Figura 12. Schema del processo di idrogenazione di una particella metallica.

Cinetica

Le cinetiche di idrogenazione e deidrogenazione possono variare notevolmente da una lega all'altra, tuttavia, molte specie di interesse presentano cinetiche sufficientemente rapide per applicazioni pratiche. In alcuni casi si hanno cinetiche lente a basse temperature.

La buona rapidità delle cinetiche di idrogenazione e deidrogenazione fa sì che gli agenti limitanti dei cicli di reazione siano generalmente il trasferimento di calore e la presenza di impurità superficiali.

Sia in assorbimento che in desorbimento, il flusso di idrogeno verso o dall'idruro procede fintanto che si mantiene una differenza di pressione tra il valore di equilibrio e quello dell'idrogeno in ingresso o del sistema nel quale l'idrogeno viene desorbito. La pressione di equilibrio, p_{eq} , dipende dalla temperatura e dalla frazione gravimetrica di idrogeno (H/M), quindi varia durante il processo.

Resistenza alle impurità gassose

È frequente che l'idrogeno introdotto all'interno della polvere metallica risulti contenere delle impurità, in termini di sostanze gassose disperse nell'idrogeno. A seconda della specie metallica, esse possono comportare alcune problematiche:

- Contaminazione: la capacità viene ridotta senza una concomitante riduzione della cinetica;
- Ritardo: la cinetica viene notevolmente ridotta senza la riduzione di (H/M)_{max};
- Reazione: corrosione della lega metallica;
- Innocuo: non vi è danno superficiale, ma le pseudo-cinetiche rallentano a causa dell'ostruzione alla diffusione del gas da parte dell'inquinante.

I danni causati da contaminazione e ritardo sono generalmente reversibili, mentre è difficile tornare allo stato di partenza se si incorre in reazioni corrosive.

Stabilità dei cicli

La conservazione delle proprietà per cicli successivi ripetuti di H/D è molto variabile da specie a specie ed è una proprietà estremamente importante.

Leghe e composti intermetallici sono metastabili relativamente alla disproporzione, vale a dire la tendenza a formare idruri stabili in modo difficilmente reversibile. Anche utilizzando idrogeno puro c'è il rischio che occorra la disproporzione, con relativa perdita della reversibilità della reazione.

Sicurezza

Naturalmente, la sicurezza rappresenta una caratteristica fondamentale di questi sistemi. Essa deve contemplare la piroforicità delle polveri, ovvero la loro tendenza a bruciare quando improvvisamente esposte all'aria (come potrebbe succedere a seguito di un danno al serbatoio), e la loro tossicità se inalate o ingerite.

Gli idruri metallici sono classificati in base alle specie metalliche di partenza, come illustrato in Fig. 13.

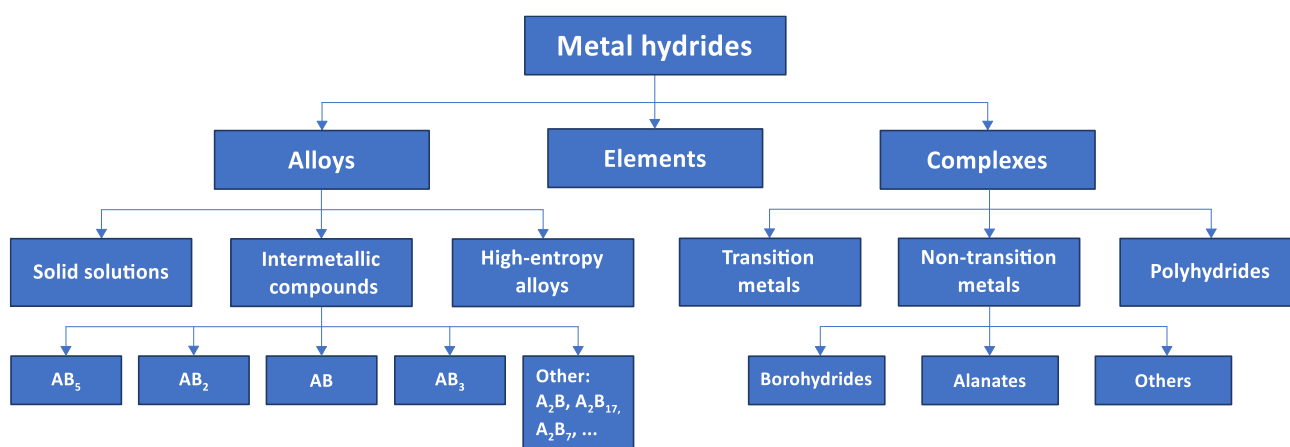


Figura 13. Classi di idruri metallici

Le specie maggiormente utilizzate sono quelle che sottostanno alle leghe, nelle quali l'idrogeno atomico è legato nei siti interstiziali della struttura cristallina della specie metallica ospite, con distorsioni di bassa entità rispetto alla forma stabile.

Al fine di migliorare le proprietà di utilizzo pratico degli idruri metallici, è opportuno unire in leghe metalli con un'elevata tendenza a formare idruri (A) con metalli scarsamente idrogenabili (B). Ciò consente di "interpolare" le proprietà delle due specie, in modo da ottenere la reversibilità richiesta per la specie nel suo insieme (generalmente si tratta di composti intermetallici).

La distinzione tra elementi del tipo A e del tipo B può essere fatta sulla base dell'entalpia di formazione del composto $El-H$ (El = "elemento"), come riportato in Fig. 14.

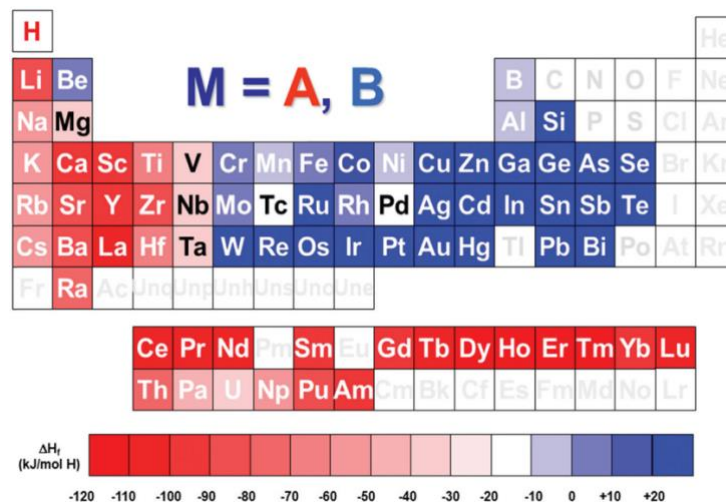


Figura 14. Valori dell'entalpia di formazione del composto binario EI-H (EI = "elemento").

Da un punto di vista strutturale, tipicamente l'elemento A ha pochi elettroni di tipo d, una struttura cristallina bcc, un raggio atomico grande e la preferenza per siti con numero di coordinazione elevato; al contrario, l'elemento B ha molti elettroni d, presenta una struttura cristallina fcc o hcp, un raggio atomico contenuto e predilige siti con basso numero di coordinazione.

2.2.3 La produzione di energia con celle a combustibile

Lo step finale della filiera idrogeno per sistemi di accumulo è la *produzione di energia elettrica con celle a combustibile*. Esse possono essere di diverso tipo a seconda della temperatura operativa e dell'elettrolita che impiegano. Di seguito una breve sintesi delle celle disponibili [18].

Celle alcaline (AFC): sono una tecnologia matura nel panorama delle celle a combustibile, originariamente sviluppata per applicazioni aerospaziali come il programma Apollo. Utilizzano come elettrolita l'idrossido di potassio, e le temperature di funzionamento sono tra i 60 °C e i 120 °C. Richiedono gas di alimentazione estremamente puri. I principali vantaggi che le caratterizzano sono:

- alta efficienza elettrica: possono raggiungere efficienze superiori al 60% in applicazioni ottimizzate;
- basso costo dei materiali: non richiedono catalizzatori a base di metalli preziosi come platino (usati nei PEM);
- affidabilità: tecnologia ben studiata e consolidata;
- basse temperature operative che favoriscono una rapida accensione e rapide variazioni di carico.

Per contro si caratterizzano per alcune criticità quali:

- sensibilità alla CO₂: l'elettrolita alcalino reagisce con la CO₂ dell'aria, formando carbonati (K₂CO₃), che riducono l'efficienza del sistema;
- durata limitata dell'elettrolita: la formazione di carbonati può richiedere una manutenzione regolare per il rimpiazzo o la rigenerazione dell'elettrolita;
- scalabilità ridotta.

Celle ad elettroliti polimerico (PEMFC): tali celle si caratterizzano per l'elettrolita polimerico a membrana (PEFC, Polymer Electrolyte Fuel Cell, o anche PEM); esse operano a temperature comprese tra 70 e 100 °C ed utilizzano come elettrolita una membrana solfonica perfluorurata ad elevata conducibilità protonica. Gli elettrodi sono strutture porose a base di carbone, su cui è disperso il catalizzatore costituito da platino o sue leghe.

Rispetto ad altri tipi di celle presentano una serie di vantaggi:

- elevata densità di potenza dello stack (attualmente > 1,7 kW/L, >1,3 kW/kg);
- assenza di problemi di corrosione tipici di altri tipi di celle con elettrolita liquido;
- relativa semplicità costruttiva;
- rapidità di partenza a freddo (dell'ordine del minuto).

L' elevata densità di potenza rende la tecnologia potenzialmente interessante per applicazioni mobili e portatili.

La bassa temperatura operativa è tuttavia fonte di alcuni svantaggi rispetto alle altre tipologie di cella, tra cui:

- scarsa tolleranza alla presenza del CO nel combustibile;
- una più difficile integrazione termica fra sistema di trattamento del combustibile e stack.

Per ovviare a questi svantaggi sono in atto ricerche orientate allo sviluppo di membrane in grado di lavorare a temperature più elevate (fino a 200 °C).

Rispetto ad altre celle a combustibile, la tecnologia PEM presenta una densità di corrente molto elevata: mentre la maggior parte delle tecnologie sono in grado di operare fino a circa 1 A/cm², le PEM lavorano fino a 4 A/cm². Tale andamento è dovuto principalmente all'alta conducibilità ionica delle membrane PEM e all'elevata conducibilità elettrica dei materiali utilizzati nelle piastre bipolari (per lo più di carbonio o metalli). Inoltre, presenta una rapida risposta alle variazioni di carico. Il vantaggio principale della elevata densità di carico è la possibilità di realizzare celle più piccole e più leggere.

Celle ad acido fosforico (PAFC): utilizzano come elettrolita una soluzione concentrata di acido fosforico (H₃PO₄). Gli elettrodi sono fatti in carbon paper rivestito con un catalizzatore in platino finemente disperso, il che rende costosa la loro produzione.

Queste celle, come le PEM, richiedono poi la presenza di un combustibile puro e pertanto necessitano di un reforming esterno quasi perfetto, con quantità di CO inferiori allo 0,2%. La temperatura di lavoro di una PAFC è compresa tra i 150 e i 200 °C e risulta derivante da un compromesso tra la conduttività dell'elettrolita (aumenta con la temperatura) e il tempo di vita della cella (diminuisce all'aumentare della temperatura), con rendimenti elettrici del 40÷45%.

Sebbene la maggior parte degli impianti installati operi a pressioni atmosferiche, essi potrebbero lavorare anche a pressioni superiori a 8 bar. I dati sperimentali confermano un aumento delle prestazioni, con un conseguente aumento degli investimenti economici, in condizioni pressurizzate. Tuttavia, l'acido fosforico solidifica ad una temperatura di 40 °C, il che rende l'accensione difficile e costringe tali celle ad un funzionamento continuo.

Il loro rapido sviluppo nel mercato risiede principalmente nei vantaggi che tale cella possiede. Oltre alla semplicità di costruzione, tali celle sono stabili dal punto di vista termico, chimico ed elettrochimico e presentano un elettrolita poco volatile alle temperature di lavoro. In

particolare, le PAFC hanno dimostrato un'eccellente performance per la maggior parte delle applicazioni stazionarie.

Celle a carbonati fusi (MCFC): sono una tecnologia avanzata che utilizza un elettrolita costituito da carbonati alcalini fusi (come una miscela di carbonato di sodio e carbonato di potassio) per convertire energia chimica in energia elettrica. Queste celle operano a temperature elevate (500-600°C), rendendole ideali per applicazioni industriali e di cogenerazione (da 100 kW ad alcune decine di MW).

I vantaggi che le caratterizzano sono:

- Alta efficienza complessiva: efficienza elettrica nel range 45-55%.
- Efficienza totale: fino all'85% in configurazioni di cogenerazione (CHP, Combined Heat and Power).
- Flessibilità sul tipo di combustibile: sono capaci di lavorare con combustibili vari come gas naturale, gas di sintesi e biogas.
- Elevata tolleranza al monossido di carbonio: il CO può essere utilizzato come combustibile invece di essere un contaminante.
- Cattura di CO₂ intrinseca: durante il funzionamento, la cella consuma CO₂ dal catodo, integrandola nel processo di produzione energetica.

Per contro le principali criticità che le caratterizzano sono:

- Degradazione del sistema: l'alta temperatura operativa può causare la degradazione dei materiali e richiedere una manutenzione frequente.
- Costi elevati: materiali specifici e complessità del sistema aumentano i costi iniziali.
- Sensibilità agli shock termici: necessità di un avvio graduale e una gestione attenta durante i cicli di funzionamento.

Celle a ossidi solidi (SOFC): utilizzano come elettrolita un materiale ceramico, e le temperature di funzionamento sono nel range 800 °C – 1000 °C; questo intervallo di temperatura le rende ideali per applicazioni industriali, cogenerazione, e utilizzo su larga scala (da 100 kW ad alcune decine di MW).

Essendo la cella un sistema a due fasi (gas-solido) non presenta problemi relativi alla gestione dell'acqua prodotta dalla reazione e al flooding dello strato catalizzatore, né alla cinetica troppo lenta, dal momento che la riduzione dell'ossigeno non richiede l'uso di catalizzatori grazie alla presenza di elevate temperature. Nonostante ciò, è difficile trovare materiali appropriati caratterizzati da stabilità termica e chimica, proprietà indispensabili per operare alle alte temperature di lavoro caratteristiche di questa cella (1000 °C).

Gli elettroliti sostenuti da ossido di zirconio hanno dimostrato di essere stabili e di avere una ragionevole conduttività. Inoltre, per costruire componenti di cella che resistano alle alte temperature, sono necessari drogaggi con speciali materiali di metallo o ceramica. La notevole disponibilità di calore può essere impiegata per generare energia elettrica supplementare attraverso turbine a vapore, dove possono essere raggiunti rendimenti globali del 60%.

Le reazioni che avvengono all'interno di una SOFC sono differenti da quelli delle celle che operano a basse temperature a causa dell'alta conduttività dell'elettrolita solido verso gli ioni ossigeno (O₂⁻).

In base alla struttura è possibile suddividerle in due tipi differenti: a “substrate-supported” e a “self-supporting”.

Nel primo caso è presente un substrato che sostiene elettrodo ed elettrolita fornendo alla cella e allo stack la necessaria stabilità meccanica. Nel secondo caso l'anodo e il catodo vengono usati come struttura di supporto per gli altri componenti della cella e, pertanto, non viene usato alcun substrato.

Celle a metanolo diretto (DMFC): tali celle sono tra le tecnologie più recenti e, come le PEM, sfruttano un polimero come elettrolita. Tuttavia, nella DMFC l'anodo catalizzatore estrae l'idrogeno direttamente dal metanolo (CH_3OH) senza la necessità di un reformer di combustibile. Utilizzano in ingresso un combustibile liquido ed aria preriscaldata a circa 80°C . La soluzione reagisce all'anodo con l'acqua dando luogo a CO_2 e ioni H^+ (oltre agli elettroni): come catalizzatori si usano leghe platino-rutenio e si ottengono densità di potenza superiori ai 100 mW/cm^2 di superficie di cella.

Queste celle a combustibile operano in un campo di temperatura tra i 60 e i 90°C , anche se temperature più alte permetterebbero un rendimento maggiore. L'efficienza teorica è del 40% ma le attuali applicazioni sono testate ad una efficienza del 20% . Le piccole dimensioni delle DMFC le rendono adatte a essere utilizzate come batterie per strumenti portatili.

3 Progettazione preliminare del sistema di energy storage

La progettazione di un sistema di energy storage a idrogeno richiede un approccio integrato che tenga conto di più aspetti che vanno dalla definizione dei requisiti, alla scelta delle tecnologie e alla messa a punto dell'architettura del sistema.

3.1 I requisiti

La progettazione del sistema di energy storage si basa sull'idea di sviluppo di un sistema compatto, facilmente installabile e modulare. I requisiti di un sistema di energy storage a idrogeno dipendono dall'applicazione prevista (es. bilanciamento della rete, stoccaggio stagionale) e dalle condizioni operative specifiche.

Il dimensionamento del sistema di storage previsto nel progetto ha come obiettivo quello di soddisfare la richiesta di accumulo di energia rinnovabile di utilities che, nell'ottica della modularità, siano medio-piccole.

Pertanto, i requisiti del sistema sono stati definiti tenendo conto che esso dovrà funzionare sia in modalità *power-to-fuel* che in modalità *power-to-power*.

Nel primo caso gli elementi chiave del sistema sono l'elettrolizzatore e il sistema di accumulo, mentre nel secondo caso la cella a combustibile rappresenta il terzo elemento determinante per la riconversione dell'idrogeno accumulato.

Nello specifico i requisiti attesi sono di diverso tipo come di seguito riportato.

Requisiti prestazionali

- capacità di accumulo (i.e kWh),
- efficienza complessiva (round-trip efficiency)

Requisiti tecnici dei componenti

Gli elettrolizzatori devono distinguersi per elevata efficienza di conversione (tra il 60% e il 70%) e buoni tempi di risposta alle variazioni di carico (capacità di adattarsi rapidamente a variazioni di potenza da fonti rinnovabili).

I sistemi di accumulo devono essere sicuri, e quindi capaci di accumulare idrogeno a bassa pressione e realizzati con materiali resistenti e poco costosi.

Le celle a combustibile devono avere elevata efficienza di conversione (tipicamente superiore al 45%) e una buona durata (resistenza alla degradazione dovuta a cicli di avvio/arresto frequenti).

Il sistema di energy storage sviluppato nel progetto è stato dimensionato scegliendo come requisito principale la capacità di produzione di idrogeno rispetto alla quale sono state selezionate le taglie dell'elettrolizzatore, del sistema di accumulo e del sistema con celle a combustibile.

La capacità di produzione dell'elettrolizzatore è stata scelta pari a 10 Nm³/h (ossia una produzione di poco meno di 1 kg/h) e quindi, secondo l'approccio *power to fuel*, la disponibilità di energia chimica in seno all'idrogeno prodotto, è circa pari a 30 kWh. Assumendo 6 ore di funzionamento a massima potenza è necessario prevedere un accumulo di idrogeno minimo di 6 kg.

Nel caso dell'approccio *power to power*, considerando una configurazione off-grid, assumendo un fattore di utilizzo annuale della fonte rinnovabile nel range 25-35% (che assicurerebbe un funzionamento dell'elettrolizzatore a massima produzione per 6 ore), e un utilizzo della cella nelle ore di non funzionamento dell'elettrolizzatore (18 ore), risulta che la taglia da scegliere per la cella sia nel range 4-5 kW (assumendo un'efficienza di una cella PEM nel range 40-50%). Chiaramente, nell'ottica di una progettazione modulare, è possibile arrivare a soddisfare utility di maggiore potenza (utility medie con $P > 20$ kW) integrando più moduli. Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio con idruri, anche secondo l'approccio *power to power*, è necessario dimensionare i serbatoi per una minima capacità di 6 kg.

3.2 Selezione dei componenti

Sulla base dei requisiti individuati e in base alla disponibilità sul mercato dei componenti che devono essere integrati sono state individuate e selezionate le tecnologie più idonee sia rispetto ad un facile approvvigionamento sia rispetto alle prestazioni.

3.2.1 L'elettrolizzatore PEM

Per il sistema di elettrolisi è stata scelta la tecnologia PEM in quanto rappresenta una soluzione all'avanguardia ed efficiente per la produzione di idrogeno. Questa scelta progettuale garantisce che il processo avvenga entro limiti termici sicuri (basse temperature), cercando al tempo stesso di ottenere la massima efficienza energetica possibile.

Inoltre, gli elettrolizzatori PEM sono progettati per funzionare a pressioni moderate, spesso comprese tra 1 e 30 bar. Questo equilibrio tra la generazione efficace di idrogeno e i requisiti pratici di ingegneria contribuisce in modo significativo alla fattibilità complessiva di questa tecnologia. Inoltre, gli elettrolizzatori PEM sono caratterizzati da una buona efficienza ($> 50\%$). Tale efficienza in genere può variare in base a diversi fattori, come le variabili operative e la progettazione del sistema.

Anche l'aspetto della durabilità è un aspetto essenziale. Pertanto, le caratteristiche prestazionali degli elettrolizzatori PEM, che includono una finestra di temperatura operativa limitata e pressioni moderate, rendono tale tecnologia particolarmente adatta a soddisfare in modo flessibile le esigenze di applicazioni che richiedono diverse potenze, garantendo praticità ed efficacia.

Dall'analisi del mercato si è selezionato un elettrolizzatore PEM, scelto perché valutato idoneo all'applicazione prevista nel progetto. ,

Esso un generatore per la produzione di idrogeno direttamente alla pressione di 30 bar, e con caratteristiche qualitative (purezza) da rendere il gas immediatamente utilizzabile. In figura 15 è illustrato lo schema dell'elettrolizzatore.

Gli aspetti di interesse che caratterizzano tale componente sono:

- la sicurezza: essa è garantita dall'elevato standard tecnologico dei sistemi adottati, ma soprattutto dal fatto che non c'è nessun accumulo di gas (il gas viene prodotto solo nella quantità e nel momento della richiesta) ed inoltre la produzione avviene a bassa pressione.



Figura 15. Modello modulo elettrolizzatore PEM

- l'ecologia: essa è garantita dalla natura stessa del processo che non ha residui o sottoprodotti di scarico; è un sistema statico e non rumoroso che non richiede altro che energia elettrica ed acqua distillata (la molecola dell'acqua viene scomposta in idrogeno e ossigeno, e l'eventuale combustione durante l'utilizzo produce esclusivamente vapore d'acqua).

- la qualità costante del gas: essa è garantita poiché il processo è controllato da sensori ed analizzatori permanenti.

- l'efficienza: essa è nel range 5.5- 6 kWh/Nm³.

Le caratteristiche tecniche dell'elettrolizzatore sono riportate nella figura 16.

TAB. A		ALIMENTAZIONE ELETTRICA		
		SIRIO 500 BP / AP (mod. D)	SIRIO 750 BP / AP (mod. D)	SIRIO 1000 BP / AP (mod. D)
1	Alimentazione	3x400 Vac + N		
2	Frequenza	50 Hz		
3	Potenza nominale (kW)	30 / 32	45 / 48	55 / 60
4	Corrente nominale (A)	55 / 60	80 / 85	100 / 110
5	Protezione di linea (A) (Magn.termico diff. curva D o fus. AM)	60 / 64	85 / 90	100 / 110
6	Min.sezione cavi di linea (mmq)	25 / 25	50 / 50	50 / 50

TAB. B		PRODUZIONE IDROGENO		
		SIRIO 500 BP / AP (mod. D)	SIRIO 750 BP / AP (mod. D)	SIRIO 1000 BP / AP (mod. D)
1	Pressione max (bar)	15 / 30	15 / 30	15 / 30
2	Purezza	>99.9999%		
3	Dew-Point (°C)	<-12 mod. N <-65 mod. D	<-12 mod. N <-65 mod. D	<-12 mod. N <-65 mod. D
4	Capacità (Nm ³ /h)	5.0	7.5	10.0

TAB. C		CONDIZIONI AMBIENTALI	
1	Temperatura (compresa tra)	5 ÷ 35°C	
2	Umidità relativa (compresa tra)	20 ÷ 80%	
3	Max altitudine (prod. nominale)	1000 m.s.l.m.	
4	Rumorosità (emissione)	< 72 dBA	

TAB. D		DIMENSIONI E PESI		
		SIRIO 500 BP / AP	SIRIO 750 BP / AP	SIRIO 1000 BP / AP
1	Dimensioni LxPxH (mm)	1200x2000x2000		
2	Peso a secco (kg)	~1100	~1200	~1300

TAB. E		ACQUA BI-DISTILLATA		
		SIRIO 500 BP / AP	SIRIO 750 BP / AP	SIRIO 1000 BP / AP
1	Conducibilità massima (µS/cm)	0,2		
2	Consumo (Lt/h)	5	7	10
3	Serbatoio interno (Lt)	120		

Figura 16. Caratteristiche tecniche dell'elettrolizzatore PEM scelto

Il sistema ha un'interfaccia grafica (figura 17) che consente di monitorarne il funzionamento e i principali parametri operativi.



Figura 17. Interfaccia grafica di gestione e controllo

Nello specifico è possibile monitorare:

- Pressione gas uscita
- Corrente cella
- Pressione H₂
- La percentuale di produzione gas del generatore
- Temperatura Cella
- Ore dall'ultima manutenzione
- Ore produzione
- Vita generatore

3.2.2 Accumulo idrogeno

Per l'accumulo idrogeno è stato scelto di utilizzare la tecnologia degli idruri metallici. Nello specifico sono stati analizzati diversi tipi di idruri che possono essere utilizzati in base alla loro capacità di assorbimento di idrogeno, alla disponibilità sul mercato e ai costi. Le proprietà di tali materiali sono caratterizzabili mediante diagrammi pressione-composizione-temperatura (PCT) che riportano l'andamento della pressione rispetto alla composizione durante i cicli di idrogenazione (H) e deidrogenazione (D) secondo isoterme. Generalmente, il processo H/D per tali idruri metallici segue un ciclo d'isteresi, fenomeno che si attribuisce all'espansione della matrice durante l'idrogenazione, la quale induce una deformazione plastica. Quando viene rilasciata una minima quantità di idrogeno, la struttura si rilassa e il desorbimento procede ad una pressione inferiore. La struttura delle curve H/D è determinata dal processo di idrogenazione. L'idrogeno diffonde all'interno della struttura cristallina del metallo e si colloca negli interstizi disponibili.

Le valutazioni effettuate hanno individuato come tipo di idruro idoneo al progetto Hydralloy C5 (figura 18) che ha una dimensione della polvere nel range 0-2 mm.



Figura 18. Polvere di Idruro metallico Hydralloy C5

L' Hydralloy C5 è una lega metallica che presenta una struttura AB2 e la sua formulazione chimica è $\text{Ti}_{0.95}\text{Zr}_{0.05}\text{Mn}_{1.46}\text{V}_{0.45}\text{Fe}_{0.09}$. Questo materiale presenta un range di temperatura tra i 5 e i 50 °C per pressioni da 3 a 30 bar; queste caratteristiche rendono tale lega particolarmente adatta per applicazioni in ambito di mobilità e per sistemi di stoccaggio integrati con elettrolizzatori (la cui pressione di esercizio è proprio sui 30 bar). La sua capacità gravimetrica si attesta intorno all'1.8wt%, mostrando inoltre buona stabilità e una cinetica sufficientemente elevata, caratteristiche che la rendono una tra le migliori alternative disponibili sul mercato. Di contro, come anticipato, il suo costo è relativamente alto all'interno del panorama degli idruri metallici, vale a dire 60-80 euro/kg. Nella Figura 19 si mostrano le curve di equilibrio PCT relative a questa lega.

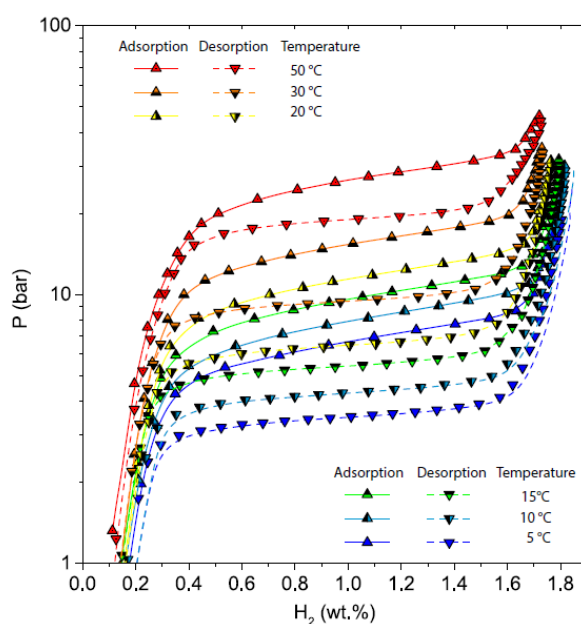


Figura 19. Curve PCT di equilibrio per l'Hydralloy C5®

Le polveri di Hydralloy C5 sono utilizzate per il riempimento di serbatoi metallici progettati e sviluppati nel progetto.

3.2.3 La cella a combustibile PEM

La scelta della cella a combustibile è chiaramente orientata alla tecnologia delle celle a membrana polimerica (PEM) in quanto sono la tecnologia più matura, ed hanno una vasta disponibilità di taglie.

Le celle PEM offrono diversi vantaggi quali: un impatto ambientale nullo sia per le emissioni gassose (se alimentate con idrogeno puro) che per l'inquinamento acustico, un ottimo rapporto potenza peso, una temperatura di funzionamento bassa e quindi una facilità di gestione delle fasi di startup, shutdown e variazioni di carico e una buona efficienza. Sulla base di queste proprietà le PEM si prestano ad essere impiegate in numerose applicazioni e, in particolare, per le piccole utenze e per i sistemi di storage dell'energia elettrica.

Per la realizzazione del prototipo del sistema di energy storage è stata utilizzata una cella PEM le cui caratteristiche la rendono idonea all'applicazione richiesta (figura 20). Tale componente è già presente presso l'Università di Napoli Parthenope, che lo ha reso disponibile per il progetto. In figura 21 sono illustrate le caratteristiche e le prestazioni della FC.

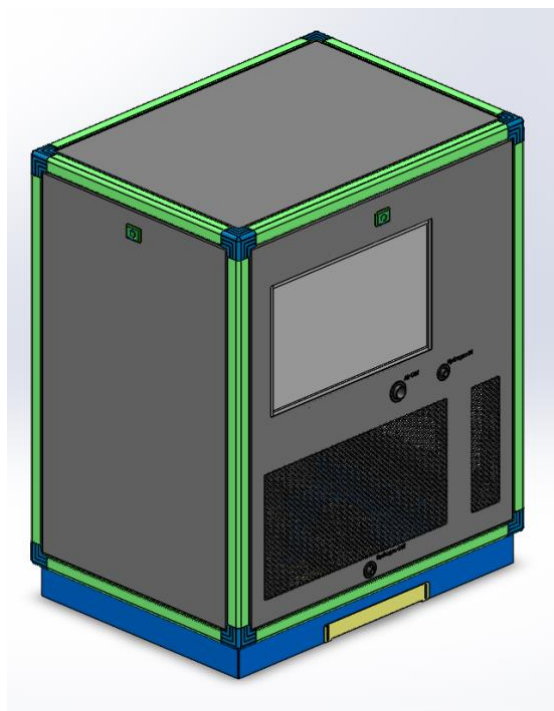


Figura 20. Modulo della FC

TECHNICAL FEATURES		
Performance		
Single Stack Voltage	V	72-40 VDC
Stack Gros power	kW	5,6 Bol
Stack net power	kW	4,8 Bol
Estimated NET efficiency at 5 kW	%	48 Bol
Operating modes		Automatic
Start-up Time		10 second to 50% of the load
Routine Maintenance Intervals		500 hr
Locations		
Operating Temperature	°C	+5 to 40
Storage Temperature	°C	In wet conditions Above 0
Noise		67 dBA @ 1 m
Hydrogen Supply		
Hydrogen Grade		SAE J2719
Inlet pressure	Barg	9
Mass flow		Recirculation anode exhaust
Anode stoichiometric ratio		1
Air Supply		
air		Filtered air
Inlet pressure		0,4 Barg
Mass flow		Open cathode
Cathode stoichiometric ratio		1,8
Cooling		
mass flow	Lt/min	24
Water cooled	T °C	60-70
Circuit type		Closed circuit with recirculating pump
Water requirements		DI (< 5 µS/cm) – External water only required for initial fill
Composition		50% demi water 50% glycol FC grade
Interfaces		
Communication		Can Bus RS 232 RS 485
Operating condition		
Operating temperature	°C	-20 °C / +50°C
Storing temperature	°C	0 °C / + 45°C
Derating when operating at lowest /highest operating temperatures	%	80 of nominal power

Figura 21. Caratteristiche e prestazioni della PEMFC

In figura 22 è illustrato l'andamento della portata di idrogeno al variare del carico della cella a combustibile e in figura 23 è possibile visualizzare la curva di polarizzazione dello stack dichiarata dal costruttore.

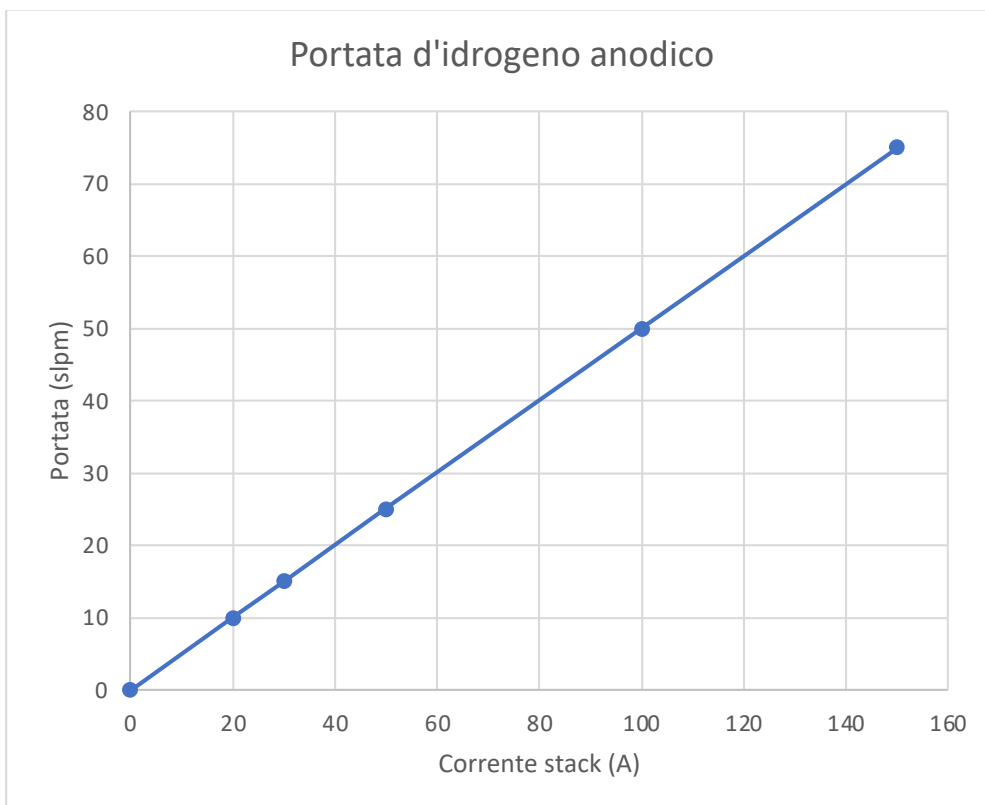


Figura 22. Portata di idrogeno al variare della corrente di stack

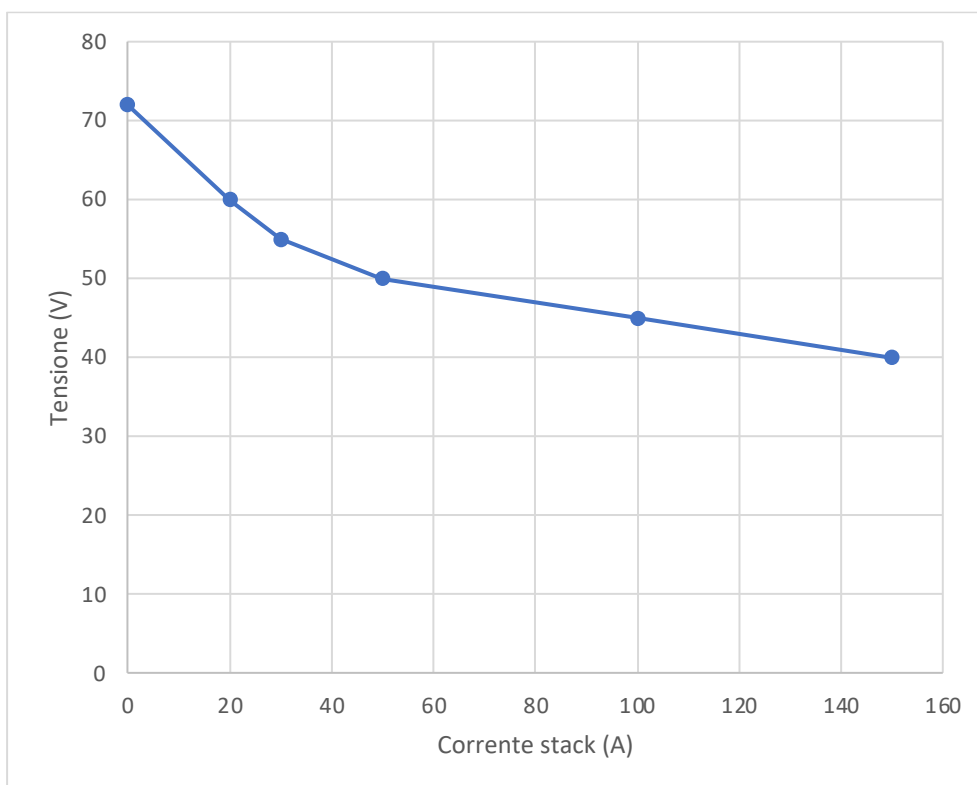


Figura 23. La curva di polarizzazione dello stack

3.3 Definizione dell'architettura

La definizione dell'architettura è basata su un approccio modulare che consente al sistema sviluppato di soddisfare utenze diverse, semplicemente integrando più moduli in parallelo nel caso di impianti a fonte rinnovabile di taglia maggiore. Il sistema di energy storage è costituito da: a) un elettrolizzatore PEM che consente di raggiungere una purezza dell'idrogeno del 99.99%, b) un sistema di accumulo idrogeno con idruri metallici operanti a basse pressioni (max 30 bar) e temperature, c) una cella a combustibile PEM per la produzione di energia elettrica, d) un convertitore di interfaccia rete, e) un sistemi di gestione e controllo per l'ottimizzazione del funzionamento in tutte le condizioni operative, f) sistemi ausiliari necessari per la sua installazione non solo in configurazione grid-connected, ma anche stand-alone.

La presenza della cella PEM consente al sistema di storage progettato di passare dalla modalità "power to fuel" (es. condizione operativa richiesta in impianti on-site di rifornimento idrogeno) alla modalità "power to power" (accumulo di energia elettrica rinnovabile e produzione di energia elettrica in tempi diversi dalla disponibilità della fonte rinnovabile). La configurazione del modulo di energy storage è schematicamente illustrata in figura 24.

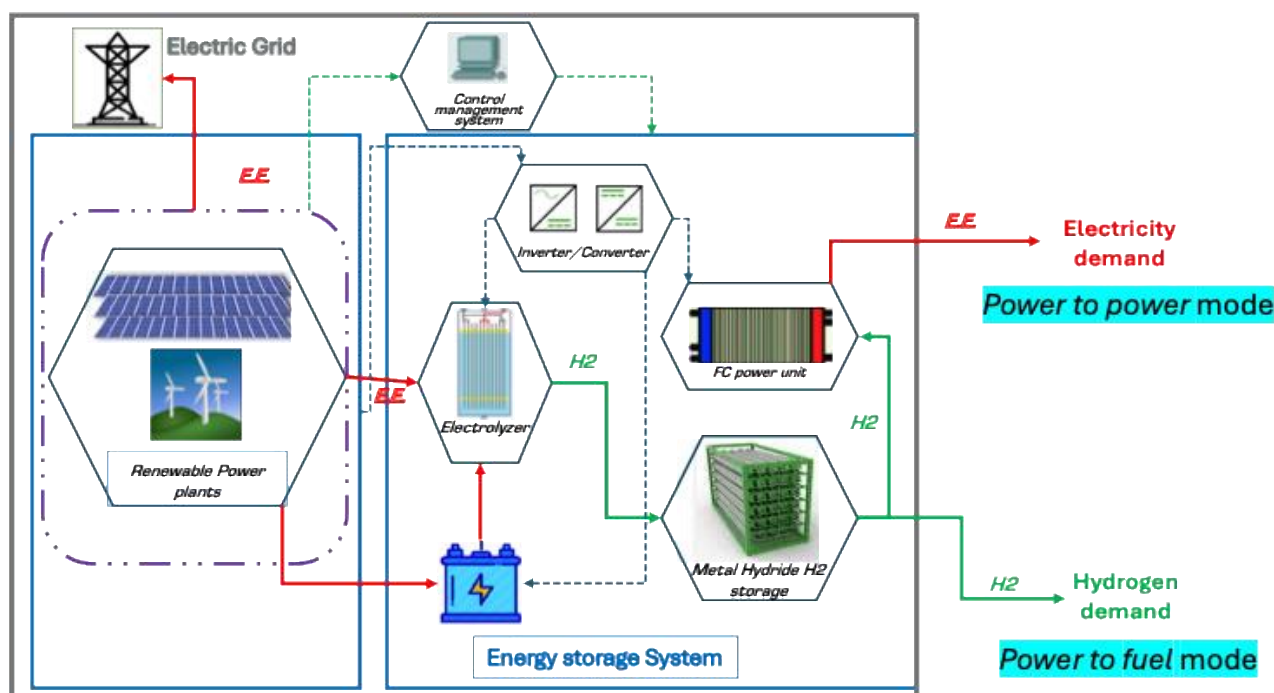


Figura 24. Configurazione del sistema di Energy storage

Dalla figura è possibile osservare che il sistema di energy storage è progettato per produrre solo idrogeno green. Infatti, l'impianto a fonte rinnovabile è collegato all'elettrolizzatore per la produzione di idrogeno. Il surplus dell'energia elettrica non utilizzata dall'elettrolizzatore è esportato in rete. L'idrogeno prodotto alla pressione di 30 bar (come da specifica dell'elettrolizzatore scelto) è stoccato nel sistema di accumulo con idruri metallici senza la necessità di un sistema di compressione intermedio.

Nel caso di modalità operativa "power to fuel" l'idrogeno è direttamente a disposizione per l'utility, nel caso di modalità operativa "power to power" l'idrogeno viene inviato nella FC per la produzione di energia elettrica. Il sistema, inoltre, è dotato della necessaria unità di controllo e gestione.

4 Sviluppo, realizzazione e testing del sistema di energy storage

Il prototipo è stato costruito secondo criteri di modularità e facilità di installazione e integrazione. La progettazione ha seguito un approccio sistemico, mirato a garantire la coerenza funzionale tra i diversi sottosistemi e a massimizzare l'efficienza complessiva del ciclo power-to-fuel-to-power. L'architettura del prototipo prevede l'integrazione di un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno a partire da energia elettrica rinnovabile, un modulo di accumulo basato su idruri metallici e una fuel cell PEM destinata alla riconversione dell'idrogeno in energia elettrica. La figura 25 illustra i principali componenti per lo sviluppo del prototipo del sistema di energy storage.



Figura 25 – Componenti presso i laboratori del centro di ricerca di ATENA.

A questi sottosistemi principali si affiancano i convertitori di potenza necessari per l'interfacciamento con la rete o con carichi stand-alone, sistemi di gestione termica per il controllo attivo delle temperature dei serbatoi e della cella a combustibile, e una sensoristica diffusa per il monitoraggio in tempo reale dei parametri di processo. Per migliorare la gestione dinamica della produzione da fonte rinnovabile, è stato previsto come sistema ausiliare un pacco batterie a ioni di litio. Tale scelta consente di stabilizzare il funzionamento dell'elettrolizzatore nei momenti di rapida variazione dell'irraggiamento solare.

In figura 26 è illustrata l'interfaccia grafica del sistema per la gestione del prototipo che è stata sviluppata per consentire di visualizzare il funzionamento del sistema durante le attività di testing, in termini di scambi di energia tra PV, elettrolizzatore, batteria, rete elettrica, cella a combustibile e carico dell'utility.



Figura 26 – Interfaccia grafica del sistema per la gestione del prototipo con i relativi scambi di energia.

4.1 Sviluppo di innovativi serbatoi ad idruri metallici

La fase di progettazione e sviluppo del serbatoio ad idruri metallici, integrato con il sistema di *thermal management*, si è avvalsa della modellazione numerica che ha consentito di individuare la geometria ottimale del serbatoio nell'ottica di migliorare i processi di riempimento e rilascio dell'idrogeno.

Il sistema di condizionamento termico sviluppato è basato sul concetto di fornire o sottrarre calore internamente al serbatoio in base ai processi endotermici ed esotermici delle fasi di assorbimento e desorbimento. Ciò è stato realizzato prevedendo il passaggio di un fluido termovettore (acqua) all'interno del serbatoio stesso, sulla scorta delle capacità termiche delle sostanze in gioco. Pertanto, la configurazione con serpentina a spirale a doppia elica, risultando quella ottimale dall'analisi numerica, è stata realizzata scegliendo come materiale il rame.

In figura 27 è illustrata la serpentina sviluppata e costruita in base alle specifiche di progetto con riferimento alle dimensioni del serbatoio, come descritto nel report "Sviluppo di modelli numerici per i singoli componenti e per il sistema di energy storage".



Figura 27 – Spirale integrata nel serbatoio con idruri metallici

Il serbatoio, di forma cilindrica, è stato realizzato in acciaio ASTM A106 ed è stato sottoposto a calcolo strutturale per verificare la resistenza alle pressioni di esercizio (50 bar). Nella

soluzione individuata l'idrogeno viene prelevato o immesso nella parte superiore del serbatoio mediante valvola a solenoide multifunzione dotata di elemento di sfiato, sensore di temperatura, limitatore di flusso e filtro 50 micron. Per evitare il rilascio di polvere di idruro dal serbatoio durante le fasi di manutenzione o scarica del serbatoio, è stato installato un ulteriore filtro 0.5 micron.

Le attività precedenti all'utilizzo del serbatoio hanno previsto la fase di attivazione dell'idruro metallico. Tale fase consiste nel trattamento del materiale attraverso cicli di idrogenazione e deidrogenazione controllati, al fine di aumentare la capacità di assorbimento e rilascio dell'idrogeno e garantire le prestazioni ottimali del sistema. Il processo ha portato ad una concentrazione massima di idrogeno prossima a quella attesa, nominale.

4.2 Il prototipo di energy storage in ambiente operativo

La realizzazione del prototipo è stata curata da ATENA, con la supervisione scientifica dei ricercatori dell'Università degli Studi di Napoli "Parthenope". L'attività ha previsto l'integrazione di componenti sviluppati ad hoc o messi a disposizione da entrambe le strutture, insieme a dispositivi forniti da ENEA, secondo una logica di co-progettazione tecnica basata su contributi complementari. In particolare, l'Università Parthenope ha fornito i moduli a fuel cell PEM disponibili nei propri laboratori, oltre a garantire supporto tecnico per la modellazione e la definizione dei parametri funzionali del sistema. ATENA si è occupata della progettazione e realizzazione dei serbatoi a idruri metallici, mentre ENEA ha contribuito con l'elettrolizzatore – selezionato sulla base delle analisi comparative condotte nella fase iniziale del progetto – e con le polveri di idruri metallici.

Il sistema prototipale è stato assemblato e testato presso il centro di ricerca di ATENA, in un'area dedicata e dotata delle infrastrutture necessarie per l'esecuzione di prove in condizioni operative reali. L'impianto è stato integrato con le infrastrutture esistenti del centro, in particolare con il campo fotovoltaico da circa 80 kW di potenza di picco, permettendo così la sperimentazione del sistema in un contesto rappresentativo della produzione da fonte rinnovabile non programmabile.

Sono state sperimentate entrambe le modalità operative:

- **Power-to-Power (P2P):** per alimentare i carichi del centro ricerche ATENA durante le ore di assenza di produzione fotovoltaica;
- **Power-to-Fuel (P2F):** per produrre, quando possibile, almeno 10 kg di idrogeno destinati al rifornimento dei veicoli a idrogeno in fase di test presso il centro (trattore portuale, biciclette, scooter e sala prova dinamica).

Gli andamenti relativi all'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico e dalla cella a combustibile, all'energia assorbita dall'elettrolizzatore, ai cicli di carica e scarica della batteria, all'energia elettrica prelevata e immessa nella rete, nonché alla richiesta dell'utenza del centro, sono illustrati nella tabella di riepilogo e nelle figure seguenti, elaborate sui dati acquisiti presso il centro ATENA. Sono inoltre riportati i grafici riferiti a una giornata tipo per ciascun mese e i diagrammi mensili complessivi.

Month	Photovoltaic [kWh]	Load [kWh]	Electrolyzer [kWh]	Fuel Cell [kWh]	Battery [kWh]	Grid in [kWh]	Grid out [kWh]	H2 from PEL [kg]	H2 to Vehicle [kg]	H2 to FC [kg]
mar-24	1.348,63	1.459,40	237,24	22,75	16,54	342,31	0,51	3,83	-	1,37
apr-24	3.796,43	1.538,46	2.271,91	15,82	0,85	-	1,03	36,64	27,61	0,95
may-24	9.978,59	1.530,42	8.446,35	-	1,82	-	-	136,23	138,64	-
jun-24	10.878,91	3.301,96	7.609,57	-	32,62	-	-	122,73	122,61	-
jul-24	11.393,91	7.908,98	4.046,06	485,48	28,30	134,52	87,17	65,26	42,17	29,16
aug-24	9.471,87	5.143,61	4.747,30	183,82	11,06	276,37	30,09	76,57	60,77	11,04
sep-24	7.774,60	4.009,36	3.841,40	139,86	39,84	-	23,86	61,96	51,32	8,40
oct-24	4.846,29	2.472,48	2.577,75	160,13	17,71	38,09	11,99	41,58	34,11	9,62
nov-24	4.026,38	4.086,15	954,96	136,29	24,75	922,18	18,99	15,40	12,48	8,19
dec-24	2.612,17	4.004,05	622,39	45,00	1,08	1.985,31	14,96	10,04	1,29	2,70

La tabella fornisce una visione dettagliata del comportamento energetico del sistema prototipale mese per mese, nel periodo **marzo-dicembre 2024**, mettendo in evidenza la produzione e l'utilizzo dell'energia elettrica, nonché l'impiego dell'idrogeno. Di seguito una sintesi con osservazioni chiave:

Produzione da Fotovoltaico (Photovoltaic [kWh])

Cresce sensibilmente da marzo (1.348 kWh) a luglio (11.393 kWh), in linea con l'incremento dell'irraggiamento solare, per poi decrescere nei mesi autunnali e invernali.

I picchi tra maggio e luglio permettono una produzione abbondante, utile per alimentare l'elettrolizzatore e ridurre la dipendenza dalla rete.

Carico dell'Utenza (Load [kWh])

Aumenta significativamente da marzo (1.459 kWh) a luglio (7.909 kWh), segnalando una maggiore richiesta energetica nei mesi estivi per la climatizzazione del centro.

In inverno, il fabbisogno resta comunque elevato (oltre 4.000 kWh tra novembre e dicembre).

Consumo dell'Elettrolizzatore (Electrolyzer [kWh])

Massimo a maggio (8.446 kWh) quando la produzione fotovoltaica è abbondante e la richiesta dell'utenza è ancora contenuta.

Diminuisce nei mesi invernali per scarsità di energia disponibile da fonte rinnovabile.

Cella a Combustibile (Fuel Cell [kWh])

Entra in funzione solo nei mesi con fabbisogno elevato e ridotta produzione rinnovabile (es. luglio, agosto, novembre, dicembre), contribuendo a garantire la continuità di alimentazione.

Batteria (Battery [kWh])

La batteria mostra alternanza tra carica (valori positivi) e scarica (valori negativi), con maggiore attività nei mesi estivi. Alcuni valori negativi rilevanti (es. -32,62 kWh a giugno e -28,30 kWh a luglio) indicano fasi di scarica a supporto dell'utenza.

Interazioni con la Rete (Grid in / Grid out [kWh])

Grid in: aumenti consistenti nei mesi con scarsa produzione rinnovabile (novembre: 922 kWh, dicembre: 1.985 kWh).

Grid out: esportazione limitata, legata a eccedenze occasionali, es. aprile (1,03 kWh), luglio (87,17 kWh), agosto (30,09 kWh).

Produzione e Utilizzo dell'Idrogeno

H₂ from PEL [kg]: massimo a maggio (136,23 kg) in linea con il massimo utilizzo dell'elettrolizzatore.

H₂ to Vehicle [kg]: coerente con la produzione, con picchi nei mesi estivi (giugno e luglio oltre 120 kg).

H₂ to FC [kg]: cresce nei mesi con minore produzione fotovoltaica, segnalando un utilizzo della cella a combustibile per compensare i deficit (es. dicembre: 2,70 kg).

Conclusioni

Il sistema ha privilegiato la logica **Power-to-Fuel** nei mesi primaverili ed estivi (alta produzione, accumulo di idrogeno).

Nei mesi invernali ha operato in modalità **Power-to-Power**, utilizzando fuel cell e rete per sostenere il carico.

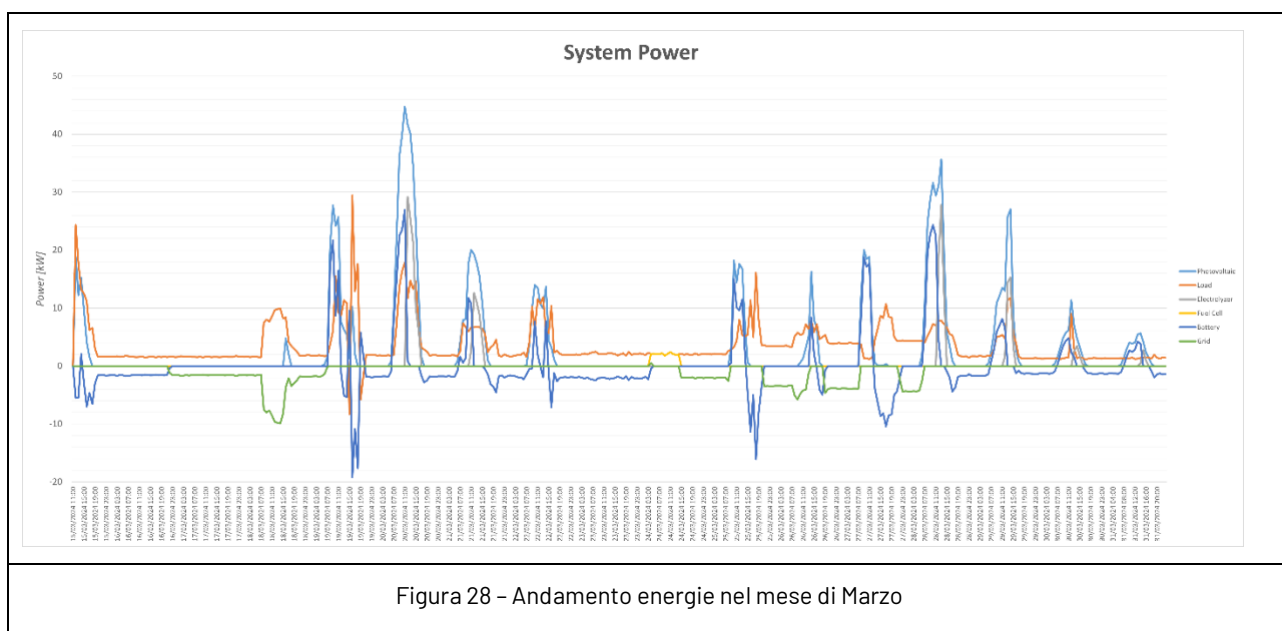
Il dimensionamento e la gestione integrata delle risorse (PV, batteria, elettrolizzatore, fuel cell, rete) dimostrano una buona flessibilità operativa.

4.2.1 Risultati operativi del mese di marzo 2024

In fig. 29 Il grafico mostra l'andamento orario della potenza (in kW) delle diverse componenti del sistema prototipale nel corso del mese di **marzo 2024**, con riferimento ai dati acquisiti presso il centro ricerche ATENA.

Linea azzurra – Fotovoltaico (PV) La produzione fotovoltaica è caratterizzata da elevata variabilità giornaliera, con picchi anche superiori ai 20 kW nei giorni più soleggiati. Tuttavia, i periodi di bassa o nulla produzione sono frequenti, indicando condizioni meteo non sempre favorevoli nel mese. La produzione complessiva è pari a 1.348 kWh.

Linea arancione – Carico dell'utenza Il profilo della domanda elettrica del centro ricerche è stabile e continuo, con assorbimenti compresi tra circa 4 e 8 kW. Questo riflette un fabbisogno costante, indipendente dalla variabilità della produzione. Il consumo totale mensile è pari a 1.459 kWh.



Linea grigia – Elettrolizzatore L'elettrolizzatore è attivato solo in presenza di surplus fotovoltaico. I suoi picchi di potenza coincidono con quelli del PV, ma i valori restano modesti (circa 2-4 kW), coerenti con il consumo energetico limitato registrato nel mese (237 kWh).

Linea gialla – Fuel Cell La fuel cell ha un funzionamento molto ridotto: sporadici picchi di potenza in fascia notturna, con erogazioni mai superiori a 2-3 kW. Questo è in linea con l'energia prodotta mensilmente dalla fuel cell (22,75 kWh), segno che non è stato necessario un ampio uso di back-up da idrogeno in questo mese.

Linea blu – Batteria Il comportamento della batteria è dinamico, con frequenti cicli di carica (potenza positiva) e scarica (potenza negativa). La batteria entra in funzione principalmente per compensare i picchi del fotovoltaico e sostenere l'utenza nelle ore di bassa produzione, ma con un ruolo energeticamente contenuto (16,54 kWh complessivi).

Interazione con la rete

Sebbene non esplicitamente rappresentata nel grafico, dai dati tabellari risulta un prelievo netto dalla rete pari a 342 kWh, a fronte di un'immissione minima (0,51 kWh). Questo conferma che il sistema ha operato prevalentemente in modalità grid-assisted, con una parziale autosufficienza solo nei giorni di maggior irraggiamento.

Nel mese di marzo, il sistema ha mostrato una limitata autonomia energetica:

- La produzione da fotovoltaico non è stata sufficiente a coprire i consumi.
- L'elettrolizzatore ha operato solo sporadicamente.
- La fuel cell è intervenuta marginalmente.
- La batteria ha svolto un ruolo complementare, ma con modesti scambi di energia.

Il mese rappresenta quindi una fase di transizione, in cui la produzione da rinnovabile è ancora condizionata dalla stagionalità e il sistema necessita di un supporto continuo dalla rete. L'analisi del grafico mostra un sistema energetico perfettamente integrato, capace di

valorizzare al massimo l'energia solare disponibile, immagazzinare l'energia in eccesso tramite batterie e idrogeno, e di garantire continuità di fornitura tramite la cella a combustibile. Il ricorso alla rete elettrica è minimo, a conferma di una configurazione orientata all'autosufficienza energetica. La fuel cell, in particolare, svolge un ruolo chiave nel colmare i vuoti di produzione fotovoltaica, consentendo la continuità dell'alimentazione e contribuendo in modo strategico alla realizzazione di un edificio a energia quasi zero (nZEB).

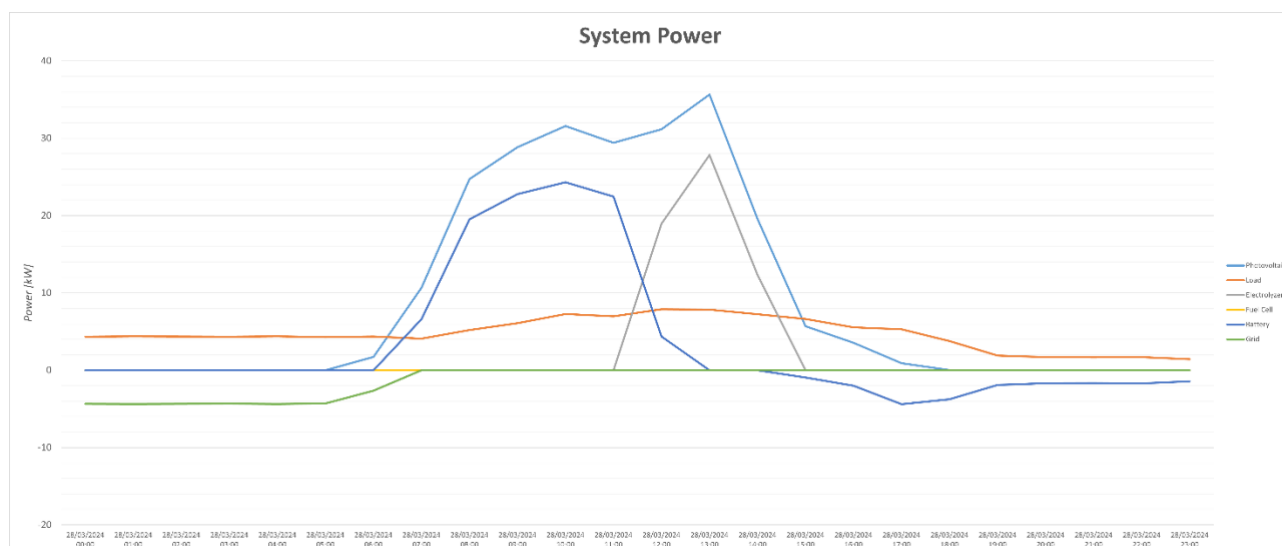


Figura 29 Andamento produzione e carichi giorno tipo marzo

Nel giorno tipo analizzato (fig. 29), il sistema ha mostrato un funzionamento efficiente e ben bilanciato. Nelle ore centrali della giornata, la produzione fotovoltaica (linea azzurra) ha raggiunto un picco superiore a 30 kW, garantendo l'autonomia energetica del centro ricerche (carico stabile tra 6 e 8 kW, linea arancione) e permettendo l'attivazione dell'elettrolizzatore (linea grigia) con potenze fino a 25 kW. In questa fase, l'energia in eccesso è stata anche parzialmente accumulata nella batteria (linea blu).

Al calare della produzione solare, la batteria ha contribuito a coprire il carico residuo nelle ore pomeridiane. Durante la notte e al mattino presto, l'energia necessaria è stata prelevata dalla rete (linea verde negativa), mentre la fuel cell (linea gialla) è rimasta inattiva per l'intera giornata perché è stata privilegiata la modalità *power to fuel*.

Il sistema ha operato in modalità completamente autonoma per oltre sei ore consecutive, dimostrando una buona capacità di gestione dell'energia prodotta localmente e un uso efficiente del surplus per la produzione di idrogeno.

4.2.2 Risultati operativi del mese di aprile 2024

Nel mese di aprile 2024 il sistema ha mostrato un comportamento molto regolare ed efficace, grazie a condizioni di irraggiamento solare particolarmente favorevoli. La produzione da impianto fotovoltaico (linea azzurra) è stata continua e ben distribuita lungo tutto il mese, con picchi giornalieri spesso superiori ai 60 kW, che coprono ampiamente sia il fabbisogno del centro sia le esigenze di accumulo e conversione.

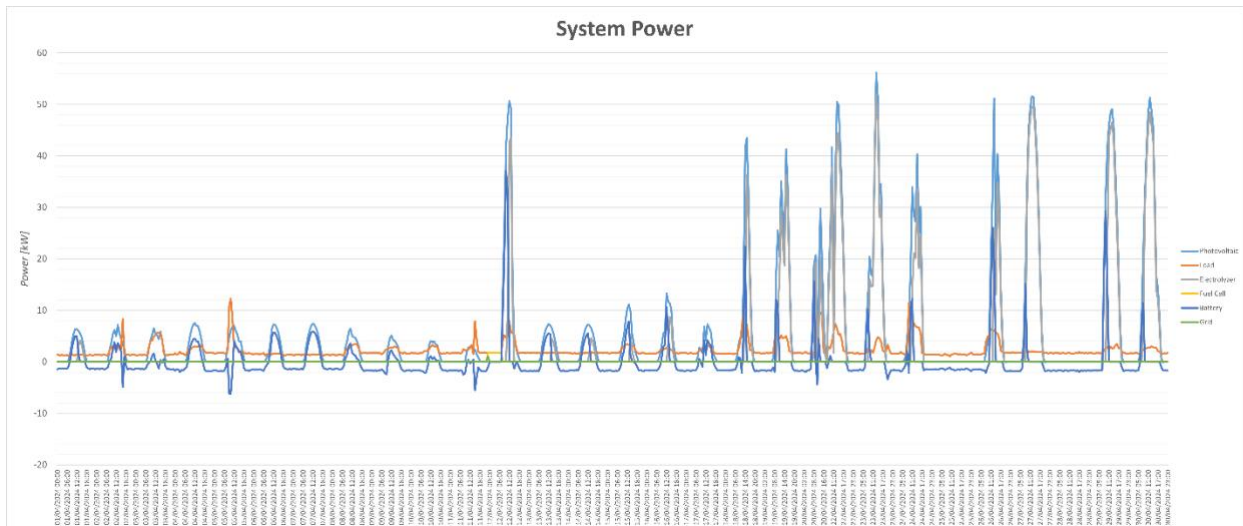


Figura 30 – Andamento energie nel mese di Aprile

Il carico del centro ricerche (linea arancione) si è mantenuto pressoché costante, oscillando tra i 5 e gli 8 kW, senza variazioni significative. In questo contesto di elevata produzione e domanda contenuta, l'energia in eccesso è stata efficacemente destinata all'elettrolizzatore (linea grigia), che ha operato quasi quotidianamente in corrispondenza delle ore centrali della giornata, con potenze anche superiori ai 30 kW. Questo ha permesso una produzione consistente di idrogeno, massimizzando l'utilizzo dell'energia rinnovabile disponibile. La fuel cell (linea gialla) non è mai entrata in funzione, segno che non si sono verificati deficit di energia tali da richiederne l'attivazione. Anche il contributo della batteria (linea blu) è stato marginale: si registrano solo lievi variazioni, a testimonianza di un uso limitato all'equilibrio istantaneo della rete interna. Infine, la linea verde – indicativa degli scambi con la rete elettrica – resta praticamente piatta per l'intero mese, segnalando una quasi totale autosufficienza del sistema e la mancata necessità di prelievi o immissioni. In sintesi, aprile rappresenta un mese di piena operatività in modalità off-grid, in cui il sistema ha espresso il massimo potenziale in termini di autoconsumo e produzione di idrogeno, senza ricorrere alla rete esterna né alla generazione da fuel cell.

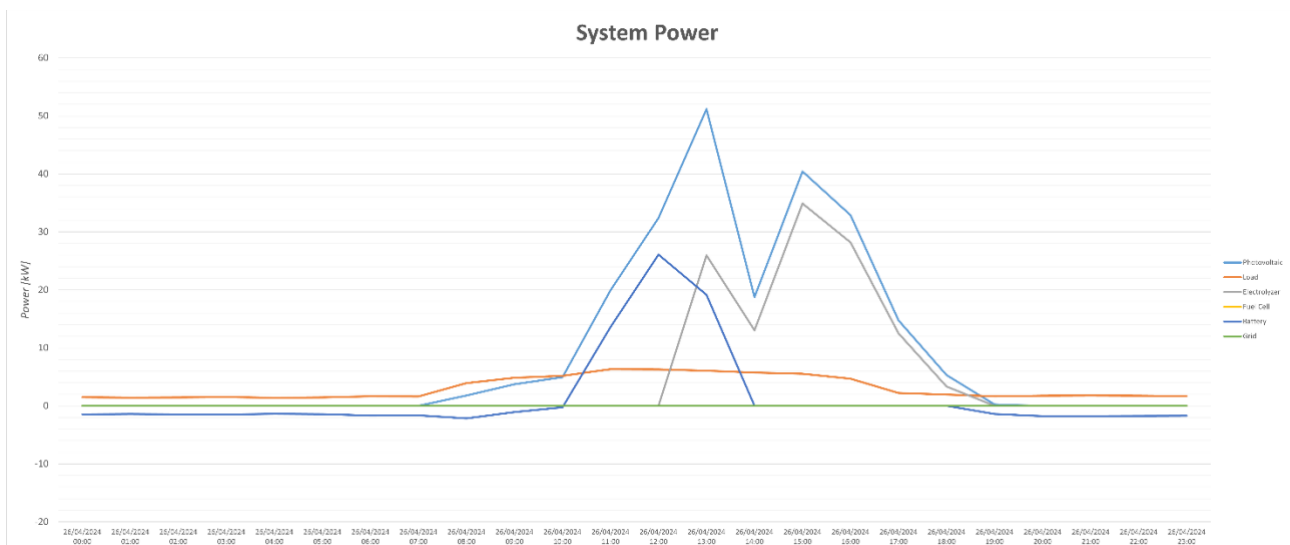
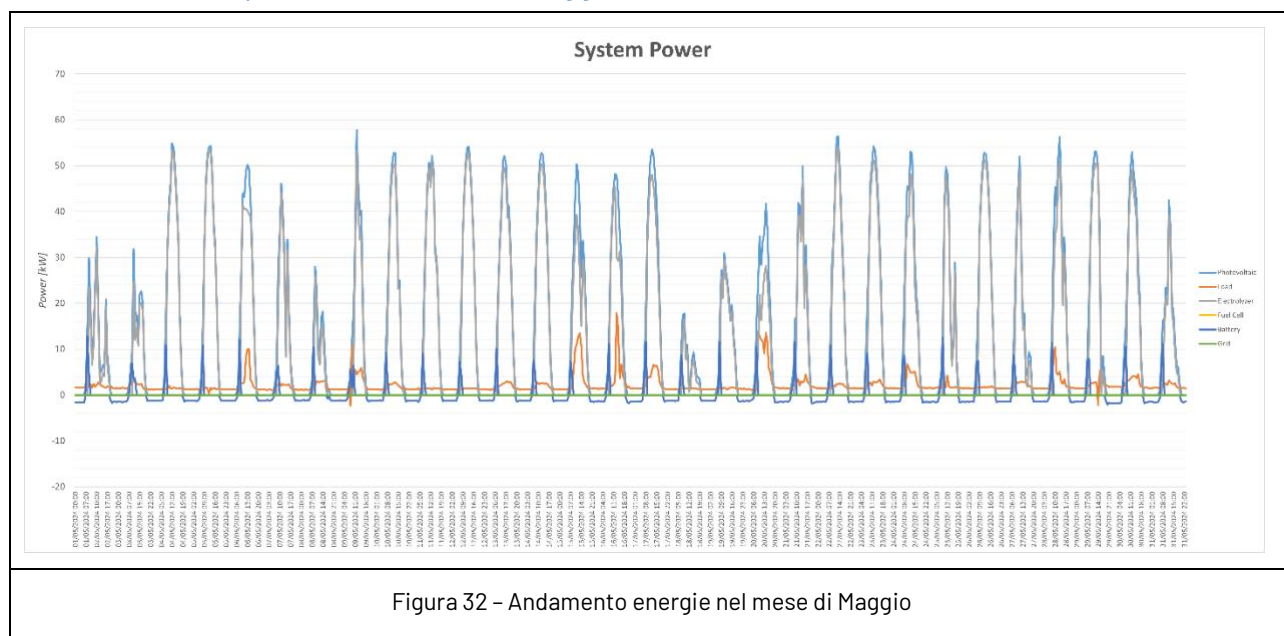


Figura 31 Andamento produzione e carichi giorno tipo aprile

Nel giorno di aprile analizzato (fig. 31), il sistema ha operato in condizioni ideali, grazie a una produzione fotovoltaica abbondante e continua. A partire dalle prime ore del mattino, l'impianto fotovoltaico ha iniziato a generare energia in modo crescente, raggiungendo due picchi significativi tra mezzogiorno e le prime ore del pomeriggio, con valori di potenza superiori ai 50 kW. Questa disponibilità ha consentito non solo di soddisfare interamente il fabbisogno energetico del centro ricerche – rimasto stabile intorno ai 7–8 kW – ma anche di alimentare l'elettrolizzatore, che ha operato in modo esteso per convertire l'energia in idrogeno.

Durante tutta la giornata non si è reso necessario alcun prelievo dalla rete elettrica, né è stato attivato il funzionamento della fuel cell. Anche la batteria ha avuto un ruolo secondario, con variazioni minime, probabilmente legate alla gestione dei transitori tra produzione e carico. Il sistema ha dunque funzionato in modalità completamente autonoma, dimostrando la piena integrazione tra produzione rinnovabile, utenza e generazione di idrogeno.

4.2.3 Risultati operativi del mese di maggio 2024



Il grafico (fig. 32) mostra l'andamento orario delle potenze elettriche all'interno del sistema durante l'intero mese di maggio 2024. Il comportamento del sistema risulta estremamente regolare, con una produzione fotovoltaica sostenuta e costante che ha consentito di operare per la quasi totalità del mese in modalità autonoma, senza ricorso alla rete elettrica né alla fuel cell.

La produzione da fotovoltaico (linea azzurra) presenta profili giornalieri ben definiti, con picchi ricorrenti superiori ai 50 kW, segno di condizioni climatiche favorevoli e buona disponibilità solare. Questa energia è stata utilizzata in primo luogo per soddisfare il carico elettrico del centro (linea arancione), stabile intorno ai 6–8 kW, e in secondo luogo per alimentare l'elettrolizzatore (linea grigia), che è risultato operativo quasi ogni giorno, con potenze che superano frequentemente i 30 kW.

L'energia in eccesso è stata in minima parte gestita dalla batteria (linea blu), che ha svolto un ruolo secondario di bilanciamento, come mostrano le leggere oscillazioni. La fuel cell (linea

gialla) non risulta attiva, in quanto l'energia disponibile da fonte solare è stata sempre sufficiente a coprire la domanda. E' stato privilegiato il funzionamento in modalità *power to fuel*. Anche la rete elettrica (linea verde) non mostra interazioni significative: non si registrano né prelievi né immissioni, confermando il funzionamento del sistema in isola energetica per l'intero mese, contribuendo in modo concreto al raggiungimento dell'obiettivo di edificio a energia quasi zero (*Net Zero Energy Building*).

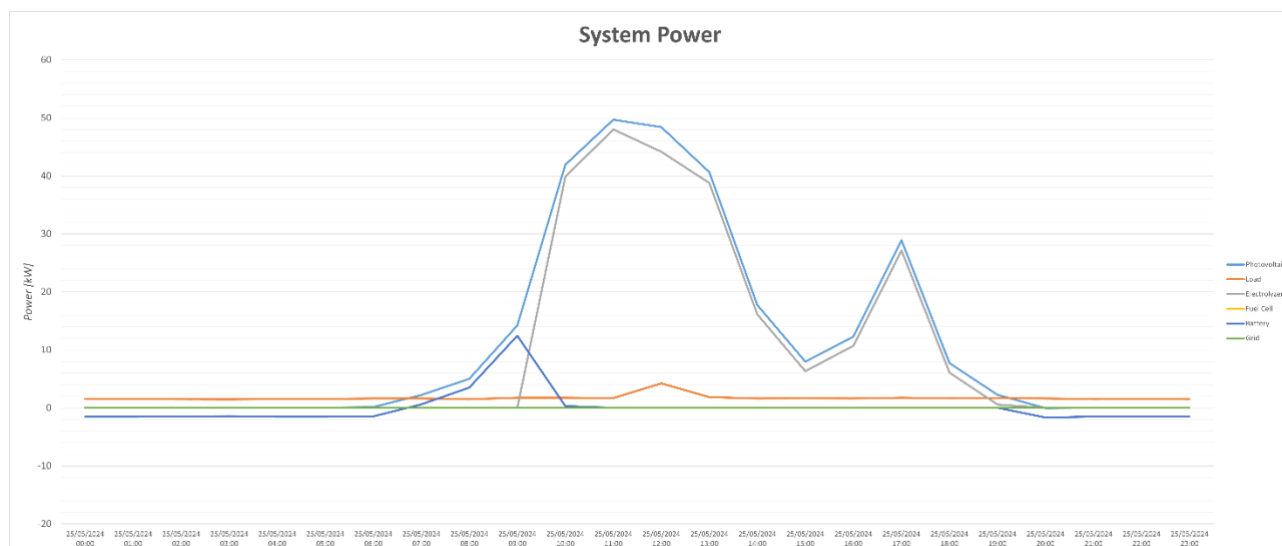


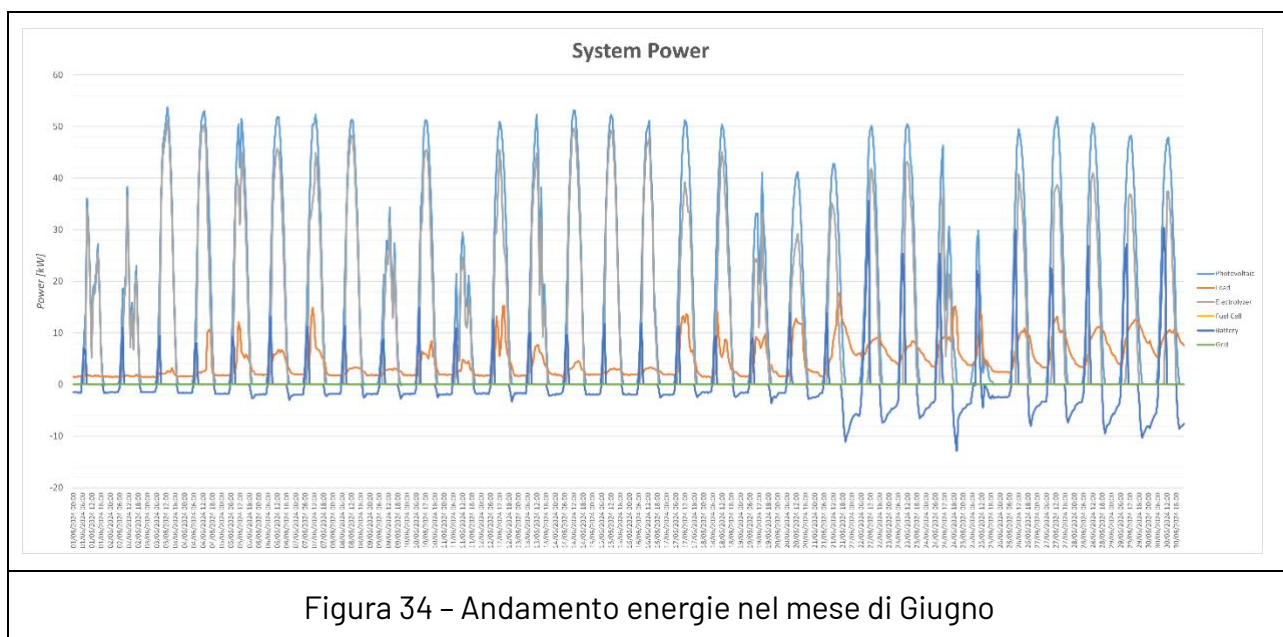
Figura 33 Andamento produzione e carichi giorno tipo maggio

4.2.4 Risultati operativi del mese di giugno 2024

Nel mese di giugno il sistema ha operato in modo efficiente e ben bilanciato, beneficiando di un'elevata produzione fotovoltaica distribuita in modo regolare lungo l'intero mese. I picchi di generazione hanno raggiunto quotidianamente i 50 kW, attivando l'elettrolizzatore per la produzione di idrogeno con potenze elevate e costanti. Anche il carico elettrico del centro ricerche ha mostrato un andamento crescente e più esteso rispetto ai mesi precedenti, con una domanda più sostenuta nelle ore centrali e pomeridiane, verosimilmente legata all'avvio dei sistemi di climatizzazione.

Accanto alla produzione e al consumo diurno, si osserva un utilizzo sistematico della fuel cell, rappresentata dalla linea gialla, attiva prevalentemente nelle ore notturne. La fuel cell ha erogato potenza a supporto del carico in assenza di produzione fotovoltaica, garantendo la continuità del funzionamento del centro ricerche e l'autonomia energetica anche nelle fasce non solari. Questo comportamento segna una differenza rispetto ai mesi precedenti, nei quali la fuel cell era rimasta inattiva o marginale, evidenziando un passaggio verso una gestione più articolata dell'energia immagazzinata sotto forma di idrogeno (*power to fuel to power*).

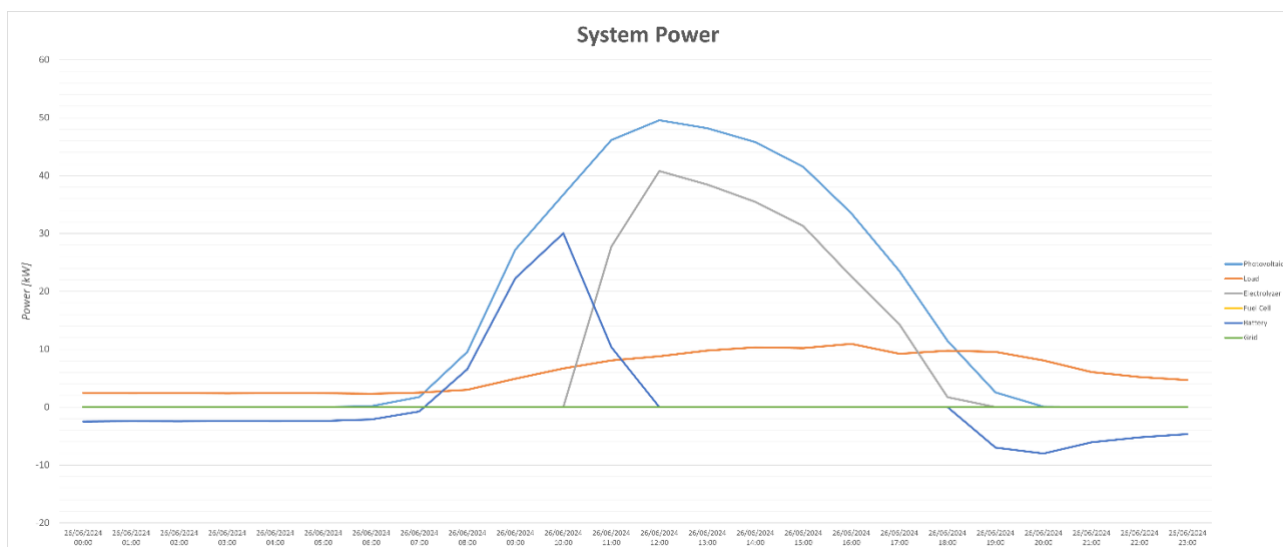
La batteria ha supportato la dinamica del sistema con cicli di carica e scarica più frequenti rispetto ad aprile e maggio, contribuendo alla stabilizzazione tra produzione e consumo. Infine, la linea verde della rete elettrica si mantiene pressoché neutra, indicando l'assenza di scambi significativi e confermando che il sistema ha operato in modo completamente autonomo per tutto il mese. In sintesi, giugno rappresenta una fase di piena maturità operativa del sistema, con tutte le componenti attive in modo coordinato: fotovoltaico, elettrolizzatore, batteria e fuel cell hanno lavorato sinergicamente per coprire i carichi e massimizzare l'autosufficienza.



Il grafico relativo a un giorno tipo del mese di giugno evidenzia un funzionamento maturo e ben bilanciato del sistema, in cui tutte le componenti principali interagiscono in modo sinergico per garantire l'autonomia energetica e la produzione di idrogeno.

La giornata inizia con un carico stabile (linea arancione), mantenuto costantemente tra i 6 e 10 kW. Nelle prime ore del mattino, la produzione fotovoltaica (linea azzurra) è assente, e il carico viene presumibilmente coperto dalla fuel cell (non visibile nel grafico, ma attiva in altri giorni del mese) e dalla batteria, che mostra una fase di scarica (linea blu sotto lo zero).

A partire dalle ore 07:00, la produzione da fotovoltaico inizia a salire rapidamente, raggiungendo un picco di circa 50 kW nel primo pomeriggio. Questa energia viene utilizzata per coprire integralmente il fabbisogno del centro e attivare l'elettrolizzatore (linea grigia), che assorbe potenze superiori ai 40 kW nelle ore centrali della giornata. Il comportamento è coerente con l'obiettivo di massimizzare la produzione di idrogeno nei momenti di surplus energetico.



Dopo le 17:00, con il calo della produzione solare, l'elettrolizzatore si disattiva progressivamente, mentre la batteria torna a scaricarsi per coprire la parte finale del carico fino alla notte. La rete elettrica (linea verde) rimane costantemente neutra, confermando l'assenza di prelievi o immissioni e dunque il funzionamento completamente in isola del sistema.

Complessivamente, la giornata mostra una gestione ottimale della produzione e del consumo, con pieno utilizzo dell'energia solare per il carico e per la produzione di idrogeno, supporto da batteria nelle fasi di transizione, e autonomia completa dalla rete esterna.

4.2.5 Risultati operativi del mese di luglio 2024

Nel mese di luglio il sistema ha operato in condizioni di piena attività, con l'impiego costante di tutte le componenti: produzione fotovoltaica, elettrolizzatore, fuel cell, batteria e interazione con la rete. Il grafico mostra una produzione fotovoltaica (linea azzurra) molto regolare e abbondante, con picchi giornalieri intorno ai 50 kW, che coprono agevolmente il fabbisogno dell'utenza nelle ore diurne.

Il carico elettrico del centro (linea arancione) risulta significativamente aumentato rispetto ai mesi precedenti, con assorbimenti giornalieri elevati e distribuiti lungo tutta la giornata, a indicare l'uso continuativo degli impianti di climatizzazione durante il periodo estivo. In queste condizioni, l'energia prodotta in eccesso viene sfruttata appieno dall'elettrolizzatore (linea grigia), che lavora in maniera intensa e pressoché quotidiana.

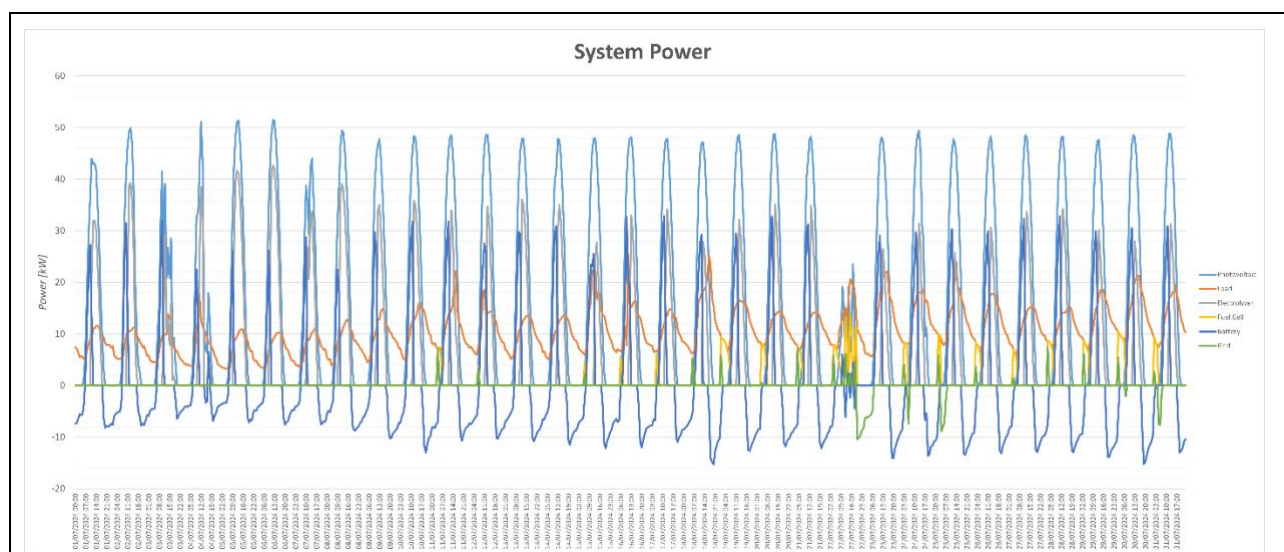


Figura 36 – Andamento energie nel mese di Luglio

A differenza dei mesi primaverili, si osserva in luglio un utilizzo sistematico della fuel cell (linea gialla), attivata durante le ore notturne per garantire la copertura dei carichi in assenza di produzione fotovoltaica. Questo comportamento riflette un equilibrio energetico più complesso, dove il sistema non solo produce idrogeno in eccesso, ma lo utilizza in modo efficiente per garantire la continuità operativa h24.

Anche la batteria (linea blu) è attivamente coinvolta con cicli giornalieri di carica e scarica, evidenziando il suo ruolo complementare nella gestione dei transitori tra produzione e carico. Infine, si registra un'interazione occasionale con la rete elettrica (linea verde), sia in ingresso

che in uscita, indicativa di una fase operativa in cui il sistema, pur mantenendo un'elevata autonomia, si apre a scambi limitati con l'esterno per bilanciare l'energia nei momenti più critici.

In sintesi, luglio rappresenta un mese di massimo carico e massima attività per il sistema, che risponde con una gestione pienamente integrata e modulare di tutte le risorse disponibili, dimostrando elevata resilienza e capacità di adattamento alle condizioni stagionali più impegnative.

Il grafico relativo a un giorno tipo del mese di luglio evidenzia un funzionamento intensivo e ben coordinato del sistema, in risposta a un carico elettrico elevato e prolungato nel tempo. Dalle prime ore del mattino fino al tardo pomeriggio, la produzione fotovoltaica (linea azzurra) cresce rapidamente, raggiungendo un picco prossimo ai 50 kW e garantendo un apporto costante di energia per buona parte della giornata.

Questa energia viene utilizzata prioritariamente per soddisfare il fabbisogno del centro ricerche (linea arancione), che si mantiene su valori più alti rispetto ai mesi precedenti, segno della piena operatività degli impianti, probabilmente legata alla climatizzazione estiva. Contestualmente, l'elettrolizzatore (linea grigia) entra in funzione per lunghi intervalli, assorbendo l'energia in eccesso per produrre idrogeno, con un profilo regolare e potenze consistenti.

Al tramonto, con la cessazione della produzione fotovoltaica, il sistema continua a garantire l'alimentazione del carico grazie all'intervento della fuel cell (linea gialla), che entra in funzione nelle ore serali e notturne. Questo contribuisce a mantenere l'autonomia del sistema senza ricorrere alla rete elettrica. La batteria (linea blu) svolge un ruolo complementare, scaricandosi nelle prime ore del mattino e ricaricandosi nelle ore centrali della giornata, quando è presente un surplus energetico.

Nel complesso, il sistema gestisce in modo pienamente autonomo l'intera giornata, coprendo sia i picchi di domanda sia le ore notturne grazie a un uso sinergico di fotovoltaico, idrogeno e accumulo elettrico. Il giorno tipo di luglio dimostra la maturità e la flessibilità del sistema nel rispondere a condizioni di massimo carico estivo.

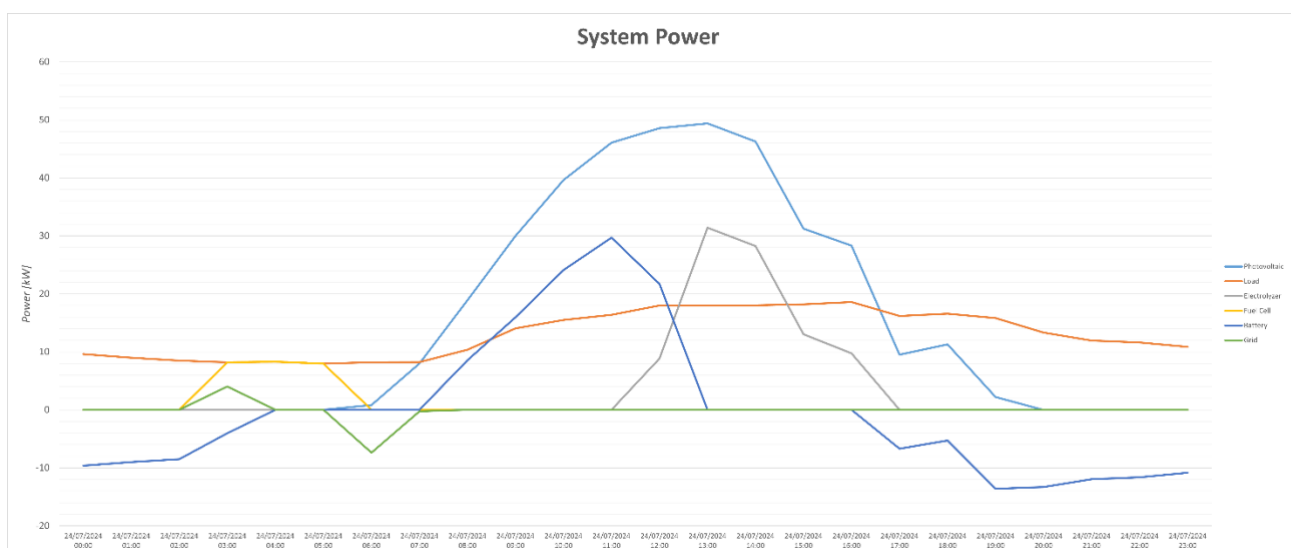


Figura 37 Andamento produzione e carichi giorno tipo luglio

4.2.6 Risultati operativi del mese di agosto 2024

Il grafico relativo al mese di agosto mostra un sistema che continua a operare in modo efficiente e prevalentemente autonomo, con una buona produzione fotovoltaica e una gestione ben distribuita delle risorse. Si notano però alcune discontinuità nella parte centrale del mese, verosimilmente coincidenti con la pausa estiva, durante la quale alcune componenti risultano meno attive o temporaneamente disattivate.

La produzione fotovoltaica (linea azzurra) si mantiene su livelli elevati e regolari per quasi tutto il mese, con picchi giornalieri intorno ai 45-50 kW. In corrispondenza di questa produzione, l'elettrolizzatore (linea grigia) risulta ampiamente utilizzato, convertendo l'energia in eccesso in idrogeno durante le ore centrali delle giornate lavorative.

Il carico del centro (linea arancione) è generalmente più basso rispetto al mese di luglio, e più regolare, a eccezione dei giorni centrali di agosto, in cui si osserva un netto calo o l'assenza totale di consumo. Questo andamento riflette la chiusura totale delle attività del centro ricerche nel periodo centrale del mese.

Durante tale fase, si evidenzia un'interruzione dell'attività dell'elettrolizzatore e l'intervento delle protezioni di sistema, che hanno probabilmente determinato anche il blocco temporaneo dell'impianto fotovoltaico, visibile come un buco nella produzione.

Si registra inoltre un uso più evidente della rete elettrica (linea verde), con alcuni episodi di prelievo e immissione, presumibilmente legati alla riduzione della domanda interna e all'energia fotovoltaica non assorbita o mal gestita nel periodo di inattività.

La fuel cell (linea gialla) torna a essere visibile nella parte finale del mese, suggerendo il ritorno a condizioni operative normali con il contributo notturno per la copertura del carico.

Nel complesso, il mese di agosto è stato caratterizzato da un funzionamento regolare nella prima e ultima parte, e da una discontinuità centrale causata dalla pausa estiva. Il sistema ha comunque garantito una buona efficienza complessiva, con capacità di adattamento alle variazioni del carico e della produzione.

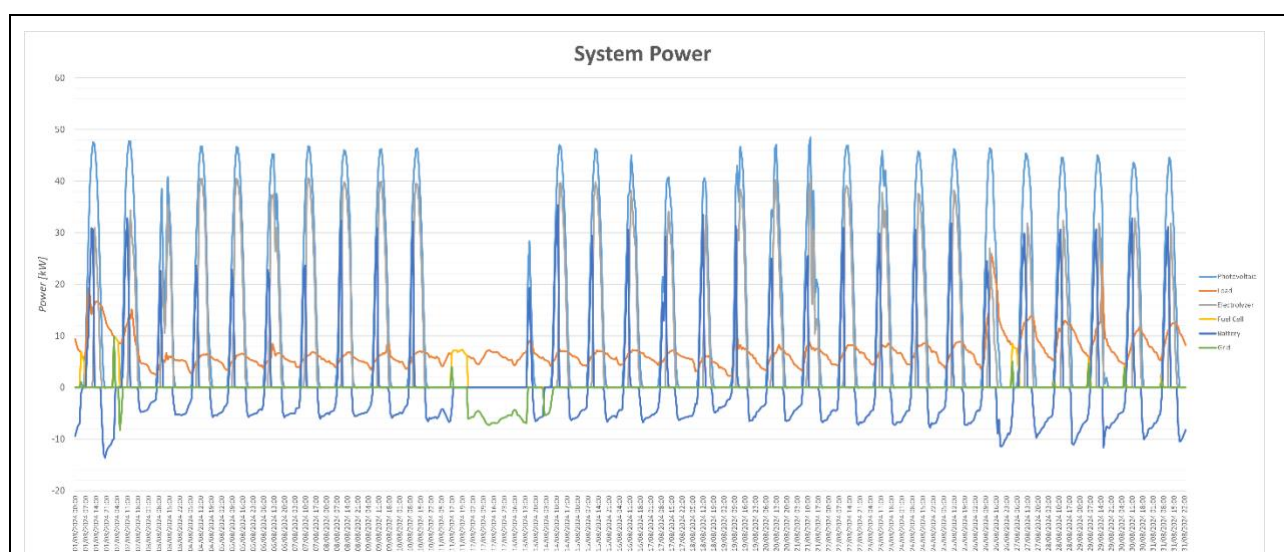


Figura 38 – Andamento energie nel mese di Agosto

Il grafico relativo a un giorno tipo del mese di agosto mostra un funzionamento bilanciato del sistema, con l'attivazione coordinata di tutte le sue componenti e una buona capacità di gestione dell'energia lungo le 24 ore.

Durante la notte, in assenza di produzione fotovoltaica (linea azzurra), il carico del centro (linea arancione) viene inizialmente coperto dalla fuel cell (linea gialla), che entra in funzione con una potenza di circa 6–8 kW. Dopo le prime ore, la batteria (linea blu) interviene, scaricandosi per sostenere il fabbisogno fino all'alba.

A partire dalle 07:00 circa, la produzione fotovoltaica aumenta rapidamente, raggiungendo un picco vicino ai 45 kW nelle ore centrali della giornata. In questo intervallo, l'energia solare è utilizzata per coprire interamente il carico e alimentare l'elettrolizzatore (linea grigia), che entra in funzione con potenze intorno ai 30 kW, convertendo l'energia in eccesso in idrogeno.

Nel pomeriggio, con il calo del fotovoltaico, l'elettrolizzatore si disattiva e la batteria torna gradualmente in scarica per contribuire alla copertura del carico residuo. La rete elettrica (linea verde) resta inattiva per tutta la giornata, confermando il funzionamento in piena autonomia.

Nel complesso, il sistema ha garantito la continuità dell'alimentazione grazie a un uso intelligente delle risorse: energia solare per la copertura del carico e la produzione di idrogeno, batteria per il bilanciamento dei transitori e fuel cell per l'alimentazione notturna. La giornata tipo di settembre conferma un funzionamento ottimale in modalità *zero energy building* con tutte le componenti attive e ben coordinate.

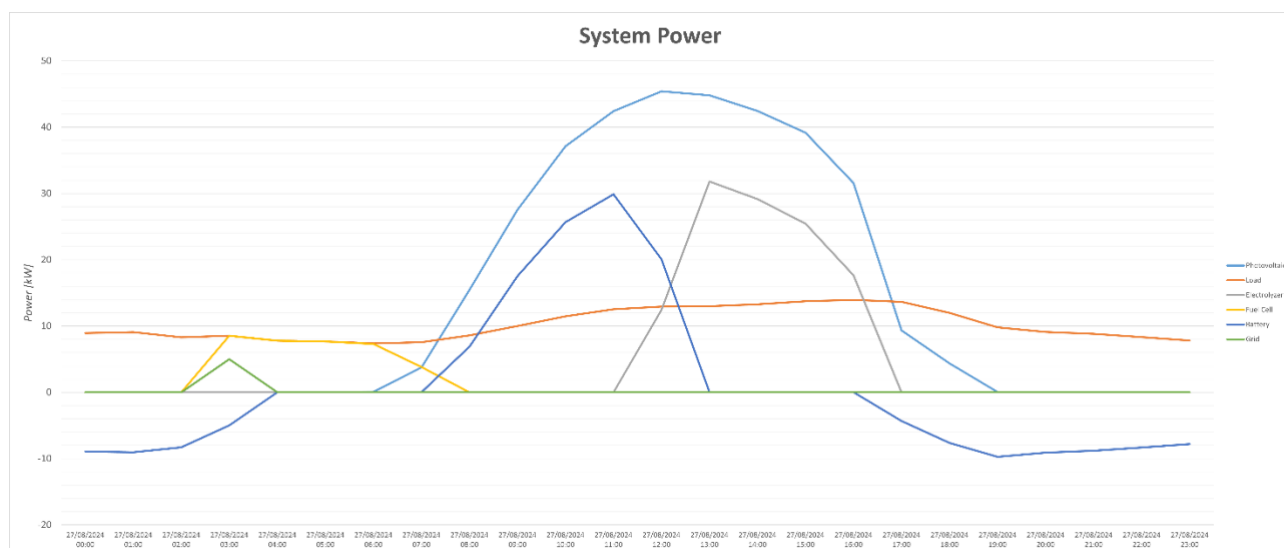


Figura 39 Andamento produzione e carichi giorno tipo agosto

4.2.7 Risultati operativi del mese di settembre 2024

Il grafico del mese di settembre mostra un sistema pienamente operativo e ben bilanciato, con un comportamento dinamico e regolare che riflette la transizione stagionale verso l'autunno. La produzione fotovoltaica (linea azzurra) si mantiene elevata e continua per tutto il mese, con picchi giornalieri attorno ai 40–50 kW. L'andamento dei cicli giornalieri evidenzia una produzione solare ancora solida, anche se con una finestra di irraggiamento leggermente più ridotta rispetto ai mesi estivi.

Il carico del centro (linea arancione) rimane stabile intorno ai 7–9 kW, senza fluttuazioni significative, segno della piena ripresa delle attività post-estive. Questo carico è coperto nelle

ore diurne dalla produzione solare, mentre nelle ore notturne si osserva un'attivazione regolare della fuel cell (linea gialla), che garantisce l'alimentazione in assenza di generazione fotovoltaica.

L'elettrolizzatore (linea grigia) è attivo nella maggior parte delle giornate, assorbendo energia durante le ore centrali per la produzione di idrogeno, compatibilmente con il surplus energetico disponibile. La batteria (linea blu) mostra una partecipazione significativa, con cicli quotidiani di carica e scarica che supportano il bilanciamento del sistema nei momenti di transizione tra produzione e consumo.

La rete elettrica (linea verde) presenta alcuni picchi di assorbimento e iniezione, concentrati per lo più nella prima parte del mese. Questi episodi indicano situazioni occasionali di squilibrio o test di gestione energetica, ma il funzionamento complessivo resta perlopiù in modalità isola, con un utilizzo limitato della rete.

In sintesi, settembre è stato un mese di operatività completa, con tutte le componenti attive: il fotovoltaico ha continuato a sostenere la produzione, l'elettrolizzatore ha convertito il surplus in idrogeno, la batteria ha fornito supporto nei momenti critici e la fuel cell ha garantito la continuità del servizio nelle ore notturne. Il sistema ha dimostrato un buon livello di autonomia e resilienza, mantenendo una gestione energetica efficiente anche in condizioni di irraggiamento progressivamente decrescente.

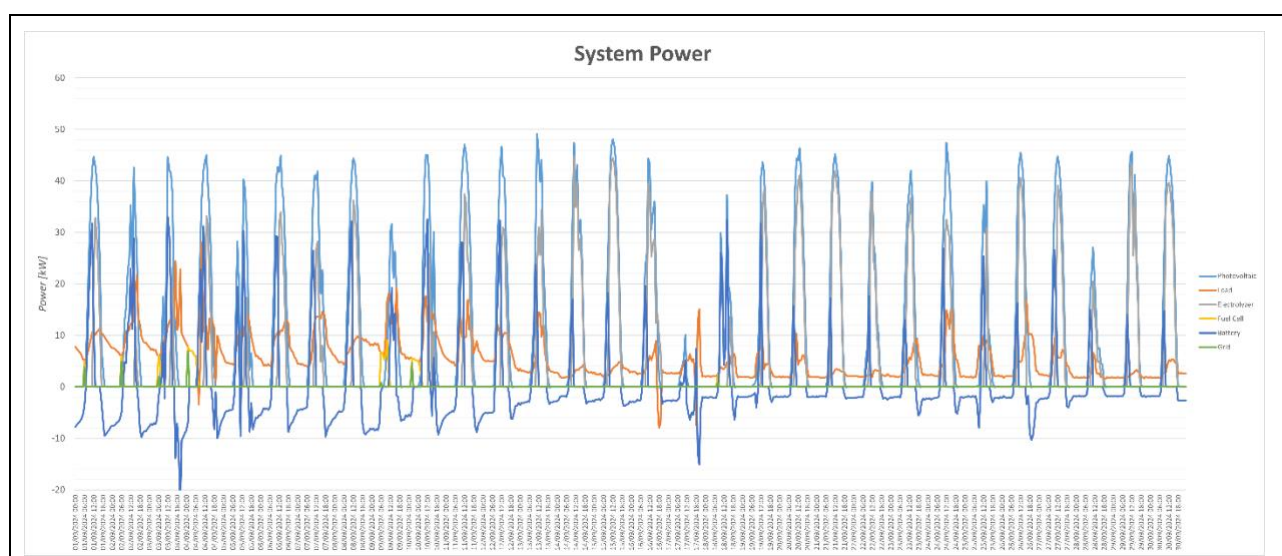


Figura 40 – Andamento energie nel mese di Settembre

Il grafico del giorno tipo di settembre mostra un sistema che opera in modo completo e integrato, con l'attivazione coordinata di tutte le sue componenti, riflettendo un buon equilibrio tra produzione, consumo e gestione dell'energia.

Nelle ore notturne, in assenza di produzione fotovoltaica (linea azzurra), il carico del centro (linea arancione) viene inizialmente alimentato dalla batteria (linea blu), che si scarica gradualmente per sostenere la domanda. In parallelo, entra in funzione anche la fuel cell (linea gialla), che fornisce un contributo di potenza costante nelle prime ore del mattino.

Con il sorgere del sole, la produzione fotovoltaica inizia ad aumentare, raggiungendo il picco nella fascia tra le 12:00 e le 14:00, con valori superiori ai 30 kW. In questa fase, la generazione

solare è sufficiente non solo a coprire completamente il carico, ma anche ad attivare l'elettrolizzatore (linea grigia), che sfrutta l'energia in eccesso per la produzione di idrogeno.

Nel pomeriggio, con il graduale calo della radiazione solare, la potenza fotovoltaica diminuisce, l'elettrolizzatore si spegne e la batteria torna a scaricarsi per garantire l'alimentazione del carico residuo fino a sera.

La rete elettrica (linea verde) resta inattiva per l'intera giornata, confermando l'assenza di scambi energetici e il funzionamento completamente in modalità isola.

In sintesi, il giorno tipo di settembre conferma l'efficienza del sistema: durante il giorno si massimizza l'uso dell'energia solare per il consumo diretto e la produzione di idrogeno, mentre nelle ore notturne la copertura è garantita da fuel cell e batteria, senza ricorso alla rete esterna.

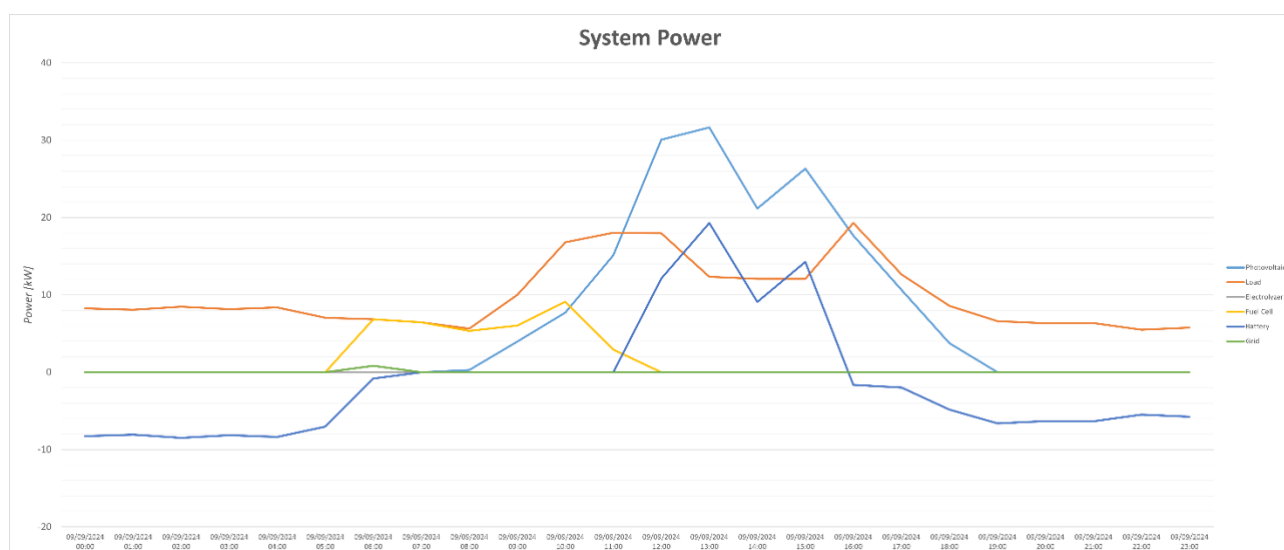


Figura 41 Andamento produzione e carichi giorno tipo settembre

4.2.8 Risultati operativi del mese di ottobre 2024

Il grafico relativo al mese di ottobre evidenzia una graduale transizione verso il periodo autunnale, con una riduzione della disponibilità solare e un funzionamento più variabile del sistema. La produzione fotovoltaica (linea azzurra) resta consistente nei primi giorni del mese, con picchi intorno ai 40-45 kW, ma diventa progressivamente più discontinua e soggetta a oscillazioni, riflettendo condizioni meteo meno stabili e giornate via via più corte.

Il carico elettrico del centro (linea arancione) si mantiene piuttosto stabile e contenuto, con valori tra 6 e 9 kW, coerenti con un'attività regolare del centro ricerche.

L'elettrolizzatore (linea grigia) risulta attivo nei giorni con maggiore irraggiamento, sfruttando i surplus energetici per la produzione di idrogeno, ma la sua operatività è più discontinua rispetto ai mesi precedenti, in linea con la minore energia disponibile. La fuel cell (linea gialla) viene attivata più frequentemente, soprattutto nella seconda metà del mese, per compensare l'assenza di produzione fotovoltaica nelle ore notturne e garantire la continuità del servizio.

La batteria (linea blu) mostra cicli giornalieri più ampi e frequenti, caricandosi nelle ore centrali e scaricandosi nelle ore di transizione e serali. Il suo ruolo si fa più critico per il bilanciamento energetico, specialmente nei giorni con bassa o nulla produzione solare.

Infine, si registra una maggiore interazione con la rete elettrica (linea verde), con episodi di prelievo e immissione più visibili rispetto ai mesi precedenti. Questi scambi indicano che il

sistema ha iniziato a fare un uso selettivo della rete come supporto in condizioni di deficit energetico.

In sintesi, ottobre è un mese di equilibrio dinamico: il sistema mantiene una buona autonomia ma inizia a fare uso più attivo delle risorse complementari (fuel cell, batteria, rete) per far fronte alla ridotta produzione da fonte rinnovabile. Il comportamento generale resta efficiente, ma più dipendente dalla gestione integrata di tutte le componenti.

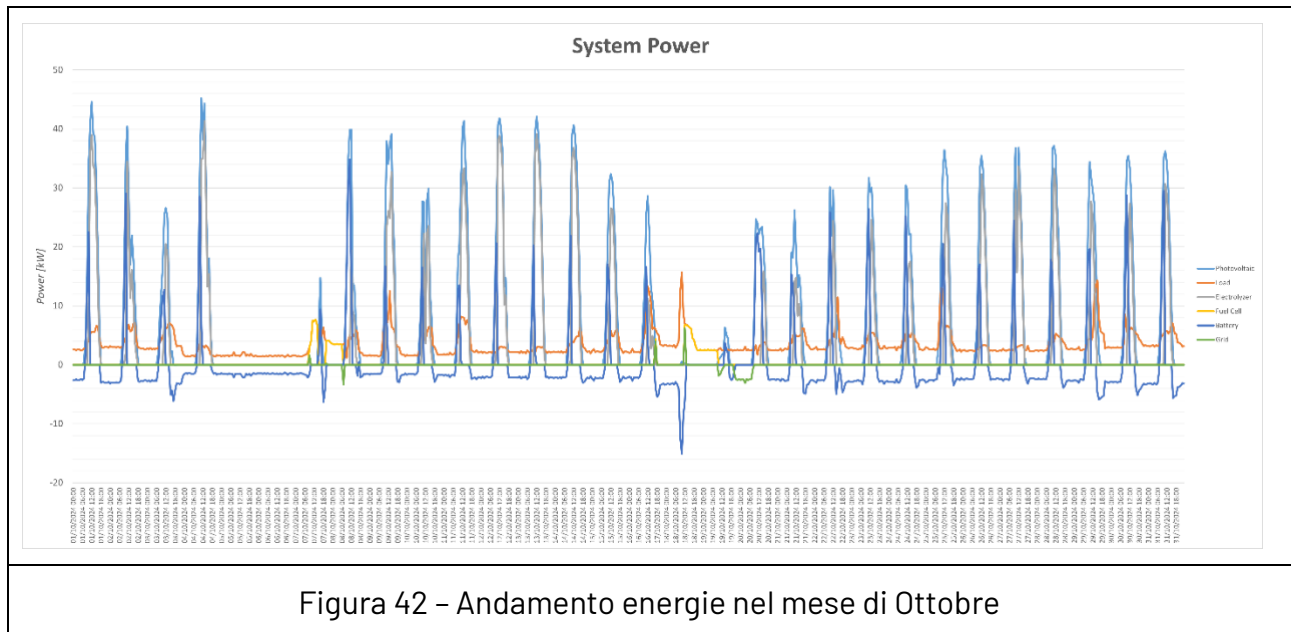


Figura 42 – Andamento energie nel mese di Ottobre

Il grafico del giorno tipo di ottobre evidenzia un funzionamento del sistema fortemente condizionato dalla scarsa disponibilità di energia solare. La produzione fotovoltaica (linea azzurra) è completamente assente per l'intera giornata, con valori pari a zero, molto probabilmente a causa di condizioni meteorologiche avverse o cielo coperto.

In queste circostanze, l'intero fabbisogno energetico del centro (linea arancione), che si mantiene costante tra i 4 e i 15 kW con un picco a metà giornata, viene soddisfatto grazie all'intervento coordinato della batteria e della fuel cell. La batteria (linea blu) si scarica progressivamente sin dalle prime ore del mattino, raggiungendo potenze negative fino a -15 kW, garantendo la copertura del carico nella prima parte della giornata.

A partire dal primo pomeriggio, la fuel cell (linea gialla) entra in funzione con un'erogazione crescente fino a circa 7 kW, contribuendo alla copertura del carico mentre la batteria continua a scaricarsi, ma in misura minore. Questo indica una gestione sinergica tra i due sistemi per fronteggiare l'assenza prolungata di generazione solare.

La rete elettrica (linea verde) resta inattiva per l'intera giornata, segno che il sistema ha mantenuto l'operatività in modalità completamente autonoma, senza ricorrere a prelievi esterni.

In sintesi, questo giorno tipo rappresenta un esempio di resilienza operativa: nonostante l'assenza totale di produzione fotovoltaica, il sistema ha assicurato la continuità del servizio

grazie al contributo combinato della fuel cell e della batteria, dimostrando la solidità della strategia di accumulo e produzione da idrogeno.

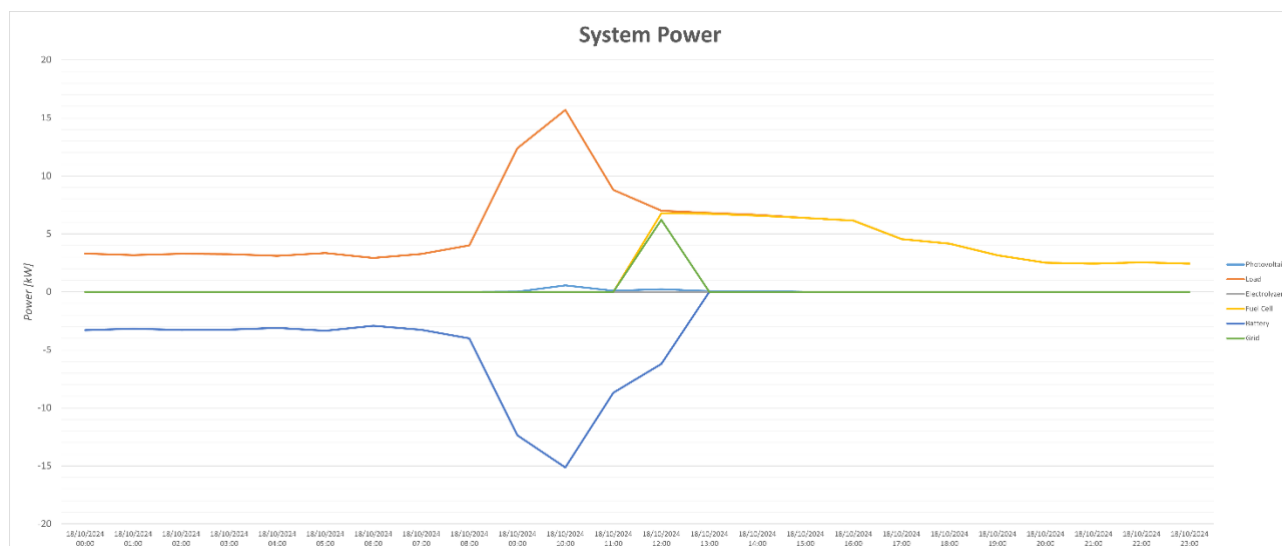


Figura 43 Andamento produzione e carichi giorno tipo ottobre

4.2.9 Risultati operativi del mese di novembre 2024

Il grafico relativo al mese di novembre evidenzia un progressivo peggioramento delle condizioni di produzione fotovoltaica, con un funzionamento del sistema fortemente condizionato dalla variabilità meteorologica e dalla ridotta durata dell'irraggiamento solare.

La produzione fotovoltaica (linea azzurra) è ancora presente quasi quotidianamente, ma con picchi più bassi rispetto ai mesi precedenti (massimi intorno ai 30–35 kW) e una maggiore discontinuità, soprattutto nella seconda metà del mese. Questo comporta un'autonomia energetica più instabile nelle ore diurne, aggravata da un carico elettrico (linea arancione) che rimane mediamente costante intorno ai 7–9 kW.

L'elettrolizzatore (linea grigia) continua a essere attivato nei giorni con maggiore disponibilità solare, ma in modo molto più sporadico e con minore intensità, riflettendo la carenza di surplus energetico per la produzione di idrogeno. Allo stesso tempo, cresce il ruolo della fuel cell (linea gialla), che viene attivata in modo selettivo nelle ore notturne o in giornate con assenza di sole, contribuendo alla continuità del servizio.

La batteria (linea blu) assume una funzione essenziale, con cicli regolari di carica e scarica che si fanno più ampi e frequenti, soprattutto in corrispondenza dei cali della produzione. Tuttavia, non sempre è sufficiente a garantire l'autonomia completa.

Un elemento significativo è l'aumento evidente degli scambi con la rete elettrica (linea verde), con frequenti episodi di prelievo, indicativi del fatto che il sistema non riesce più a coprire autonomamente l'intero fabbisogno energetico. Questi prelievi si intensificano nella seconda parte del mese, in corrispondenza di un peggioramento delle condizioni climatiche e una minore operatività dell'elettrolizzatore.

In sintesi, novembre rappresenta un mese di passaggio verso una gestione ibrida, in cui la produzione locale e l'accumulo non sono più sufficienti a garantire la piena autonomia del sistema. La gestione si sposta su un equilibrio più flessibile, che integra fonti interne e rete elettrica per mantenere la continuità operativa.

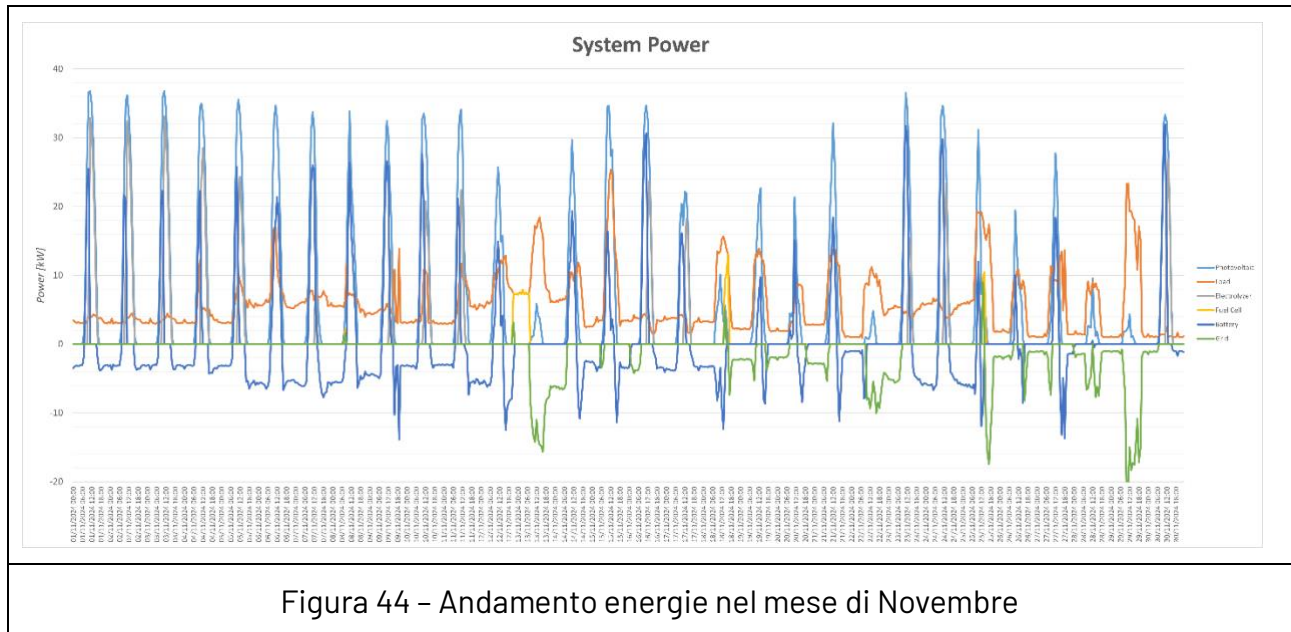


Figura 44 – Andamento energie nel mese di Novembre

Il grafico del giorno tipo di novembre evidenzia un sistema in equilibrio precario, con una produzione solare limitata e un utilizzo combinato di tutte le fonti disponibili per garantire la continuità del servizio.

Nelle prime ore del mattino, la produzione fotovoltaica (linea azzurra) è assente, mentre il carico del centro (linea arancione) si mantiene costante intorno ai 4 kW. Questo fabbisogno viene inizialmente coperto dalla batteria (linea blu), che si scarica progressivamente raggiungendo potenze negative prossime ai -12 kW.

A partire dalle 09:00, la produzione fotovoltaica inizia a salire e raggiunge un picco massimo di circa 10 kW nelle ore centrali della giornata. Tale produzione copre parte del carico, riducendo l'uso della batteria. Nello stesso intervallo, si osserva anche un'attivazione contenuta dell'elettrolizzatore (linea grigia), che assorbe una modesta quota di energia per la produzione di idrogeno, segno della volontà di valorizzare il surplus disponibile.

Nel pomeriggio, quando il fotovoltaico comincia a calare, entra in funzione la fuel cell (linea gialla), con un contributo che cresce fino a circa 10 kW, in parallelo con una nuova fase di scarica della batteria. Questo doppio intervento serve a coprire un carico che rimane elevato per diverse ore. Tuttavia, batteria e fuel cell non sono sufficienti a coprire interamente il fabbisogno, e si osserva un intervento della rete elettrica (linea verde) in prelievo, che fornisce potenza per circa due ore nel tardo pomeriggio.

Nel complesso, questo giorno tipo mostra un sistema che funziona con una logica integrata: il fotovoltaico copre solo parzialmente la domanda, la batteria garantisce la flessibilità, la fuel cell contribuisce nel pomeriggio/sera, e la rete interviene quando l'autonomia locale non è più sufficiente. Novembre si conferma come un mese in cui la gestione ibrida e adattiva diventa fondamentale per garantire la continuità operativa.

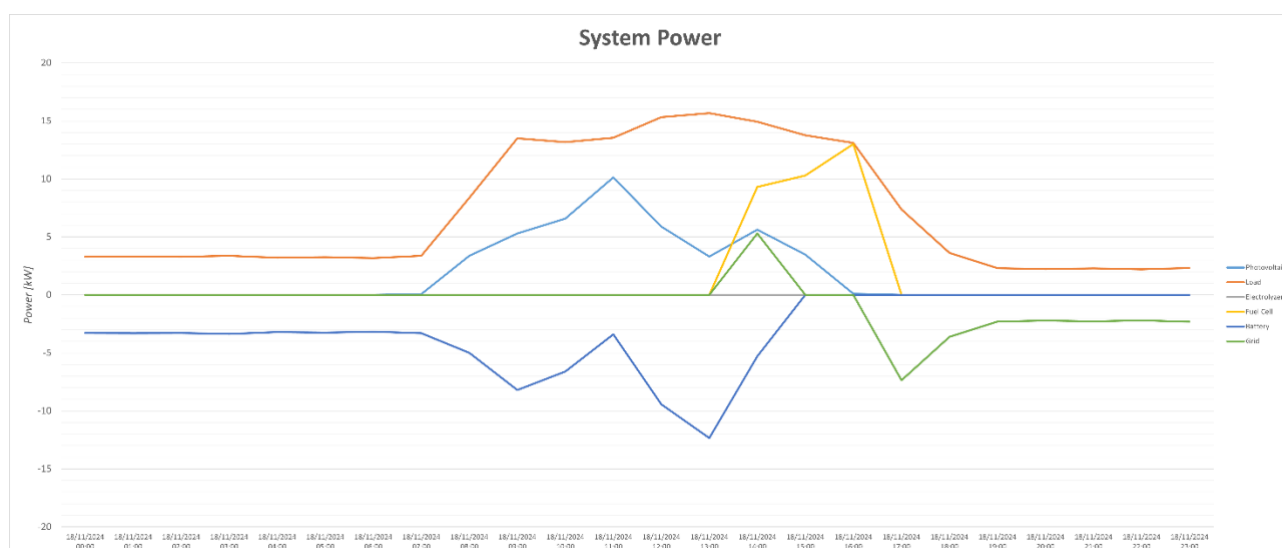


Figura 45 Andamento produzione e carichi giorno tipo novembre

4.2.10 Risultati operativi del mese di dicembre 2024

Il grafico relativo al mese di dicembre mostra un sistema fortemente condizionato dalla bassa disponibilità di energia solare, tipica del periodo invernale. La produzione fotovoltaica (linea azzurra) è discontinua e limitata sia in durata che in intensità: in molte giornate è praticamente assente o marginale, e solo in pochi giorni si registrano picchi intorno ai 20–30 kW.

Il carico elettrico del centro (linea arancione) si mantiene invece stabile su valori medio-alti, intorno ai 7–10 kW, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 15 kW, a testimonianza del funzionamento continuativo delle utenze e dei sistemi di climatizzazione invernale anche nel mese di dicembre.

A fronte di una produzione solare insufficiente, il sistema ha fatto ampio ricorso alla rete elettrica (linea verde), con numerosi e intensi episodi di prelievo, spesso prolungati e con potenze superiori ai 10–12 kW. La rete ha quindi assunto un ruolo centrale per garantire la continuità del servizio, compensando le carenze delle fonti rinnovabili e degli accumuli.

La batteria (linea blu) ha operato costantemente, ma con margini ridotti. Si osservano cicli di carica solo in presenza di fotovoltaico sufficiente, e frequenti fasi di scarica anche profonde (fino a -15 kW), spesso in concomitanza con l'intervento della rete. Il suo utilizzo, pur efficace, non è risultato sufficiente a garantire l'autonomia nelle giornate più critiche.

La fuel cell (linea gialla), invece, mostra un'attivazione molto limitata o nulla per la maggior parte del mese. Questo comportamento è legato alla ridotta dimensione dello stoccaggio di idrogeno e alla ridotta attività dell'elettrolizzatore. L'elettrolizzatore (linea grigia) risulta pressoché inattivo per tutto il mese, coerentemente con la scarsità di surplus energetico disponibile per la produzione di idrogeno.

In sintesi, dicembre rappresenta il punto di minimo stagionale per il sistema: bassa produzione da fonte rinnovabile, carichi costanti e un'elevata dipendenza dalla rete elettrica. Il comportamento complessivo riflette un funzionamento fortemente ibrido, in cui la priorità è mantenere la continuità operativa affidandosi a fonti esterne in assenza di risorse interne sufficienti.

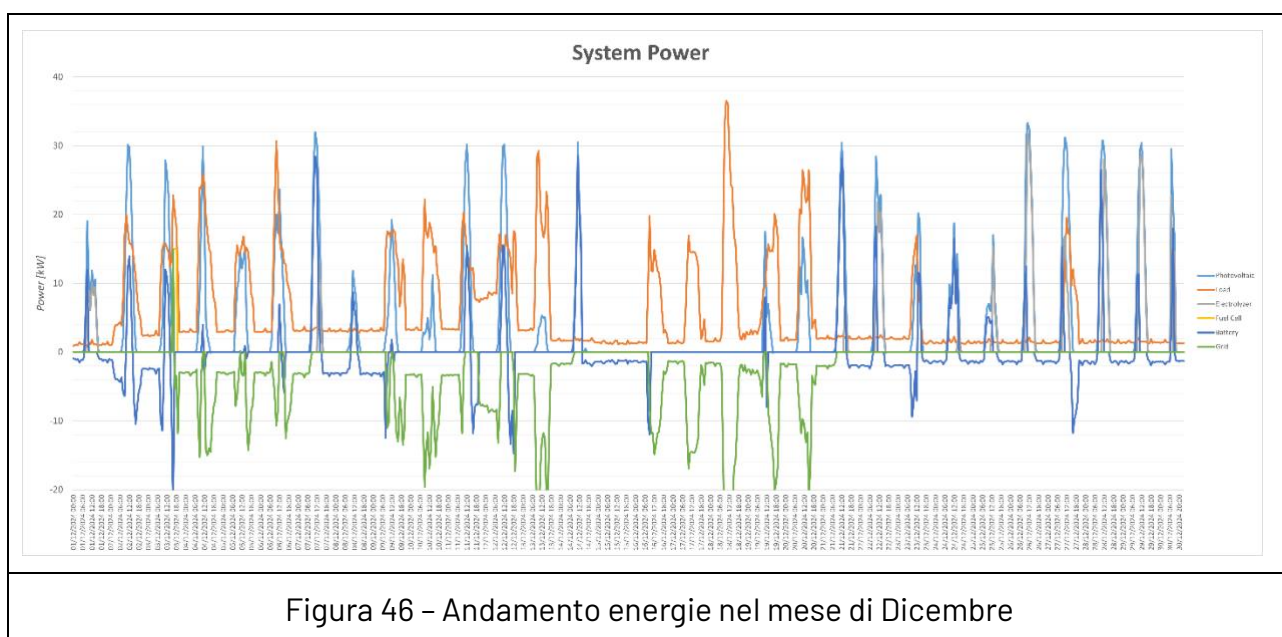


Figura 46 – Andamento energie nel mese di Dicembre

Il grafico relativo a un giorno tipo del mese di dicembre evidenzia un funzionamento del sistema fortemente influenzato dalla scarsa disponibilità di energia solare, tipica della stagione invernale, ma anche un'efficace risposta del sistema nei momenti di produzione utile.

Durante le ore notturne e le prime ore del mattino, la produzione fotovoltaica (linea azzurra) è assente, mentre il carico del centro (linea arancione) rimane costante, intorno ai 2-3 kW. Il fabbisogno viene inizialmente coperto dalla rete elettrica (linea verde), che fornisce una potenza contenuta ma continuativa, seguita da un modesto contributo della batteria (linea blu), che si scarica leggermente nelle prime ore diurne.

Intorno alle 09:00, la produzione fotovoltaica inizia a salire rapidamente, raggiungendo un picco di circa 33 kW tra le 11:00 e le 13:00. Questo surplus viene sfruttato in parte per alimentare il carico e in parte per attivare l'elettrolizzatore (linea grigia), che assorbe fino a 30 kW per produrre idrogeno, dimostrando un utilizzo efficiente dell'energia disponibile. In parallelo, si osserva anche una breve fase di carica della batteria.

Nel pomeriggio, la produzione solare cala rapidamente e si azzerà entro le 16:00. Nelle ore successive, il carico viene nuovamente coperto da rete e batteria in modo marginale, senza attivazione della fuel cell, che risulta completamente assente per l'intera giornata (linea gialla piatta).

Nel complesso, la giornata mostra una gestione energetica basata su un uso efficiente di una breve finestra di produzione solare: l'energia viene immediatamente utilizzata per soddisfare i consumi e, quando in eccesso, per alimentare l'elettrolizzatore. Tuttavia, l'assenza della fuel cell e la dipendenza dalla rete nelle ore non solari indicano che il sistema, in questa fase invernale, non è in grado di operare in completa autonomia per l'intero arco della giornata.

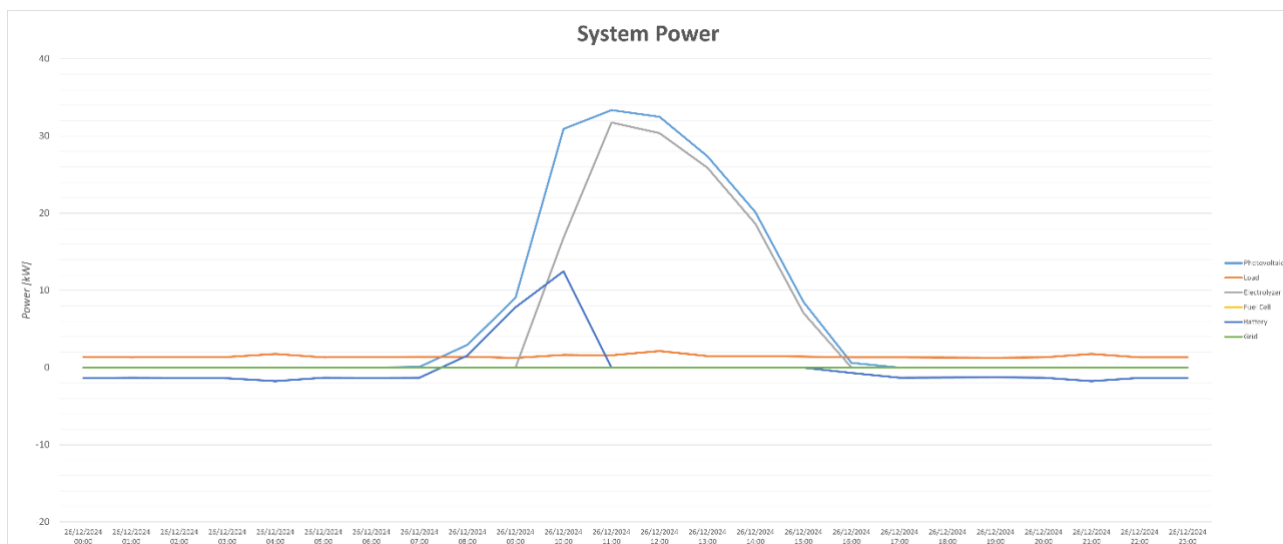


Figura 47 Andamento produzione e carichi giorno tipo dicembre

4.3 Commenti finali sulla sperimentazione del sistema

Il periodo di osservazione compreso tra marzo e dicembre 2024 ha evidenziato il comportamento dinamico e stagionalmente variabile del sistema integrato basato su fonti rinnovabili, accumulo elettrochimico e produzione/uso di idrogeno. L'analisi dei dati energetici ha confermato l'efficacia dell'architettura progettata nel rispondere in modo flessibile alle diverse condizioni operative, con un progressivo adattamento nella gestione delle risorse energetiche.

Durante i mesi primaverili ed estivi (marzo-luglio), il sistema ha operato in condizioni ideali, caratterizzate da un'elevata produzione fotovoltaica. In questo periodo si è osservato un pieno sfruttamento della modalità **Power-to-Fuel**, con l'elettrolizzatore regolarmente attivo e una produzione di idrogeno significativa. L'energia rinnovabile è risultata sufficiente a coprire completamente il carico del centro e ad alimentare l'elettrolisi senza necessità di ricorrere alla rete. L'utilizzo della batteria ha garantito un bilanciamento efficiente, mentre la fuel cell è stata attivata solo occasionalmente, in particolare nelle ore notturne.

Con l'ingresso nella stagione autunnale (settembre-ottobre), il sistema ha mantenuto buoni livelli di autosufficienza, pur con una graduale riduzione della finestra solare e una maggiore necessità di intervento da parte della batteria e della fuel cell. La produzione di idrogeno è proseguita in maniera più discontinua, adattandosi alla variabilità giornaliera dell'irraggiamento solare.

Nei mesi invernali (novembre-dicembre), si è assistito a un progressivo esaurimento della capacità autonoma del sistema. La produzione fotovoltaica si è ridotta sia in intensità che in durata, limitando fortemente l'attivazione dell'elettrolizzatore. In questo contesto, è aumentata la dipendenza dal contributo della **fuel cell** per la copertura del carico notturno e, soprattutto, si è registrato un **ricorso crescente alla rete elettrica**, che ha assunto un ruolo essenziale per garantire la continuità operativa. In parallelo, la batteria ha continuato a svolgere una funzione di stabilizzazione, sebbene con margini più ridotti a causa della limitata energia disponibile per la ricarica.

Nel complesso, l'esperimento ha dimostrato:

- la piena operatività del sistema in modalità **off-grid** nei mesi favorevoli (marzo-settembre),
- la **capacità di produzione e uso efficace dell'idrogeno** nei periodi di surplus energetico,
- la **versatilità delle strategie di gestione energetica**, grazie al coordinamento tra fotovoltaico, batteria, fuel cell, elettrolizzatore e rete,
- la **necessità di supporto dalla rete nei mesi invernali**, che conferma la criticità della stagionalità per i sistemi alimentati da fonti non programmabili.

Queste evidenze sperimentali forniscono un quadro solido delle prestazioni reali del sistema e costituiscono una base utile per ottimizzazioni future, sia in termini di dimensionamento che di strategie di controllo e previsione energetica.

5 Il mercato dei sistemi di energy storage a idrogeno

Molti paesi stanno investendo in programmi per incentivare l'uso dell'idrogeno verde, con normative favorevoli e finanziamenti per le infrastrutture di produzione, trasporto e stoccaggio dell'idrogeno. Paesi come Germania, Giappone e Corea del Sud stanno guidando questi investimenti, cercando di creare una filiera completa per l'idrogeno. I sistemi di stoccaggio a idrogeno offrono la possibilità di immagazzinare energia su larga scala, fornendo una soluzione di accumulo per periodi lunghi e superando i limiti delle batterie convenzionali.

I progressi nella tecnologia elettrolitica stanno contribuendo a ridurre i costi di produzione e di stoccaggio dell'idrogeno.

Gli sviluppi delle diverse tecnologie della filiera idrogeno stanno rendendo tale vettore energetico una soluzione particolarmente vantaggiosa e competitiva rispetto ad altre forme di accumulo.

Aziende energetiche, produttori di tecnologie per l'idrogeno e utility stanno formando partnership strategiche per sviluppare soluzioni di stoccaggio e distribuzione.

I principali costruttori di sistemi di accumulo a idrogeno sono: NEL Hydrogen (Norway), ITM Power (UK), Siemens Energy (Germany), Plug Power (USA), Enapter e H2planet.

Enapter in collaborazione con LAVO commercializza un sistema di energy storage ibrido (Fig. 15) con batteria e sistema di produzione idrogeno [19]. Il sistema nasce per essere interato con impianti fotovoltaici da installare sui tetti ed è in grado di accumulare energia elettrica e produrne quando richiesta.

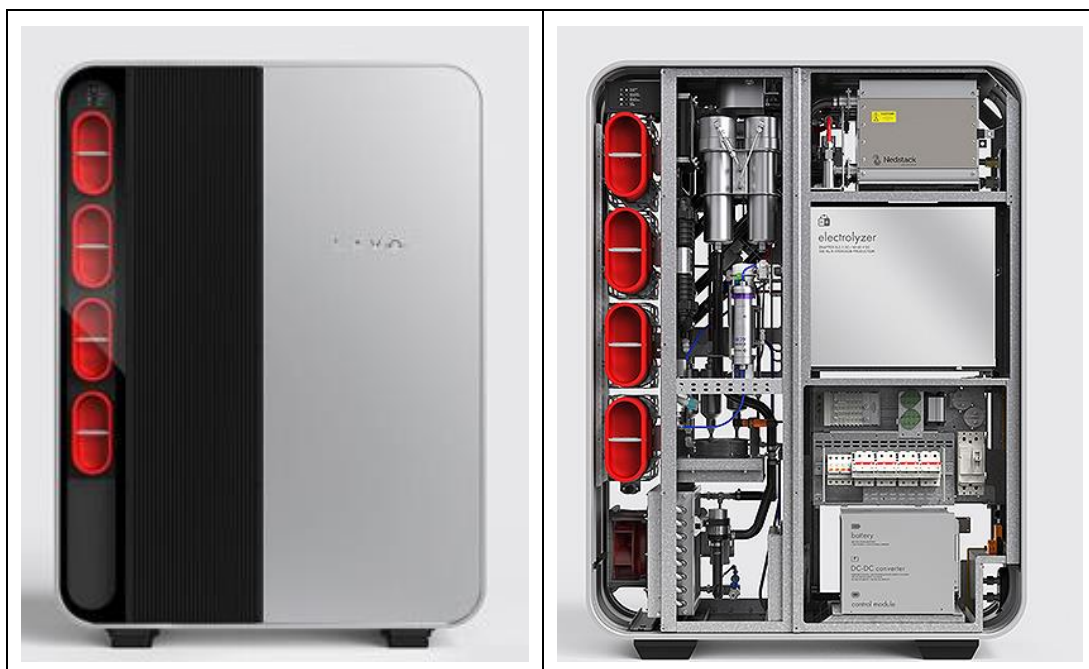


Figura 48. Sistema di energy storage ibrido [19]

Il sistema utilizza l'elettrolizzatore prodotto da Enapter per generare idrogeno verde, lo immagazzina in un sistema con idruri metallici e lo converte in elettricità tramite una cella a combustibile. Offre oltre 40 kWh di stoccaggio sicuro e a lungo termine, adatto per uso

residenziale e aziendale. Nello specifico le caratteristiche tecniche del prodotto sono di seguito riassunte.

- Elettrolizzatore AEM (single-core)
- Pressione di stoccaggio idrogeno alla pressione di 35 bar
- Impianto fotovoltaico da 6.5 kWp
- Cella a combustibile da 4 kW
- Batterie con capacità di 5 kWh

H2planet ha sviluppato il prodotto H2BRIX (Fig. 16) che è un sistema di accumulo a idrogeno dell'energia elettrica da fonte rinnovabile [20]. Esso è quindi costituito da un elettrolizzatore, un sistema di stoccaggio idrogeno compresso e un sistema di riconversione con celle a combustibile. In sistema è containerizzato e certificato ATEX. Le specifiche del sistema sono definite in fase di contrattazione e acquisto.

A parte questi due esempi di sistemi già disponibili sul mercato, ci sono diverse soluzioni in fase di sviluppo, tanto che si prevede che il mercato dei sistemi di accumulo a idrogeno continui a crescere nei prossimi anni, specialmente nei paesi con forti ambizioni di decarbonizzazione.



Figura 49. Modulo H2BRIX [20]

6 Bibliografia

1. DOE Global Energy Storage Database. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization> [Accessed July 03 2018].
2. Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog Nat Sci* 2009;19:291–312.
3. Molina MG. Dynamic modelling and control design of advanced energy storage for power system applications. In: Brito Alisson V, editor. *Dynamic Modelling*. IntechOpen; 2010. DOI: 10.5772/7092 [Accessed April 02 2019].
4. Zhao H, Wu Q, Hu S, Xu H, Rasmussen CN. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl Energy* 2015;137:545–53.
5. Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Assessment of energy storage technologies: A review, *Energy Conversion and Management* 223(2020)113295
6. Zakeri B, Syri S. Electrical energy storage systems: a comparative life cycle cost analysis. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2015;42:569–96.
7. Wang J, Lu K, Ma L, Wang J, Dooner M, Miao S, et al. Overview of compressed air energy storage and technology development. *Energies* 2017;10:991.
8. Karpinski A, Makovetski B, Russell S, Serenyi J, Williams D. Silver–zinc: status of technology and applications. *J Power Sources* 1999;80:53–60.
9. Wall S, McShane D. A strategy for low-cost utility connection of battery energy storage systems. *J Power Sources* 1997;67:193–200.
10. Ferreira HL, Garde R, Fulli G, Kling W, Lopes JP. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy* 2013;53:288–98.
11. S. Shiva Kumara, Hankwon Lim, An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production, *EnergyReports*8(2022)13793–13813.
12. IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, ISBN: 978-92-9260-295-6.
13. P. Pal, J.M. Ting, S. Agarwal, T. Ichikawa, A. Jain, The catalytic role of D-block elements and their compounds for improving sorption kinetics of hydride materials: a review, *Reactions* 2 (2021) 333–364, <https://doi.org/10.3390/reactions2030022>.
14. Barthélémy H. Hydrogen storage–Industrial perspectives. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37(22):17364–72.
15. W. Liu, C.J. Webb, E.M.A. Gray, Review of hydrogen storage in AB3 alloys targeting stationary fuel cell applications, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (2016) 3485–3507, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.054>.
16. A review on metal hydride materials for hydrogen storage Nejc Klopčič, Ilena Grimmer, Franz Winkler, Markus Sartory, Alexander Trattne, *Journal of Energy Storage* 72 (2023) 108456.
17. M. Lototsky, V.A. Yartys, Comparative analysis of the efficiencies of hydrogen storage systems utilising solid state H storage materials, *J. Alloys Compd.* 645 (2015) S365–S373, <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2014.12.107>.
18. Omar Z. Sharaf, Mehmet F. Orhan, An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 32, 2014, 810–853, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.012>.
19. <https://www.enapter.com/it/application/hybrid-hydrogen-energy-storage-system/#40289>
20. https://www.h2planet.eu/it/detail/h2brix_corrente