

Dimensionamento ottimo di sistema di accumulo ibrido in funzione dei requisiti in potenza e energia

Riccardo Lazzari, Holguer Humberto Noriega Zambrano

2023

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Work Package WP 1 - Flessibilità nella generazione, domanda e accumulo

Linea di Attività LA 1.05 - Valutazione tecnico, economica ed ambientale di nuovi impianti di pompaggio e dimensionamento ottimo di sistemi di accumulo ibridi stagionali

Codice identificativo RT-2.10-1.05-2

Titolo: Dimensionamento ottimo di sistema di accumulo ibrido in funzione dei requisiti in potenza e energia

Autori: Riccardo Lazzari, Holguer Humberto Noriega Zambrano (Politecnico di Milano)

Verificatori: Andrea Rossetti

Approvatori: Enrica Micolano, Carlo Sandroni

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - SISTEMA DI ACCUMULO IBRIDO	7
2.1 Idrogeno come sistema di accumulo	7
2.1.1 <i>Produzione di idrogeno rinnovabile</i>	7
2.1.2 <i>Stoccaggio dell'idrogeno</i>	11
2.1.3 <i>Produzione di elettricità da idrogeno</i>	14
2.2 Layout di un sistema di accumulo batterie e idrogeno.....	19
3 - DIMENSIONAMENTO OTTIMO DI SISTEMA DI ACCUMULO IBRIDO	23
3.1 Schema generale per il dimensionamento.....	23
3.1.1 <i>Energy Management System</i>	24
3.1.2 <i>Particle Swarm Optimization</i>	28
3.1.3 <i>Funzione di costo</i>	30
3.2 Dimensionamento ottimo di un accumulo ibrido.....	32
4 - CONCLUSIONI	41
5 - BIBLIOGRAFIA	42
6 - ACRONIMI	45



SOMMARIO

I sistemi di accumulo rappresentano una delle soluzioni chiave per promuovere l'adozione delle fonti energetiche rinnovabili, aiutando a mantenere l'equilibrio tra produzione e consumo. Oltre agli accumuli basati su batterie che gestiscono le fluttuazioni giornaliere di generazione e consumo, è necessario integrare sistemi di stoccaggio in grado di compensare le variazioni stagionali delle fonti rinnovabili non programmabili. Una possibile soluzione per lo stoccaggio stagionale è l'idrogeno che può essere prodotto dalle fonti rinnovabili, accumulato e convertito in altre forme di energia quando necessario.

La realizzazione di un sistema di accumulo ibrido che integra batterie e idrogeno per realizzare un sistema con capacità di accumulo giornaliera e stagionale, passa attraverso il dimensionamento di ogni singolo componente. Per effettuare questo dimensionamento considerando obiettivi tecnici, di aumento dell'autoconsumo, ed economici di riduzione dei costi è stato sviluppato in ambiente Matlab uno strumento *software* che permette di risolvere il problema del dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido al fine di ridurre i costi totali. Questo strumento consente di ottimizzare la dimensione della batteria, dell'accumulo d'idrogeno, della *fuel cell* e dell'elettrolizzatore per massimizzare il valore attuale netto nel corso della vita utile del sistema. Utilizzando una simulazione del funzionamento complessivo del sistema, gestito da un sistema di gestione dell'energia basato su regole, il software valuta i costi totali del sistema e il suo valore attuale netto variando le dimensioni dei componenti dell'accumulo ibrido. Il valore attuale netto è quindi utilizzato da un metodo di ottimizzazione metaeuristico che aggiorna iterativamente le dimensioni dei componenti del modello fino a massimizzarlo.

Lo strumento consente di ottimizzare il dimensionamento di ciascun componente del sistema di accumulo ibrido con un peso computazionale ridotto e permette di dimensionare sia i componenti del sistema ibrido che il sistema di produzione di energia rinnovabile. Inoltre, è flessibile, può essere adattato a diversi *layout* di sistemi di accumulo ibrido e scenari e può essere utilizzato per condurre analisi di sensibilità sui costi e sulle prestazioni dei componenti, aiutando a identificare il punto in cui un investimento diventa positivo o a garantire un ritorno sull'investimento desiderato.

Keywords: hybrid energy storage, hydrogen, electrochemical energy storage, battery, energy efficiency



1 - INTRODUZIONE

Oggigiorno, la produzione di energia elettrica avviene utilizzando sia fonti non rinnovabili, quali i combustibili fossili, sia impiegando fonti di energia rinnovabile. La transizione energetica verso l'utilizzo delle sole fonti rinnovabili è un processo ancora in corso e che è di fondamentale importanza per contrastare il cambiamento climatico [1], l'aumento dei costi dell'energia e la sicurezza energetica [2], [3]. L'introduzione di risorse rinnovabili, tra cui pannelli solari fotovoltaici (*PhotoVoltaic* - PV) e turbine eoliche, è la principale forza trainante nella riduzione della dipendenza globale dai combustibili fossili nel settore energetico. Questi tipi di generatori sono noti come non dispacciabili poiché sono completamente dipendenti dalle condizioni meteorologiche e quindi non possono essere controllati con precisione. Questo rappresenta un problema per gli operatori di rete (*Transmission System Operator* – TSO e *Distribution System Operator* - DSO) poiché garantire che la tensione e la frequenza siano bilanciate a livello di rete diventa impegnativo. L'adozione delle energie rinnovabili (*Renewable Energy Sources* – RES) su larga scala deve, quindi, includere misure per aumentarne lo sfruttamento, senza arrecare problemi alla rete, fornendo al contempo una riduzione dei costi.

Una soluzione a questo problema è l'uso di sistemi di accumulo energetici (*Energy Storage System* - ESS) per immagazzinare l'eccesso di energia prodotta dalle rinnovabili e utilizzarla in un secondo momento aumentando, quindi, la quota totale di produzione da RES consumata. Tra le diverse tecnologie disponibili, i sistemi di accumulo elettrochimico sono ad oggi considerati una delle più adatte per applicazioni a supporto della rete, perché hanno il vantaggio di brevi tempi di realizzazione e installazione, se comparati a sistemi di accumulo meccanici e basati sull'aria compressa o sul pompaggio idroelettrico. Inoltre, per loro natura, i sistemi di accumulo elettrochimici sono modulari e permettono di realizzare sistemi con differenti caratteristiche, in termini di potenza ed energia, semplicemente modificando il numero di elementi elementari (celle e moduli) connessi in serie e in parallelo [4]. Tra le diverse tecnologie di accumulo elettrochimico, le batterie litio-ioni risultano le più utilizzate data l'elevata disponibilità, il costo relativamente basso e l'elevata vita utile.

Le batterie litio-ioni sono, ad oggi, la migliore tecnologia per accumulare energia in applicazioni *short-term* (autonomia di qualche ora), quindi per compensare le variazioni infra-giornaliere di generazione rinnovabile e carico, ma sono poco adatte ad essere utilizzate in applicazioni di tipo *medium-term* (qualche giorno) e *long-term* (stagionali) e quindi per compensare le variazioni settimanali o stagionali di generazione e carico. La generazione rinnovabile e la domanda elettrica hanno infatti una variabilità, non solo giornaliera, ma anche stagionale. È quindi importante, per aumentare l'utilizzo delle rinnovabili e garantirne una larga diffusione, integrare nella rete sistemi di accumulo capaci di lavorare anche con scale temporali lunghe, immagazzinando energia durante le stagioni quando la produzione da rinnovabili è maggiore del carico ed utilizzandola nella situazione opposta.

Da queste premesse è evidente che per gestire completamente le fonti rinnovabili è necessario disporre di sistemi di accumulo che lavorano su diverse scale temporali. Questo può essere ottenuto per mezzo della realizzazione di sistemi di accumulo ibridi che integrano tecnologie di accumulo con differenti prestazioni. Un tipico esempio è rappresentato dall'integrazione di batterie con supercondensatori [5] o volani allo scopo di garantire la compensazione dei transitori veloci di generazione e carico e di allungare la vita utile delle stesse batterie. Per poter aumentare le quote di autoconsumo e massimizzare l'utilizzo delle rinnovabili, occorre però disporre di sistemi di accumulo ibridi costituiti da tecnologie adatte a lavorare sullo *short-term* come le batterie e di tecnologie più adatte per il *long-term*, quali ad esempio l'idrogeno [6], [7]. L'idrogeno è, infatti, un vettore energetico flessibile utilizzabile in molteplici campi applicativi, come il riscaldamento, il trasporto e i processi industriali, che può essere stoccato anche per lunghi tempi.



Un ESS ibrido batteria-idrogeno ha quindi un grande potenziale per aumentare la quota di rinnovabili, potendo contare su una batteria per le dinamiche giornaliere e sullo stoccaggio d'idrogeno per le dinamiche settimanali e/o stagionali [8].

L'attività di ricerca del triennio ha lo scopo di studiare e analizzare, tramite ambiente di simulazione, sistemi di accumulo ibridi che possano fornire elettricità e calore a diverse tipologie di utenze, quali residenziale, terziario e industriale, caratterizzati da una capacità di accumulo giornaliera e stagionale. Per raggiungere questi obiettivi, questa prima attività vuole definire una metodologia matematica per la risoluzione del problema di dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido (*Hybrid Energy Storage System – HESS*), costituito da batterie e idrogeno, al fine di massimizzare l'autoconsumo di determinate utenze. In particolare, l'attività è stata articolata nelle seguenti fasi:

- analisi delle tecnologie dell'idrogeno (produzione, stoccaggio e conversione in altre forme d'energia) e raccolta dei dati di prestazione, quali vita utile, costi e taglie disponibili in commercio (sezione 2.1);
- identificazione ed analisi dei tipici layout per un sistema di accumulo ibrido batterie – idrogeno considerando l'evoluzione degli edifici, dove le pompe di calore stanno trovando un utilizzo sempre più massivo (sezione 2.2);
- sviluppo del problema matematico per il dimensionamento ottimo energetico/economico considerando diversi casi d'uso e sua implementazione all'interno di un ambiente di programmazione. Lo sviluppo della metodologia per il dimensionamento ottimo è effettuato considerando anche la strategia di controllo necessaria per aumentare l'autoconsumo dell'edificio (sezione 3.1).



2 - SISTEMA DI ACCUMULO IBRIDO

La forte crescita della quota di energia elettrica prodotta da fonte solare ed eolica, prevista per il 2030 – 2050, suggerisce che, nei periodi di eccedenza di produzione, si disporrà di un'abbondante quota di energia elettrica rinnovabile da utilizzare per l'alimentazione dei carichi durante l'intero anno. Questa produzione da fonti rinnovabili presenta però variabilità giornaliera e stagionale che per essere compensata richiede la disponibilità di accumuli di energia che abbiano prestazioni sia per lo *short-term* che per il *long-term*. Questo può essere ottenuto mediante l'integrazione di batterie, che presentano caratteristiche ottimali per il funzionamento *short-term*, e di sistemi di accumulo basati sull'idrogeno, che hanno la capacità di accumulare energia per lunghi tempi. Le tecnologie dell'idrogeno sono già oggi mature ed offrono una vasta gamma di soluzioni che possono essere utilizzate per la produzione, lo stoccaggio e la conversione dell'idrogeno in diverse forme di energia. Per comprendere appieno le potenzialità dell'idrogeno come sistema di accumulo è importante analizzare le differenti tecnologie di conversione e stoccaggio esistenti e valutare in funzione dei fabbisogni energetici (elettricità e/o calore) le tecnologie da utilizzare per integrarlo al meglio all'interno del sistema energetico complessivo, allo scopo di funzionare come sistema di accumulo in combinazione con le batterie.

2.1 Idrogeno come sistema di accumulo

L'idrogeno è l'elemento chimico più semplice e leggero della tavola periodica, con una densità come gas (0,0899 kg/Nm³) 15 volte inferiore a quella dell'aria. L'idrogeno è un combustibile con un ampio intervallo di infiammabilità sia in aria (da 4 a 75 % vol.), sia in ossigeno, da (4 a 95 % vol.) ed è anche il combustibile con il più alto contenuto energetico per unità di massa, con un potere calorifico superiore pari a 39,42 kWh/kg, cioè rispettivamente 2,5 e circa tre volte quello del metano e della benzina [9]. Inoltre, l'idrogeno è la specie più abbondante nell'Universo e quindi sulla terra, ma non è reperibile allo stato puro in natura. Oggi l'idrogeno è ampiamente utilizzato nell'industria chimica e petrolifera e la quota maggiore della produzione è coperta dalla trasformazione dei combustibili fossili e solo una piccola parte proviene dall'elettrolisi dell'acqua. La decarbonizzazione e la riduzione della CO₂ per raggiungere l'obiettivo di sostenibilità ambientale prevede un ampio utilizzo dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili [10]. L'idrogeno prodotto potrà quindi essere stoccato, utilizzato direttamente nei processi dell'industria pesante e per il trasporto su lunghe distanze o riutilizzato successivamente per produrre elettricità e calore.

2.1.1 Produzione di idrogeno rinnovabile

Lo stimolo continuo dato dalla ricerca di tecniche e processi sempre più efficienti per la produzione di idrogeno verde, ha fatto sì che oggi sia disponibile un numero abbastanza ampio di processi e tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili [11], [12]. Molti di questi, seppure molto promettenti, allo stato attuale non sono ancora maturi per essere utilizzati industrialmente per produzioni su larga scala. Per maggiori dettagli sullo stato dell'arte e sulle potenzialità dell'industria italiana è possibile fare riferimento a [13], libro pubblicato nel 2023 e prodotto dalla collaborazione tra RSE e ANIE.

Lo schema di Figura 2.1 mostra una panoramica dei metodi disponibili per la produzione di idrogeno sia da fonti fossili che da fonti rinnovabili. Tra le tecnologie mostrate in Figura 2.1 quelle di maggiore interesse per l'integrazione con le fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico) e che hanno raggiunto un livello di sviluppo sufficiente per un utilizzo in applicazioni commerciali sono le tecnologie basate sull'elettrolisi dell'acqua [14].

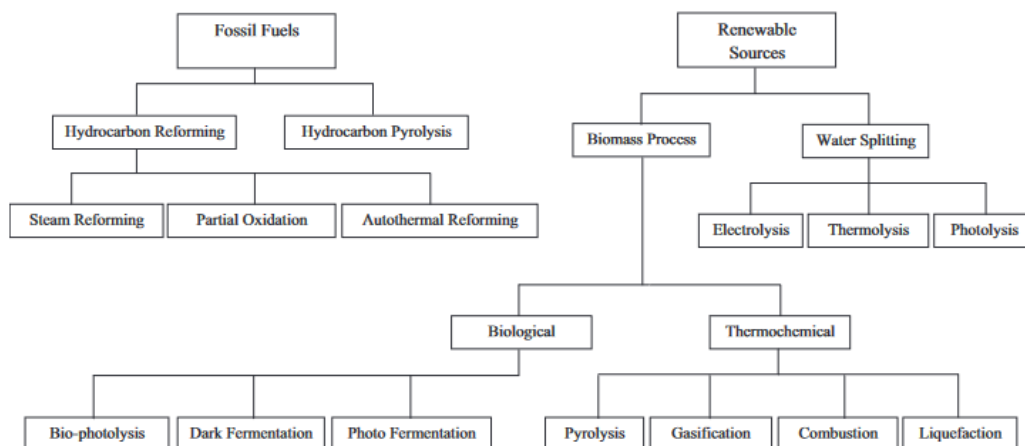


Figura 2.1 – Processi per la produzione di idrogeno da fonti fossili e rinnovabili (fonte [11]).

La produzione di idrogeno tramite l'elettrolisi dell'acqua è, in linea di principio, molto semplice (schema di Figura 2.2). La cella elettrolitica è costituita da una coppia di elettrodi immersi in un elettrolita conduttore disciolto in acqua. Quando una corrente continua viene fatta passare attraverso la cella da un elettrodo all'altro, l'acqua viene consumata per via della scissione delle proprie molecole nelle componenti idrogeno e ossigeno che vengono raccolte rispettivamente al catodo (idrogeno) e all'anodo (ossigeno). In una cella elettrolitica, durante il funzionamento operativo, viene fornita continuamente acqua pura e agli elettrodi può essere ottenuto un flusso di idrogeno e ossigeno. Poiché la cella elettrolitica non ha parti mobili, è affidabile e conveniente, e l'elettrolisi rappresenta il metodo meno dispendioso in termini di manodopera per produrre idrogeno da fonte eolica e solare.

Oltre al funzionamento conveniente, l'elettrolisi è il modo più efficiente per generare idrogeno sotto pressione. I processi di elettrolisi normalmente funzionano in modo più efficiente a una pressione più elevata grazie al guadagno sulla compressione di H₂. Il guadagno in efficienza è solitamente più che compensato dall'energia elettrica aggiuntiva richiesta. Una caratteristica importante dell'elettrolisi è che l'idrogeno e l'ossigeno vengono prodotti separatamente, con la possibilità quindi di poter riutilizzare l'ossigeno in maniera sinergica in altri processi (es. sistemi di depurazione acque).

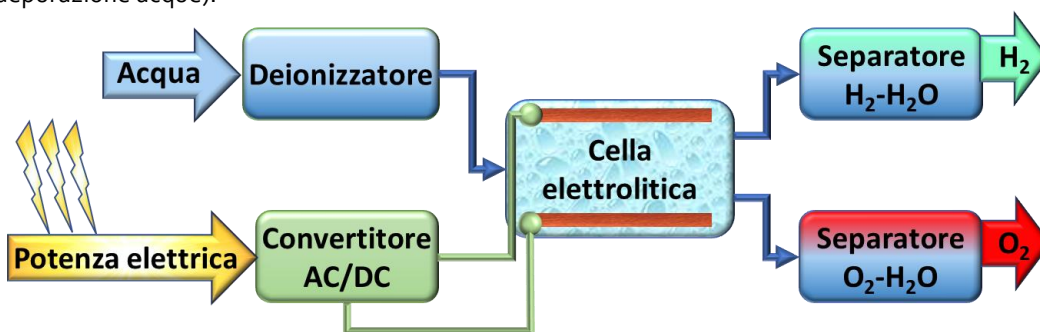


Figura 2.2 – Diagramma del processo di elettrolisi dell'acqua (fonte [15]).

Le tecnologie di elettrolisi dell'acqua disponibili sono numerose. Quelle rilevanti, per disponibilità commerciale o per innovazione tecnologica [16], sono: le celle elettrolitiche alcaline (*Alkaline electrolysis cell* - AEC), le celle elettrolitiche a membrana polimerica (*Proton exchange membrane electrolysis cell* - PEMEC) e le celle elettrolitiche a ossidi solidi (*Solid oxide electrolysis* - SOEC).

2.1.1.1 Elettrolizzatori alcalini

Le AEC sono una tecnologia molto matura che rappresenta l'attuale standard per l'elettrolisi su larga scala. I materiali dell'anodo e del catodo in questi sistemi sono in genere realizzati

rispettivamente in acciaio nichelato e acciaio. Gli elettrodi sono immersi in un elettrolita liquido a base di una soluzione di idrossido di potassio KOH o idrossido di sodio NaOH (soluzione al 25%-30% in peso) e sono separati da un diaframma permeabile solo agli ioni OH^- . Le reazioni 2.1 e 2.2 sono rispettivamente la reazione anodica e la reazione catodica.



Sul mercato sono reperibili moduli di potenza fino a 20 MW che lavorano a bassa temperatura (60 °C - 95 °C) e a bassa pressione. La loro efficienza (calcolata sul potere calorifico inferiore dell'idrogeno) varia tra il 60% e il 70% e consentono variazioni di potenza dal 25% al 100% della potenza nominale. La Figura 2.3 mostra lo schema di principio di un impianto per la produzione di idrogeno con elettrolizzatore alcalino.

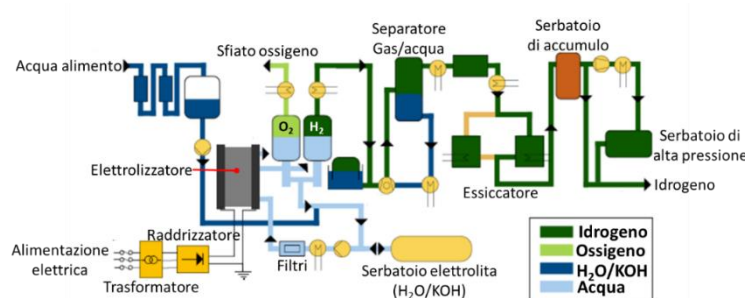


Figura 2.3 – Schema di un impianto di produzione di idrogeno con elettrolizzatore alcalino (fonte [15]).

I principali vantaggi di questa tecnologia includono la sua maturità e la sua vita utile. Gli svantaggi principali sono l'uso di un elettrolita altamente caustico e la sua incapacità di produrre idrogeno ad alte pressioni, che richiede un compressore esterno, che aggiunge costi e complessità al sistema. Inoltre, gli inconvenienti dell'AEC sono introdotti principalmente dalla fase liquida sull'anodo e sul catodo e dal diaframma che non impedisce completamente ai gas di penetrarvi attraverso. Inoltre, presentano una bassa densità di corrente e un intervallo di produzione tra il 25% e il 100% a causa della diffusione dei gas attraverso il diaframma nel funzionamento a carico parziale.

2.1.1.2 Elettrolizzatori a membrana polimerica

Le PEMEC sono costituite da sette elementi essenziali: un elettrolita solido, due elettrodi (anodo e catodo), due strati di diffusione del gas e due piastre di flusso. La zona anodica è separata dalla zona catodica da una membrana a scambio protonico che lascia transitare gli ioni H^+ e trattiene l'ossigeno. A differenza degli elettrolizzatori alcalini, l'elettrolita di un elettrolizzatore PEM è una membrana solida perfluorurata. La 2.3 e la 2.4 indicano, rispettivamente, la reazione anodica e la reazione catodica.



Gli elettrolizzatori a membrana polimerica lavorano a temperature tra i 50 °C e gli 80 °C e producono idrogeno a pressioni tra i 30 bar e gli 80 bar. La loro efficienza è dello stesso ordine di grandezza degli elettrolizzatori alcalini; tuttavia, l'idrogeno prodotto al catodo ha una purezza superiore (>99,99%). Inoltre, la maggiore semplicità del processo si traduce in una maggiore semplicità impiantistica (Figura 2.4).

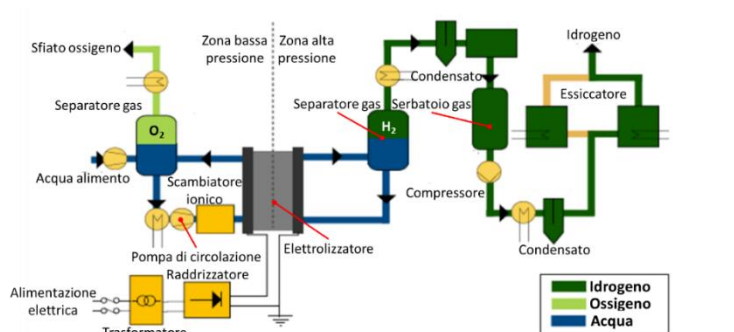


Figura 2.4 – Schema di un impianto di produzione di idrogeno con elettrolizzatore a membrana polimerica (fonte [15]).

Uno dei principali inconvenienti del PEMEC è l'alto costo della membrana, che limita l'ampio utilizzo di questo tipo di elettrolizzatore. L'elettro-catalizzatore è infatti drogato con metallo nobile (Platino o Iridio) ed è necessaria acqua pura. D'altra parte, il PEMEC produce un'elevata purezza di H₂ e può essere utilizzato a pressioni elevate rispetto all'AEC. Non è quindi necessario un sistema di compressione aggiuntivo che quindi, riduce i costi di funzionamento e manutenzione del sistema.

2.1.1.3 Elettrolizzatori a Ossidi Solidi

Nelle SOEC la scissione delle molecole di acqua avviene quando questa è allo stato di vapore e il funzionamento delle SOEC è a temperature superiori a 700 °C. Nelle SOEC gli elettroliti più comuni sono l'ossido di zirconio (ZrO₂) stabilizzato con ossido di ittrio (Y₂O₃), oppure stabilizzato con Scandia (Sc₂O₃) e non sono presenti metalli nobili, ma i costi sono comunque elevati a causa di una tecnica di fabbricazione più complicata. L'elettrolita è costituito da ossidi solidi fortemente conduttivi (ad alta temperatura) per gli ioni di ossigeno. Il vapore d'acqua alimenta la cella nella zona catodica dove avviene la scissione delle molecole e la produzione di idrogeno e di ioni ossigeno (2.5). Gli ioni ossigeno migrano, attraverso l'elettrolita, nella zona anodica dove sono ossidati e generano l'ossigeno finale (2.6).



Il funzionamento ad alta temperatura (700 °C-1000 °C) permette agli elettrolizzatori ad ossidi solidi (Figura 2.5) di raggiungere efficienze (80%-90%) superiori ai precedenti tipi di elettrolizzatori. Tuttavia, proprio le alte temperature e i conseguenti problemi tecnologici, come il precoce degrado dei materiali, attualmente, ne limitano la disponibilità commerciale.

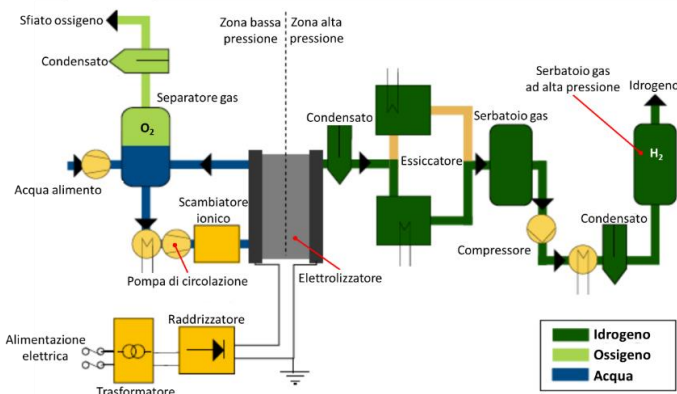


Figura 2.5 – Schema di un impianto di produzione di idrogeno con elettrolizzatore a ossidi solidi (fonte [15]).

2.1.1.4 Confronto tra i diversi elettrolizzatori

Come visto in precedenza, le tre tecnologie di elettrolizzatori hanno caratteristiche realizzative (di cella e di impianto) completamente differenti. Questo determina differenti vantaggi e svantaggi così come differenti prestazioni. Nella scelta dell'elettrolizzatore da utilizzare per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili occorre dunque tener conto delle diverse prestazioni e dei differenti costi delle tecnologie. In Tabella 2.1 è riportato un confronto tra le differenti tecnologie.

Tabella 2.1 – Confronto tra le differenti tecnologie per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi [17], [18], [19].

	AEC	PEMEC	SOEC
Sviluppo	Commerciale	Commerciale	Laboratorio
Elettrolita	Soluzione alcalina	Membrana polimerica solida	Ossidi solidi
Trasportatore di carica	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Temperatura di cella	60 – 95 °C	50 – 80 °C	700 – 1000 °C
Tempo di accensione da freddo	Minuti - ora	Secondi – Minuto	Minuti - ora
Efficienza ¹	60 - 70%	55 - 65%	80 -90%
Vita utile	60000 – 90000 h	20000 – 60000 h	< 10000 h
Dimensione dello stack	5 – 6000 kW	5 – 2500 kW	-
Costi d'investimento	500 – 1200 €/kW	1000 – 2300 €/kW	>2000 €/kW
Vantaggi	Disponibile per grandi impianti, bassi costi, lunga vita	Nessuna sostanza corrosiva, alta densità di potenza, alta pressione di uscita, dinamica rapida	Elevata efficienza, recupero di calore di scarto
Svantaggi	Bassa densità di corrente, costi di manutenzione alti	Costose, degrado	Stabilità di lungo termine limitata, non adatte a sistemi con fluttuazione, costose

2.1.2 Stoccaggio dell'idrogeno

Lo stoccaggio dell'idrogeno è una tecnologia abilitante per il progresso di produzione e utilizzo dell'idrogeno in applicazioni stazionarie, portatili e dei trasporti. L'idrogeno ha la più alta energia per massa di qualsiasi combustibile; tuttavia, la sua bassa densità a temperatura ambiente si traduce in una bassa energia per unità di volume, richiedendo quindi lo sviluppo di metodi di stoccaggio avanzati che abbiano il potenziale di aumentarne la densità energetica [20]. Le tecnologie per stoccare l'idrogeno sono differenti [21], [22] (Figura 2.6) e si dividono in stoccaggio fisico, sottoforma di gas in pressione, liquefatto e crio-compresso, e in stoccaggio all'interno di materiali. In quest'ultimo caso l'idrogeno è legato in modo stabile ma reversibile sulla superficie dei materiali (adsorbimento), all'interno di solidi (assorbimento) o in idruri. Nel seguito sono descritti solo i metodi di stoccaggio fisico.

¹ L'efficienza dell'elettrolizzatore è definita come il rapporto tra l'idrogeno prodotto e la potenza elettrica assorbita, entrambe espresse in W.

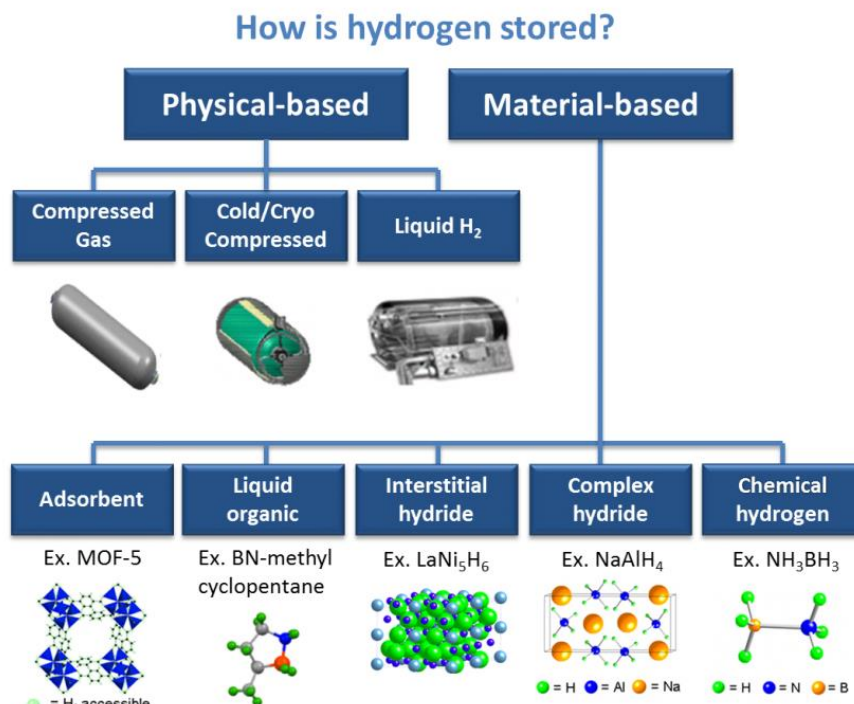


Figura 2.6 – Tecnologie per lo stoccaggio dell'idrogeno (fonte [23]).

2.1.2.1 Idrogeno compresso

Lo stoccaggio dell'idrogeno compresso è uno dei metodi più comunemente utilizzati e si basa sulla compressione dell'idrogeno in un serbatoio, aumentandone la pressione a una certa temperatura e volume. In generale, la pressione dei comuni cilindri di stoccaggio dell'idrogeno compresso utilizzati nelle fabbriche e nei laboratori scientifici è di circa 150 – 200 bar [20]. Questa tecnologia ha significativi vantaggi, essendo matura, semplice, richiedendo ridotti tempi di carica e scarica ed avendo un costo ridotto. Tuttavia, gli svantaggi di questa tecnologia sono anche evidenti, come la bassa densità volumetrica di stoccaggio dell'idrogeno, il consumo elevato di energia per la compressione dell'idrogeno e i rischi per la sicurezza, che richiedono lo sviluppo di nuovi tipi di serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno compresso.

La rappresentazione schematica dei quattro tipi di serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno è mostrata nella Figura 2.7, dove il tipo I è un serbatoio interamente metallico, il tipo II è sempre metallico avvolto con fibra di vetro, il tipo III è metallico e completamente avvolto con fibra di carbonio rinforzata e il tipo IV è in materiale plastico, completamente avvolto con fibra di carbonio rinforzata con polimeri.

Nel tipo I, i metalli comuni utilizzati includono acciaio e leghe di alluminio. Tali serbatoi di idrogeno sono i più facili da produrre e i più economici e possono essere realizzati con una grande capacità e la pressione di esercizio è normalmente di circa 200 bar. A causa dei materiali metallici, i serbatoi di tipo I sono pesanti e vengono utilizzati principalmente per applicazioni stazionarie come lo stoccaggio su larga scala di idrogeno industriale che dispongono di spazio sufficiente e possono trasportare carichi massicci. I serbatoi di idrogeno di tipo II sono completamente metallici e hanno filamenti in fibra di carbonio o fibra di vetro avvolti intorno alla parte cilindrica. Questi serbatoi sono utilizzati anche per applicazioni stazionarie e la pressione di esercizio è di circa 300 bar. I serbatoi di idrogeno di tipo III e tipo IV sono adatti per applicazioni automobilistiche grazie a significativi risparmi di peso rispetto ai tipi I e II. Entrambi i tipi sono completamente avvolti da un materiale composito (fibra di carbonio). L'unica differenza è che il tipo III utilizza un rivestimento

metallico mentre il tipo IV utilizza un rivestimento polimerico. Lo strato sottile di rivestimento serve a sigillare il gas nel serbatoio e un avvolgimento composito esterno più spesso è il componente principale per reggere l'elevata pressione (350 – 700 bar). Per resistere alla stessa pressione interna, lo spessore dei serbatoi di tipo III e tipo IV è inferiore alla metà di quello dei serbatoi di tipo I. Di conseguenza, il gas di idrogeno può essere compresso a una maggiore densità e può essere trasportato più gas con serbatoi più piccoli e più leggeri, il che è preferito dai veicoli leggeri.

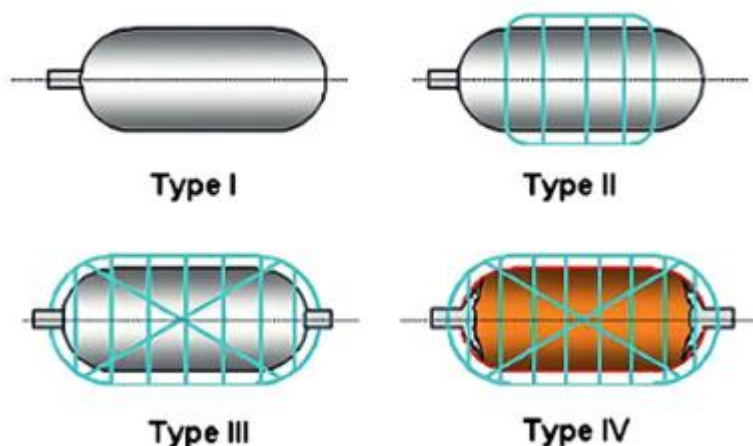


Figura 2.7 – Rappresentazione schematica delle 4 tipologie di serbatoi per l'idrogeno (fonte [20]).

2.1.2.2 Idrogeno criogenico

Lo stoccaggio fisico dell'idrogeno può avvenire sotto forma di un liquido criogenico a pressione atmosferica. Lo stoccaggio criogenico dell'idrogeno ha un vantaggio rispetto allo stoccaggio compresso perché fornisce un'opzione di stoccaggio più compatta e sicura. Lo stoccaggio dell'idrogeno come liquido aumenta la sua densità volumetrica. Lo svantaggio principale associato all'utilizzo della sovracompressione della liquefazione è la maggiore energia richiesta per il processo di liquefazione. Un'altra sfida di questo tipo di stoccaggio è rappresentata dall'isolamento termico del recipiente di stoccaggio. Per immagazzinare l'idrogeno allo stato liquido è infatti necessaria una temperatura criogenica poiché il punto di ebollizione dell'idrogeno è basso. Pertanto, è necessario un sistema di raffreddamento caratterizzato da un elevato consumo energetico e che consuma il 25%–40% del contenuto energetico dell'idrogeno contro il 10% di perdite che si verificano per la compressione [21].

2.1.2.3 Idrogeno criocompresso

Lo stoccaggio criocompresso dell'idrogeno è una combinazione delle caratteristiche dello stoccaggio dell'idrogeno compresso e dello stoccaggio dell'idrogeno criogenico. Come visto in precedenza, uno degli svantaggi dello stoccaggio dell'idrogeno compresso sono i grandi volumi e le alte pressioni richieste. Viceversa, uno degli svantaggi dello stoccaggio dell'idrogeno criogenico sono le inevitabili perdite per evaporazione. Lo stoccaggio criocompresso serve a ridurre queste problematiche. Il recipiente utilizzato in questo metodo è isolato ed è in grado di sopportare alte pressioni e temperature criogeniche. Ciò garantisce un miglioramento della capacità di stoccaggio volumetrico dell'idrogeno fino a raggiungere 70 g/l e 87 g/l rispettivamente a 1 bar e 240 bar comprimendo l'idrogeno liquefatto a 20 K. Poiché il recipiente isolato può sopportare alte pressioni, potrebbe essere consentito un aumento della pressione all'interno del serbatoio e il periodo di inattività è esteso, contribuendo a migliorare la densità di stoccaggio e a minimizzare le perdite per evaporazione.

2.1.2.4 Confronto tra i diversi stoccaggi fisici

Le differenti tecnologie di accumulo d'idrogeno basate su processi fisici presentano differenti caratteristiche che sono sintetizzate in Tabella 2.2.

Tabella 2.2 – Confronto tra le differenti tecnologie di stoccaggio fisico dell'idrogeno [22], [24].

	Compresso	Criogenico	Criocompresso
Sviluppo	Commerciale	Pre-commerciale	Laboratorio
Perdite per il processo fisico	5% - 10%	25%-40%	> 10%
Costi d'investimento	14 – 20 €/kWh	17 €/kWh	11 – 15 €/kWh
Vantaggi	Tecnologia matura, veloce carica e scarica	Elevata densità volumetrica e gravimetrica	Alta densità volumetrica, basso costo
Svantaggi	Limitata capacità di stoccaggio, problemi di sicurezza con pressioni elevate	Costoso, dissipazioni di energia per sistema di raffreddamento	Elevata energia per la compressione e liquefazione

2.1.3 Produzione di elettricità da idrogeno

Le celle a combustibile (*fuel cell*) generano elettricità e calore tramite una reazione elettrochimica che in realtà è la reazione di elettrolisi inversa, che produce acqua a partire da ossigeno e idrogeno. È disponibile una vasta gamma di celle a combustibile che operano tutte con gli stessi principi di base e che si differenziano per le caratteristiche chimiche dell'elettrolita. Una cella a combustibile è composta da quattro parti principali: anodo, catodo, elettrolita e circuito esterno. All'anodo l'idrogeno viene ossidato in protoni (H^+) ed elettroni, mentre al catodo l'ossigeno viene ridotto in ioni ossido e reagisce per formare acqua. A seconda dell'elettrolita, i protoni o gli ioni ossido vengono trasportati attraverso un elettrolita elettricamente isolante ma conduttore ionico, mentre gli elettroni viaggiano attraverso un circuito esterno per fornire energia elettrica [25].

La reazione tra ossigeno e idrogeno per generare elettricità è diversa per i vari tipi di celle a combustibile. In una cella a combustibile con elettrolita acido, elettroni e protoni (H^+) vengono rilasciati dall'idrogeno gassoso ionizzato sull'elettrodo dell'anodo. Gli elettroni generati passano attraverso un circuito elettrico e viaggiano verso il catodo mentre i protoni vengono scambiati tramite l'elettrolita liberando energia elettrica. Contemporaneamente sul lato del catodo si forma acqua a seguito della reazione tra gli elettroni dell'elettrodo e i protoni dell'elettrolita. Le reazioni che avvengono all'anodo e al catodo sono mostrate rispettivamente in 2.7 e 2.8.



Le *fuel cell* possono essere classificate in sei differenti gruppi principali: alcaline (*Alkaline Fuel Cell – AFC*), a membrana polimerica (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell – PEMFC*), a ossidi solidi (*Solid Oxide Fuel Cell – SOFC*), a carbonati fusi (*Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC*), ad acido fosforico (*Phosphoric Acid Fuel Cell – PAFC*) e a metanolo (*Direct methanol fuel cell – DMFC*), che nel seguito non verranno descritte, dato che non sono alimentate da idrogeno.

2.1.3.1 Fuel cell alcaline

Le AFC sono state una delle prime tecnologie di celle a combustibile sviluppate e sono state il primo tipo ampiamente utilizzato nel programma spaziale statunitense per produrre energia elettrica e acqua a bordo di veicoli spaziali [26]. Queste celle a combustibile utilizzano una soluzione di idrossido di potassio (KOH) in acqua come elettrolita e possono utilizzare una varietà

di metalli non preziosi come catalizzatore sull'anodo e sul catodo. Lo schema di principio è illustrato in Figura 2.8.

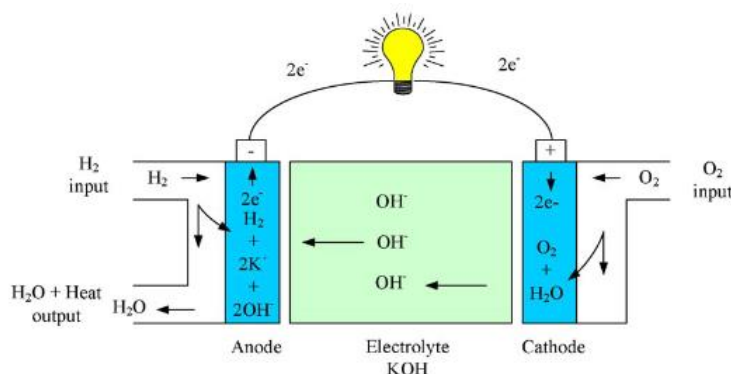


Figura 2.8 – Principio di funzionamento delle AFC [27].

Lavorano generalmente a temperature comprese tra 60 e 90 °C e sono classificate come celle a combustibile a bassa temperatura operativa con catalizzatori a basso costo. Il catalizzatore più comune per accelerare le reazioni elettrochimiche sul lato catodo e anodo in questo tipo di cella a combustibile è il nichel. L'efficienza elettrica delle AFC è di circa il 60% e l'efficienza della cogenerazione è superiore all'80%. Questo tipo di celle è però suscettibile all'avvelenamento da anidride carbonica (CO_2). La soluzione alcalina a base di acqua (KOH) utilizzata nelle AFC come elettrolita, assorbe CO_2 attraverso la conversione di KOH in carbonato di potassio (K_2CO_3) e di conseguenza avvelena la cella a combustibile. Pertanto, le AFC utilizzano tipicamente aria purificata o ossigeno puro, il che a sua volta aumenta i costi operativi.

2.1.3.2 Fuel cell a membrana polimerica

Nelle PEMFC, l'idrogeno viene attivato dal catalizzatore per formare protoni e rilasciare elettroni all'anodo [28]. Il protone passa attraverso la membrana, costituita da uno strato catalitico disperso, un tessuto di carbonio o uno strato di diffusione del gas, mentre l'elettrone è costretto a fluire nel circuito esterno e generare elettricità. L'elettrone, quindi, ritorna al catodo e interagisce con l'ossigeno e lo ione protone per formare acqua. Le celle a combustibile PEM utilizzano un polimero solido come elettrolita ed elettrodi di carbonio porosi contenenti un catalizzatore di platino o lega di platino. Per funzionare, come mostrato in Figura 2.9, hanno bisogno solo di idrogeno, ossigeno dall'aria e acqua. Sono generalmente alimentati con idrogeno puro fornito da serbatoi di stoccaggio o *reformer*.

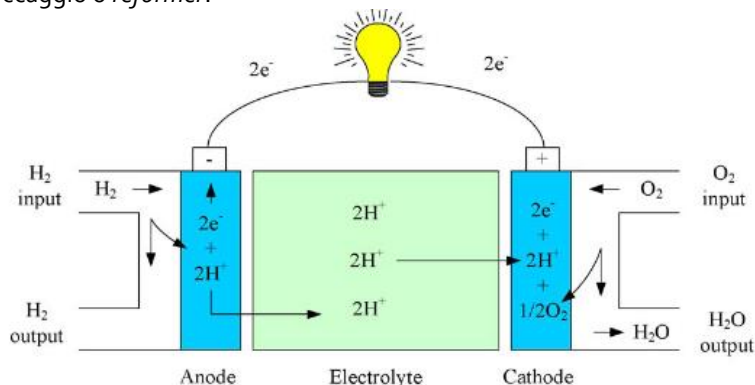


Figura 2.9 – Principio di funzionamento delle PEMFC [27].

Le PEM funzionano a temperature relativamente basse, comprese tra 60°C e 100°C. Il funzionamento a bassa temperatura consente loro di avviarsi rapidamente (meno tempo di riscaldamento) e comporta una minore usura dei componenti del sistema, con conseguente migliore durata. Tuttavia, è necessario che venga utilizzato un catalizzatore contenente metallo

nobile (tipicamente platino). Il catalizzatore al platino è anch'esso estremamente sensibile all'avvelenamento da monossido di carbonio, rendendo necessario l'impiego di un reattore aggiuntivo per ridurre il monossido di carbonio nel gas combustibile se l'idrogeno è derivato da un combustibile idrocarburico, con aggravio dei costi.

2.1.3.3 Fuel cell ad ossidi solidi

Le SOFC sono celle a combustibile ad alta temperatura con elettrolita ceramico solido a base di ossido metallico. La zirconia stabilizzata con ittrio (YSZ) è l'elettrolita più comunemente utilizzato per le SOFC grazie alla sua elevata stabilità chimica e termica e della pura conduttività ionica. Le SOFC (Figura 2.10) funzionano a temperature molto elevate, fino a 1.000°C e il funzionamento ad alta temperatura elimina la necessità di catalizzatori realizzati con metalli preziosi, riducendo così i costi. Questo permette alle SOFC di effettuare il *reforming* interno di combustibili, che consente l'uso di una varietà di combustibili e riduce i costi associati all'aggiunta di un *reformer* esterno al sistema.

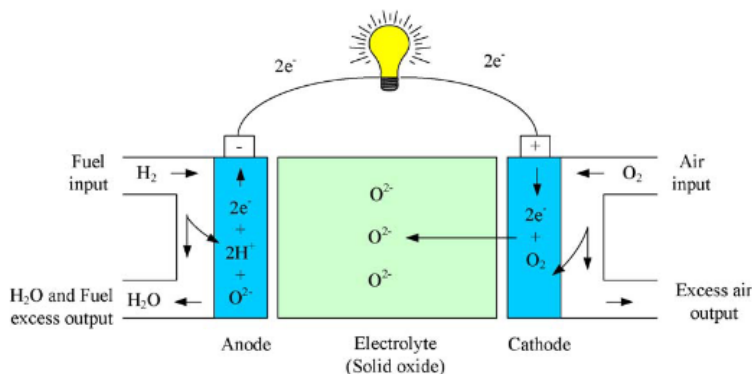


Figura 2.10 – Principio di funzionamento delle SOFC [27].

Le SOFC sono utilizzate come sistemi di generazione di energia distribuita su larga scala con capacità di centinaia di MW. Il calore di scarto viene solitamente recuperato in processi che richiedono calore oppure viene utilizzato per generare ulteriore elettricità facendo girare le turbine a gas e quindi aumentando l'efficienza della cogenerazione tra il 70 e l'80%. I sistemi SOFC sono affidabili, modulari e adattabili al carburante con basse emissioni di gas nocivi (Nox e Sox). Possono essere considerati sistemi di generazione locale di energia per le aree rurali senza accesso alle reti pubbliche. Inoltre, hanno un funzionamento silenzioso e bassi costi di manutenzione. D'altro canto, i lunghi tempi di avvio e raffreddamento nonché vari problemi di compatibilità meccanica e chimica limitano l'uso delle SOFC.

2.1.3.4 Fuel cell a carbonati fusi

Le celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC) sono celle a combustibile ad alta temperatura che utilizzano come elettrolita una miscela di Sali di carbonato (litio e potassio) fuso sospesa in una matrice ceramica porosa e chimicamente inerte di elettrolita solido di beta-allumina. Come mostrato in Figura 2.11, attraverso l'elettrolita circolano ioni carbonato (CO_3^{2-}) dal catodo all'anodo e la cella richiede anidride carbonica e ossigeno come combustibili. Le MCFC sono celle ad alta temperatura (650°C) e questo permette di utilizzare metalli non preziosi come catalizzatori all'anodo e al catodo, riducendo i costi.

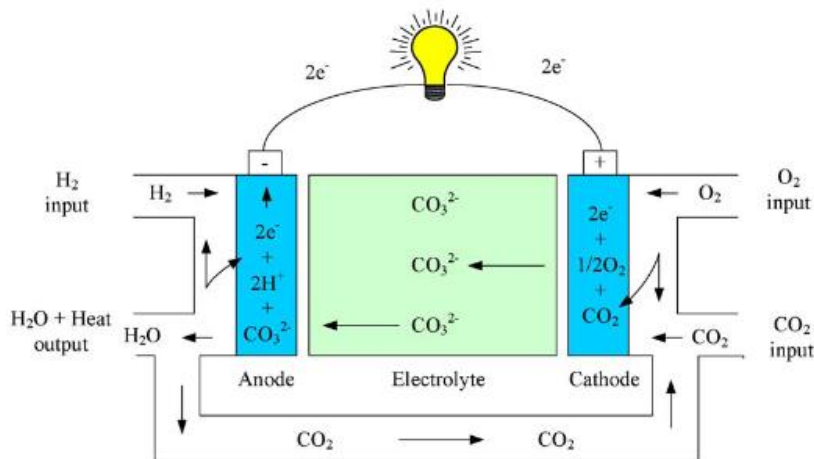


Figura 2.11 – Principio di funzionamento delle PAFC [27].

A differenza delle celle a combustibile alcaline e PEM, le MCFC non richiedono un *reformer* esterno per convertire combustibili come gas naturale e biogas in idrogeno. Alle alte temperature a cui operano gli MCFC, il metano e altri idrocarburi leggeri contenuti in questi combustibili vengono convertiti in idrogeno all'interno della cella a combustibile stessa mediante un processo chiamato *reforming* interno, che riduce anche i costi. Lo svantaggio principale dell'attuale tecnologia MCFC è la durabilità. Le alte temperature a cui operano queste celle e l'elettrolita corrosivo utilizzato accelerano la rottura e la corrosione dei componenti, diminuendo la durata delle celle. Inoltre, è necessario molto tempo per raggiungere la temperatura operativa e per generare potenza.

2.1.3.5 Fuel cell ad acido fosforico

Le PAFC utilizzano come elettrolita acido fosforico liquido contenuto in una matrice di carburo di silicio legata in Teflon ed elettrodi di carbonio porosi contenenti un catalizzatore di platino. Le reazioni elettrochimiche che avvengono nella cella sono mostrate nel diagramma di Figura 2.12. Il portatore di carica in questo tipo di cella a combustibile è lo ione idrogeno (H^+ o protone) che passa dall'anodo al catodo attraverso l'elettrolita mentre gli elettroni rilasciati ritornano al catodo attraverso il circuito esterno e generano la corrente elettrica. Sul lato catodico, con la presenza di catalizzatore al platino per accelerare le reazioni, si forma acqua come risultato della reazione tra elettroni, protoni e ossigeno. L'acqua espulsa viene solitamente utilizzata nelle applicazioni di riscaldamento. La conduttività ionica dell'acido fosforico è bassa alle basse temperature e quindi la PAFC può funzionare a una temperatura compresa tra 150 e 220 °C.

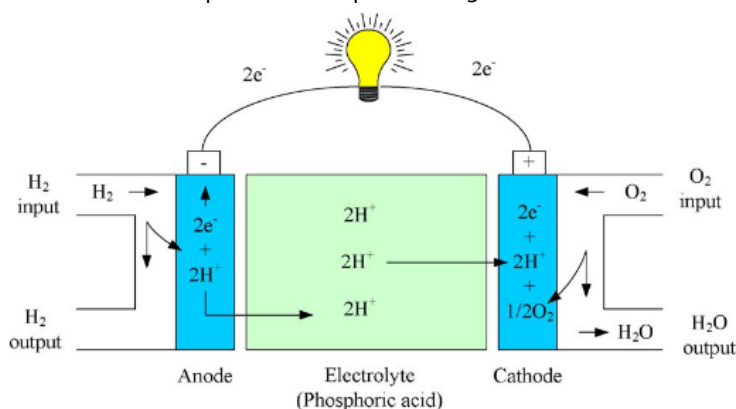


Figura 2.12– Principio di funzionamento delle PAFC [27].

Le PAFC sono costose da produrre a causa della necessità di un catalizzatore di platino finemente disperso che riveste gli elettrodi. L'efficienza è superiore all'85% se utilizzate per la cogenerazione di elettricità e calore, ma è molto più bassa se usate nella sola generazione di elettricità (37%-42%). Le PAFC sono inoltre meno potenti di altre celle a combustibile a parità di peso e volume.

2.1.3.6 Confronto tra le diverse *fuel cell*

Come visto in precedenza, le cinque tecnologie di celle a combustibile che possono essere alimentate ad idrogeno hanno caratteristiche realizzative differenti che comportano diverse prestazioni. Nella scelta della *fuel cell* da utilizzare per la produzione di elettricità occorre tener conto delle diverse prestazioni e dei differenti costi delle tecnologie. In Tabella 2.3 è riportato un confronto tra le differenti tecnologie. Da notare che per alcuni parametri, quali il costo, la vita utile e l'efficienza, il dato non è univoco ma sono indicati degli intervalli molto ampi. Le differenti fonti scientifiche consultate presentano dati molto variabili, dato che sono influenzati dalle taglie e dalle applicazioni delle celle a combustibile (backup, telecomunicazioni, *Combined Heat and Power generator* (CHP), etc).

Tabella 2.3 – Confronto tra le differenti tecnologie per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi [25], [29], [30].

	AFC	PEMFC	SOFC	MCFC	PAFC
Elettrolita	Soluzione alcalina	Membrana polimerica solida	Ossidi solidi	Carbonati fusi	Acido fosforico in matrice porosa
Trasportatore di carica	OH ⁻	H ⁺	O ⁻	CO ₃ ⁻	H ⁺
Temperatura di cella	60 – 90°C	60 – 100°C	600 – 1000°C	600 -700°C	150-220°C
Tempo di accensione da freddo	Secondi – minuto	Secondi – minuto	Minuti – ora	Minuti – ora	Ore
Efficienza ²	40 – 60 %	45 – 65%	50 – 60%	45 – 60 %	30 – 45%
Vita utile	5000 -8000 h	5000 – 60000 h	5000 – 60000 h	7000 – 30000 h	50000 h
Dimensione dello stack	1 – 200 kW	1 – 250 kW	1 kW – 250 kW	0,1 – 250 kW	5 – 400 kW
Costi d'investimento	400 – 1500 €/kW	1000 – 2000 €/kW	1500 – 10000 €/kW	1500 – 4000 €/kW	3000 – 4000 €/kW
Vantaggi	Bassa temperatura, accensione veloce, peso e volume contenuti	Accensione veloce; bassa temperatura, ridotta corrosione	Alta efficienza, elettrolita solido, produzione di calore e elettricità	Alta efficienza, produzione di calore e elettricità	Produzione di calore e elettricità; tolleranza alle impurità
Svantaggi	Gestione dell'elettrolita acquoso, sensibile a CO ₂	Sensibile a impurità del combustibile, costose	Lunghi tempi di accensione; numero limitato di spegnimenti	Lunghi tempi di accensione; bassa densità di potenza	Lunghi tempi di accensione, costose

² L'efficienza delle celle a combustibile è definita come il rapporto tra l'elettricità prodotta e l'idrogeno consumato, con entrambe espresse in W.

2.2 Layout di un sistema di accumulo batterie e idrogeno

Come visto in precedenza, le tecnologie per la produzione, lo stoccaggio e l'utilizzo dell'idrogeno presentano caratteristiche differenti. In particolare, le celle a combustibile possono lavorare a bassa o ad alta temperatura rendendole particolarmente adatte ad applicazioni di sola generazione di potenza elettrica o anche come cogenerazione per la produzione di calore ed elettricità. L'utilizzo dell'idrogeno come sistema di stoccaggio energetico permette quindi anche la realizzazione di sistemi di accumulo interconnessi a differenti vettori energetici. Infatti, l'idrogeno prodotto può essere anche utilizzato per alimentare processi industriali e veicoli.

Nel seguito dell'analisi viene tralasciato quest'ultimo possibile utilizzo dell'idrogeno, mentre si considerano le possibili integrazioni dell'idrogeno come sistema integrato in un accumulo ibrido per soddisfare i carichi elettrici e termici (per il riscaldamento) di un'utenza residenziale, del terziario e industriale. Nella Figura 2.13 sono mostrati gli schemi a blocchi dei sistemi presi in analisi. In particolare, sono considerati i casi di utenza residenziale alimentata da energia elettrica e da gas naturale (Figura 2.13(a)), per il riscaldamento, oppure un'utenza residenziale (Figura 2.13(b)), così come un edificio del terziario (Figura 2.13(c)) alimentati da sola energia elettrica. In questi casi, l'energia termica necessaria a riscaldare l'edificio è ottenuta da sistemi a pompe di calore. Infine, l'ultimo caso riguarda un'industria alimentata da energia elettrica e gas naturale (Figura 2.13(d)) che viene utilizzato per produrre elettricità e calore per mezzo di un cogeneratore.

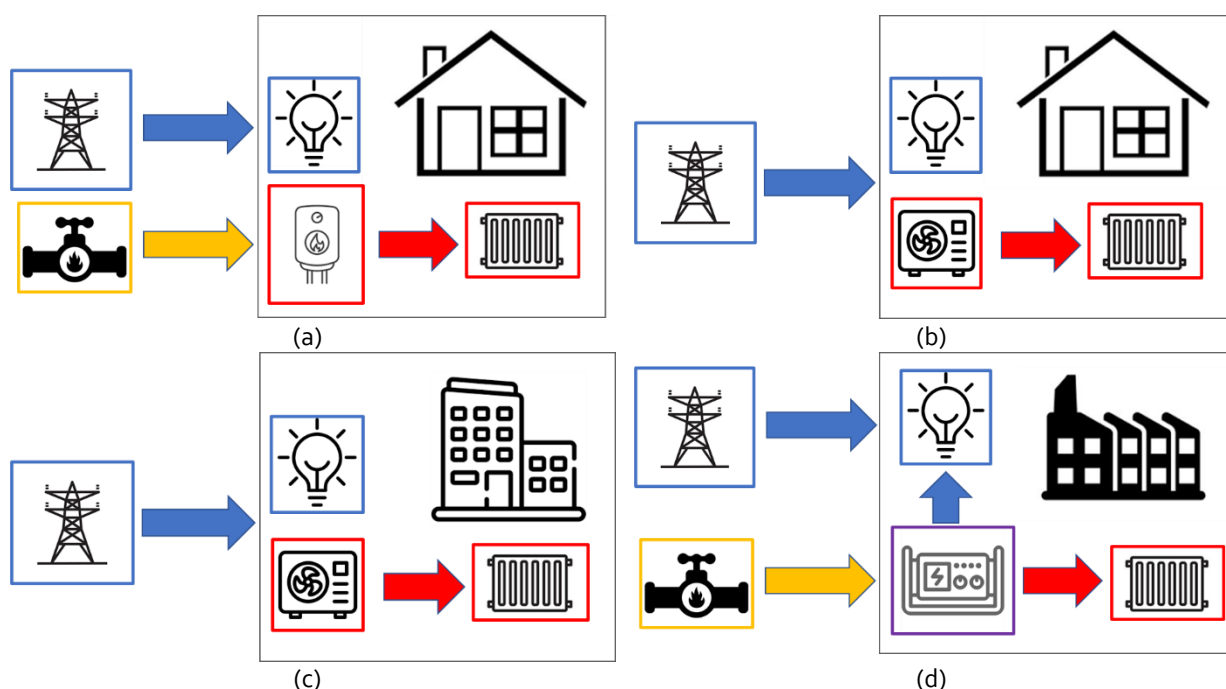


Figura 2.13 – Schema a blocchi dei casi analizzati: (a) abitazione con produzione di calore da gas naturale, (b) abitazione completamente elettrificata, (c) edificio del terziario completamente elettrificato, (d) industria con produzione di calore per riscaldamento e processi a bassa temperatura ed elettricità da cogeneratore alimentato a gas naturale.

Sebbene il caso di Figura 2.13(a) sia il più diffuso sul territorio nazionale, questo schema sta andando ad essere sostituito con quello di Figura 2.13(b) che permette un minore impatto ambientale (minore produzione di gas climalteranti) e una maggiore indipendenza dai combustibili fossili grazie all'integrazione di tecnologie, come le pompe di calore, che utilizzano sorgenti rinnovabili. Considerando quindi il caso *full-electric* di Figura 2.13(b) e Figura 2.13(c),

questo si presta particolarmente all'integrazione di sistemi di generazione da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico) e sistemi di accumulo a batteria (Figura 2.14). Come visto, per incrementare la quota di autoconsumo e integrare maggiori quote di produzione da fonti rinnovabili è possibile integrare un sistema di accumulo ibrido con produzione di idrogeno da parte di elettrolizzatore, stoccaggio come gas compresso e riutilizzo per la produzione di energia elettrica per mezzo di una *fuel cell* (Figura 2.15). In questo caso la *fuel cell* non deve avere assetto cogenerativo poiché il calore necessario al riscaldamento dell'abitazione (40-80°C) verrebbe fornito dalla pompa di calore. Viceversa, nel caso in cui si volesse utilizzare l'idrogeno anche per produrre il calore, occorre scegliere una *fuel cell* con assetto cogenerativo (SOFC o MCFC) che permette di ottenere lo schema di Figura 2.16.

È importante osservare come in tutti e tre i casi, l'utilizzo di un sistema di accumulo ibrido permette di non dover ricorrere necessariamente ad elettrolizzatori e *fuel cell* con prestazioni dinamiche veloci (PEMEC e PEMFC) ed è quindi possibile utilizzare componenti che presentano costi inferiori come gli elettrolizzatori e le *fuel cell* alcaline. Infine, per quanto riguarda lo stoccaggio questo può essere realizzato con gas compresso con una pressione che deve essere scelta in funzione degli ingombri ma anche delle prescrizioni di sicurezza [31].

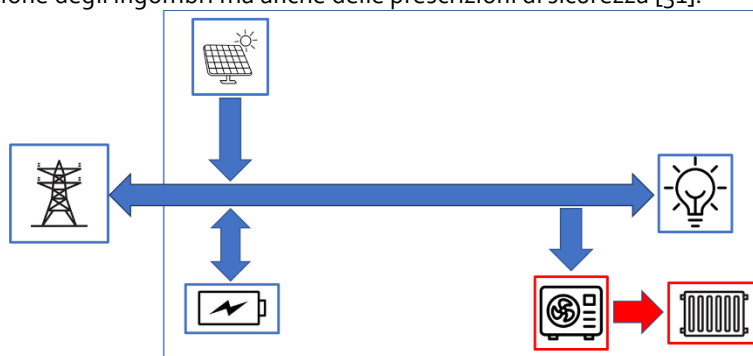


Figura 2.14 – Flussi energetici per un'utenza *full-electric* con generazione da fonti rinnovabili e sistema d'accumulo a batteria.

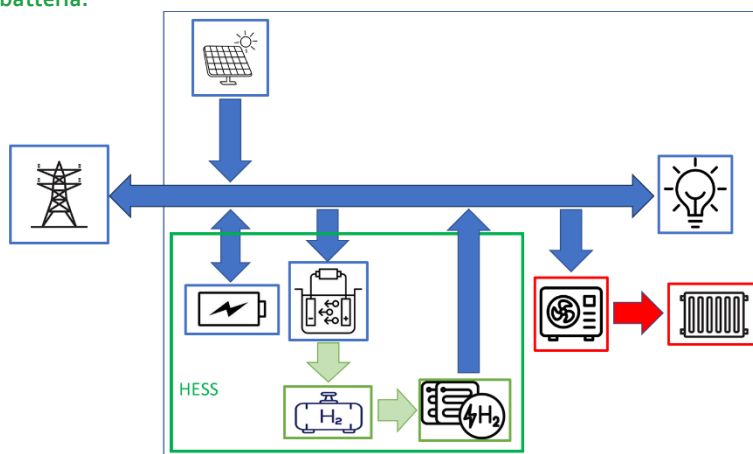


Figura 2.15 – Flussi energetici per un'utenza *full-electric* con generazione da fonti rinnovabili e sistema d'accumulo ibrido batteria-idrogeno.

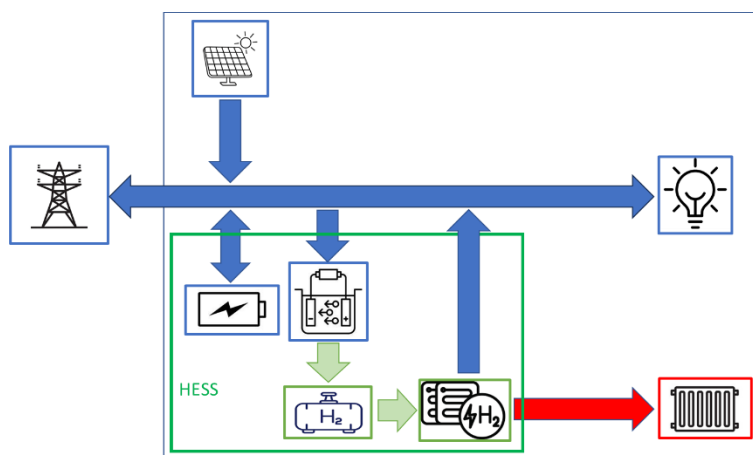


Figura 2.16 – Flussi energetici per un'utenza *full-electric* con generazione da fonti rinnovabili e sistema d'accumulo ibrido batteria-idrogeno con *Fuel Cell* in assetto cogenerativo.

Considerando il caso industriale di Figura 2.13(d), questo si presta all'integrazione di sistemi di generazione da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico) e non rinnovabile (cogeneratori) e sistemi di accumulo a batteria (Figura 2.17). L'utilizzo di un sistema di accumulo ibrido in cui l'idrogeno viene utilizzato per stoccare l'eccesso di produzione da fonti rinnovabili (Figura 2.18) è funzionale ai consumi elettrici e termici delle utenze. In questo caso, l'idrogeno prodotto come eccesso di produzione da fonti rinnovabili può essere utilizzato in miscela (*blending*) con il gas naturale per alimentare il cogeneratore e ridurre quindi la quantità di gas naturale utilizzato per alimentare le utenze. Un'ulteriore soluzione non rappresentata consiste nel sostituire il cogeneratore con una *fuel cell* cogenerativa in modo tale da rendere l'utenza industriale indipendente dal gas naturale.

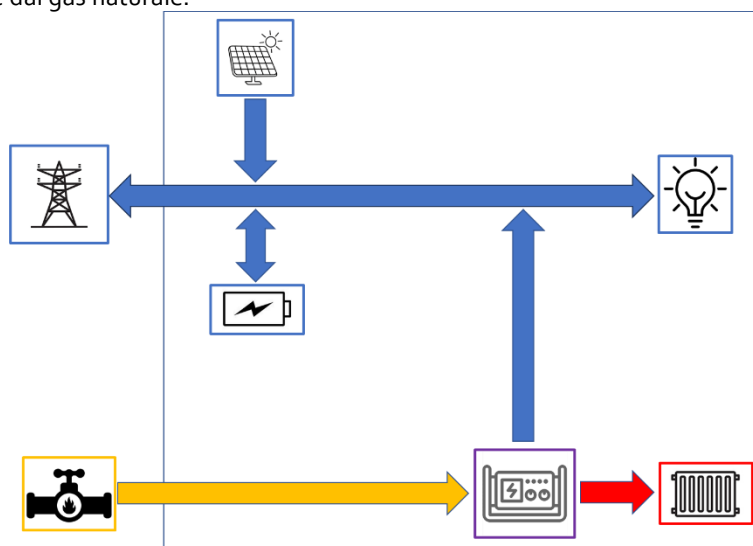


Figura 2.17 – Flussi energetici per un'utenza industriale con generazione da fonti rinnovabili e cogeneratore e sistema d'accumulo a batteria.

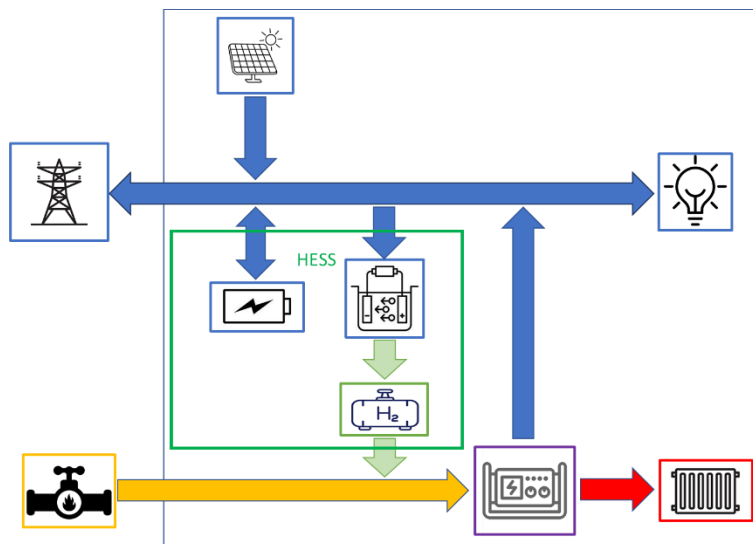


Figura 2.18 – Flussi energetici per un'utenza industriale con generazione da fonti rinnovabili e cogeneratore e sistema d'accumulo ibrido batteria-idrogeno.

Gli schemi visti finora sono solo alcuni esempi di utilizzo dell'idrogeno in abbinamento a batterie per realizzare sistemi di accumulo ibridi. Per sua natura l'idrogeno può essere integrato in diversi modi all'interno delle utenze per fornire elettricità e calore. Questo determina una differente scelta e utilizzo delle tecnologie di produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno.

3 - DIMENSIONAMENTO OTTIMO DI SISTEMA DI ACCUMULO IBRIDO

Nel capitolo precedente sono state presentate le tecnologie dell'idrogeno e possibili *layout* di un sistema di accumulo ibrido batteria – idrogeno. In questo capitolo, invece, si vuole definire il problema del dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido, sviluppare il metodo di risoluzione del problema e presentare delle analisi condotte su alcuni casi studio. Per ogni *layout* presentato nella sezione 2.2 andrebbe definito uno strumento *ad hoc* per tener conto delle peculiarità del sistema multienergetico considerato. Infatti, è differente il dimensionamento effettuato nel caso di impianto industriale con CHP dove l'idrogeno è utilizzato in miscela con il gas naturale per produrre elettricità e calore, rispetto al caso di utenza residenziale puramente elettrica. È comunque opportuno sottolineare come, pur dovendo implementare delle modifiche per tenere conto delle peculiarità del *layout*, la struttura dello strumento che permette il dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido rimane invariata, e quello che cambiano sono gli elementi costituenti l'impianto oltre che i profili di consumo. Nel seguito del capitolo si considererà, il solo caso di dimensionamento di sistema di accumulo per utenze residenziali *full-electric* fornendo elementi utili a comprendere le modifiche che si avrebbero nel caso di altri *layout*.

3.1 Schema generale per il dimensionamento

I sistemi di accumulo ibrido sono una promettente soluzione che combinano i punti di forza di differenti tecnologie di accumulo per ottenere migliori prestazioni [32]. Gli HESS offrono una soluzione strategica alle sfide poste dall'intermittenza delle fonti rinnovabili, migliorando l'affidabilità e l'adattabilità del sistema di accumulo. Diversi studi dimostrano che la combinazione di accumulo di energia sotto forma di idrogeno e in batteria migliora l'adattabilità ambientale e aumenta l'utilizzo del fotovoltaico [33], riducendo la capacità della batteria e, di conseguenza, i costi complessivi [34]. Tuttavia, determinare la capacità ottimale di ciascun componente di stoccaggio dell'energia all'interno di un sistema di accumulo ibrido è un compito complesso che richiede una comprensione globale delle caratteristiche uniche delle varie tecnologie utilizzate, dei requisiti specifici della rete energetica e della natura dinamica della generazione e dell'energia e i profili di consumo [35].

Il corretto dimensionamento di ciascun componente all'interno del sistema ibrido di accumulo dell'energia gioca un ruolo cruciale nel determinarne la fattibilità tecnico-economica. Questo problema riguarda la selezione dell'insieme ottimale di componenti per il sistema da una gamma di possibili soluzioni [36]. Le tecniche di ottimizzazione classiche implicano il processo decisionale di selezione dell'approccio più efficace per minimizzare o massimizzare la funzione obiettivo di un problema basandosi su formulazioni matematiche per identificare soluzioni ottimali a livello globale. Come da Figura 3.1 i principali metodi di dimensionamento dei sistemi energetici ibridi possono essere classificati come metodi analitici, numerici, probabilistici, grafici e iterativi [37].

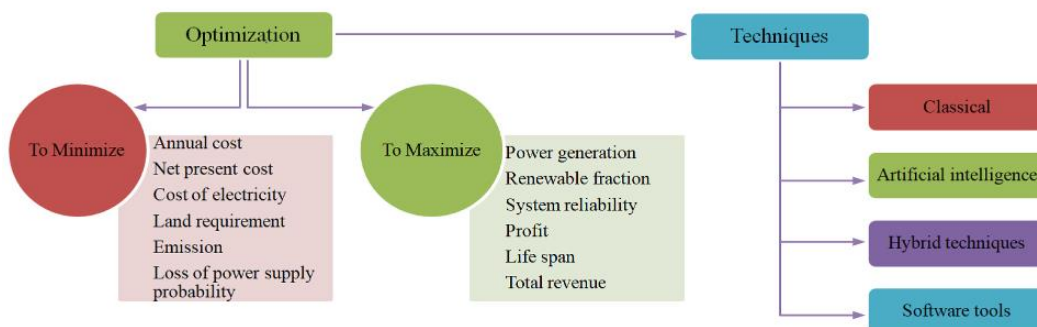


Figura 3.1 – Classificazione dei metodi di dimensionamento ottimo (fonte [37]).

L'ottimizzazione della progettazione degli HESS può essere affrontata attraverso una formulazione *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) unificata, che consente l'ottimizzazione simultanea della progettazione del sistema e del suo utilizzo [38], [39]. Anche se questo metodo consente il raggiungimento di risultati robusti, la sua potenziale complessità computazionale, in particolare all'aumentare della scala del sistema o del numero di variabili decisionali, richiede di semplificare l'analisi riducendo la risoluzione dei dati e la finestra temporale di interesse, limitando l'analisi ad alcuni giorni tipo.

Per affrontare questo problema e garantire un'analisi completa dell'HESS durante il suo intero ciclo di vita, in questo documento l'approccio utilizzato si basa sulla struttura di Figura 3.2 e si articola su due fasi principali per ottimizzare la capacità dei singoli componenti costituenti il sistema di accumulo ibrido. La prima fase riguarda il funzionamento del sistema attraverso il proprio *Energy Management System* (EMS) che distribuisce i flussi di potenza tra la batteria e lo stoccaggio dell'idrogeno, tenendo conto delle caratteristiche dinamiche di ciascun componente. La seconda fase ruota attorno alla minimizzazione di una funzione obiettivo nel processo di ottimizzazione, in cui sono inclusi sia i costi di capitale che quelli operativi e di manutenzione. Questo problema viene risolto mediante l'utilizzo di una ottimizzazione metaeuristica, quale la *Particle Swarm Optimization* (PSO), che è caratterizzata da semplicità e rapida convergenza anche in presenza di un elevato numero di variabili di input [40].

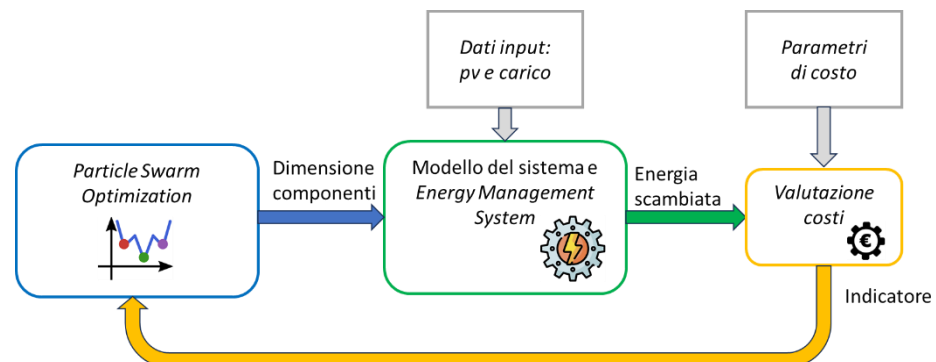


Figura 3.2 – Schema a blocchi dello strumento sviluppato per il dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido.

3.1.1 Energy Management System

In questo lavoro, l'EMS adottato prevede l'utilizzo di regole predefinite per gestire i flussi di potenza ed energia all'interno del sistema e minimizzare lo scambio di potenza all'interno della rete elettrica. La scelta di utilizzare questo tipo di EMS invece di un metodo basato sull'ottimizzazione o un metodo basato sull'apprendimento è finalizzata a mantenere un basso peso computazionale dell'intero processo di dimensionamento. Ci si riserva di analizzare nelle future attività, l'influenza di un differente EMS non solo sul peso computazionale ma anche sui risultati ottenuti nel dimensionamento.

Riprendendo lo schema di Figura 2.15, considerando una rappresentazione semplificata si ottiene lo schema di Figura 3.3 dove sono indicate le principali grandezze con le loro convenzioni (positivo in generazione, negativo in domanda). Il bilancio di potenza è espresso dall'equazione 3.1 dove $P_{pv}(t)$ è la potenza prodotta dal fotovoltaico, $P_{load}(t)$ è la potenza di carico, $P_{grid}(t)$ è l'eccesso di potenza iniettato in rete e $P_{B,dch}(t)$, $P_{B,ch}(t)$ sono le potenze in scarica e in carica della batteria e $P_{H_2,dch}(t)$ e $P_{H_2,ch}(t)$ quelle della *fuel cell* e dell'elettrolizzatore.

$$P_{pv}(t) + P_{B,dch}(t) + P_{FC}(t) = P_{load}(t) + P_{B,ch}(t) + P_{El}(t) + P_{grid}(t)$$

3.1

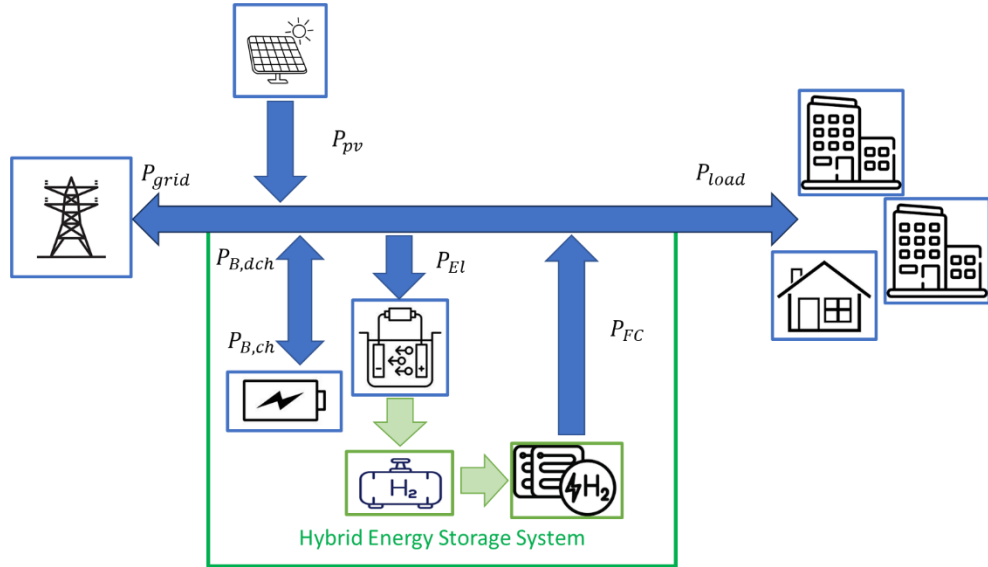


Figura 3.3 – Layout del sistema considerato per la formulazione del problema di dimensionamento ottimo.

Se la potenza prodotta dal fotovoltaico e quella assorbita dal carico dipendono dalle condizioni meteo e dal comportamento degli utenti, il comportamento dell'HESS è controllato da un EMS che fornisce le regole per gestire la potenza erogata o richiesta dalla batteria e dalle tecnologie dell'idrogeno, agendo sui convertitori di potenza che interfacciano la batteria, la *fuel cell* e l'elettrolizzatore. L'EMS ha l'obiettivo di minimizzare il costo totale dell'energia attraverso la riduzione dello scambio di energia con la rete. Per raggiungere questo obiettivo l'EMS calcola per ogni passo temporale di discretizzazione la differenza tra la produzione fotovoltaica e il carico:

$$P_{net}(t) = P_{pv}(t) - P_{load}(t) \quad 3.2$$

Il valore di $P_{net}(t)$ è quindi utilizzato dall'EMS per decidere l'utilizzo della batteria e del sistema d'accumulo con l'idrogeno. In particolare, l'EMS valuta come assegnare le potenze valutando il flusso verso la rete e tenendo conto dei limiti di carica e scarica dell'accumulo. In particolare, considerando che la batteria ha priorità di compensazione del flusso di potenza scambiato con la rete si possono scrivere le equazioni 3.3 e 3.4:

$$\begin{aligned} P_{net}(t) < 0 \wedge SOC_B(t) > SOC_{B,min} &\rightarrow P_B(t) = P_{B,dch}(t) \\ P_{net}(t) > 0 \wedge SOC_B(t) < SOC_{B,max} &\rightarrow P_B(t) = P_{B,ch}(t) \end{aligned} \quad 3.3$$

$$\begin{aligned} P_{net}(t) + P_{B,dch}(t) < 0 \wedge SOC_{H_2}(t) > SOC_{H_2,min} &\rightarrow P_{H_2}(t) = P_{FC}(t) \\ P_{net}(t) - P_{B,ch}(t) > 0 \wedge SOC_{H_2}(t) < SOC_{H_2,max} &\rightarrow P_{H_2}(t) = P_{El}(t) \end{aligned} \quad 3.4$$

dove $SOC_B(t)$ e $SOC_{H_2}(t)$ sono gli stati di carica della batteria e dell'accumulo d'idrogeno, $SOC_{B,min}$, $SOC_{B,max}$, $SOC_{H_2,min}$ e $SOC_{H_2,max}$ sono i limiti minimo e massimo di stato di carica per i due sistemi di accumulo. Infine, le potenze $P_{B,dch}(t)$, $P_{B,ch}(t)$ e $P_{FC}(t)$, $P_{El}(t)$ sono espresse nelle equazioni 3.5, 3.6, 3.7 e 3.8:

$$P_{B,dch}(t) = \begin{cases} -P_{net}(t) \\ (SOC_B(t-1) - SOC_{B,min}) \frac{\eta_{B,dch} E_B}{dt} \\ P_{B,max,dch} \end{cases} \quad 3.5$$

$$P_{B,ch}(t) = \begin{cases} P_{net}(t) \\ (SOC_{B,max} - SOC_B(t-1)) \frac{E_B}{\eta_{B,ch} dt} \\ P_{B,max,ch} \end{cases} \quad 3.6$$

$$P_{FC}(t) = \begin{cases} -P_{net}(t) + P_{B,dch}(t) \\ (SOC_{H_2}(t-1) - SOC_{H_2,min}) \frac{\eta_{FC} E_{H_2}}{dt} \\ P_{FC,max} \end{cases} \quad 3.7$$

$$P_{H_2,ch}(t) = \begin{cases} P_{net}(t) - P_{B,ch}(t) \\ (SOC_{H_2,max} - SOC_{H_2}(t-1)) \frac{E_{H_2}}{\eta_{El} dt} \\ P_{El,max} \end{cases} \quad 3.8$$

dove E_B e E_{H_2} sono le energie nominali della batteria e dello stoccaggio d'idrogeno, $\eta_{B,dch}$, $\eta_{B,ch}$, η_{FC} e η_{El} sono le efficienze in carica e scarica della batteria e dello stoccaggio d'idrogeno (*fuel cell* ed elettrolizzatore) e $P_{B,max,dch}$, $P_{B,max,ch}$, $P_{FC,max}$ e $P_{El,max}$ sono le potenze massime in scarica e carica di batteria e accumulo d'idrogeno (rispettivamente *fuel cell* ed elettrolizzatore). Lo stato di carica dei due diversi sistemi di accumulo può essere calcolato, in funzione della condizione di carica e scarica, come espresso dalle equazioni 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12:

$$SOC_B(t) = SOC_B(t-1) - \frac{P_{B,dch}(t) dt}{\eta_{B,dch} E_B} \quad 3.9$$

$$SOC_{H_2}(t) = SOC_{H_2}(t-1) - \frac{P_{FC}(t) dt}{\eta_{FC} \eta_{H_2} E_{H_2}} \quad 3.10$$

$$SOC_B(t) = SOC_B(t-1) + \frac{P_{B,ch}(t) \eta_{B,ch} dt}{E_B} \quad 3.11$$

$$SOC_{H_2}(t) = SOC_{H_2}(t-1) + \frac{P_{El}(t) \eta_{El} dt}{E_{H_2}} \quad 3.12$$

dove η_{H_2} è l'efficienza per stoccare l'idrogeno. È importante osservare come in questa trattazione l'accumulo d'idrogeno è visto con il suo equivalente energetico.

L'EMS descritto finora è sviluppato tenendo conto di una differente priorità di funzionamento di batteria e accumulo d'idrogeno. Nella realtà questo metodo non tiene conto del disaccoppiamento temporale dell'azione della batteria e dell'accumulo d'idrogeno. In particolare, come visto finora, si è sempre ipotizzato di utilizzare la batteria per compensare i transitori intraday e di usare l'idrogeno come stoccaggio di lungo termine. Per poter raggiungere questo obiettivo, sempre mantenendo un EMS semplificato che permette di garantire un basso peso computazionale, una possibile soluzione è quella di utilizzare una struttura differente basata su una logica che incorpora un filtro per scomporre le componenti ad alta frequenza da quelle a bassa frequenza. Lo schema a blocchi complessivo è rappresentato in Figura 3.4. È importante osservare

come con questa struttura nelle equazioni 3.6 e 3.7 non è più da considerare il contributo della batteria.

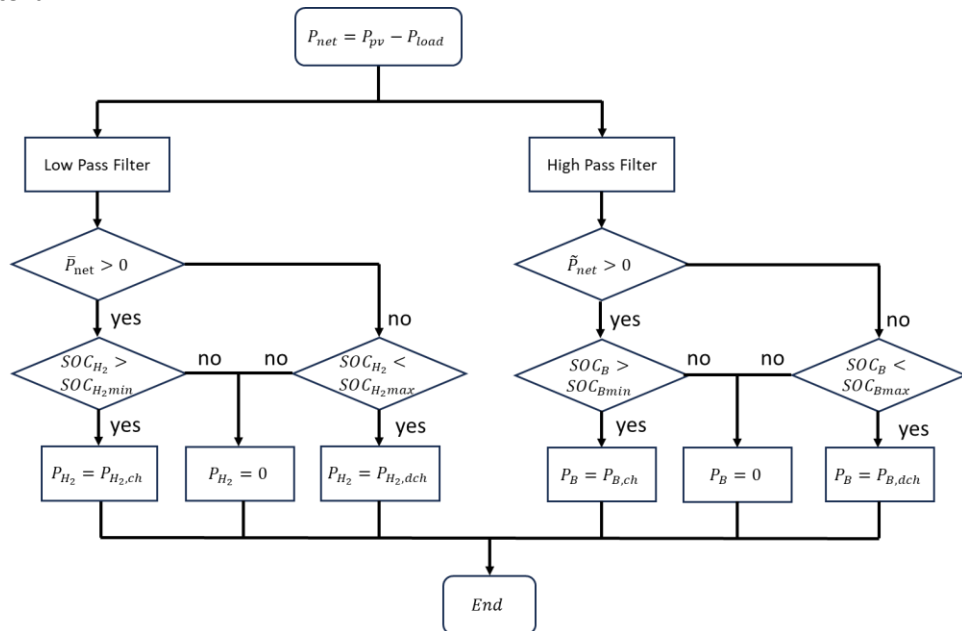


Figura 3.4 – Diagramma a blocchi dell'EMS basato su filtraggio.

A titolo d'esempio in Figura 3.5 sono mostrate le componenti sull'intero anno solare della potenza $P_{net}(t)$ considerando il caso di impianto fotovoltaico da 200 kWp connesso a 50 utenti residenziali da 3 kW ciascuno. Tali componenti sono ottenute considerando un filtraggio con frequenza pari a $1/24h$, che permette di avere un comportamento medio giornaliero per il profilo che l'accumulo d'idrogeno deve compensare e un profilo con variabilità giornaliera per la batteria.

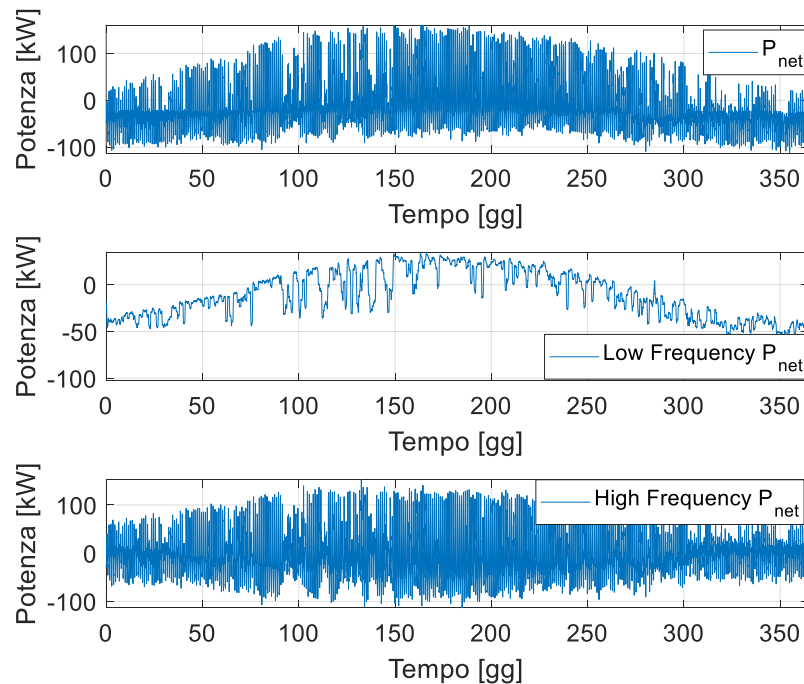


Figura 3.5 – Componenti della potenza $P_{net}(t)$ su un intero anno solare, considerando un fotovoltaico da 200 kW installato ad alimentare 50 utenti residenziali. Il filtro ha una frequenza pari a $1/24h$.

Quanto visto finora è la formulazione semplificata dell'EMS che agisce su un sistema di accumulo ibrido batteria-idrogeno. Naturalmente, si possono integrare versioni maggiormente sofisticate dell'EMS (ad esempio basate su *Model Predictive Control* o su ottimizzazione). L'EMS strutturato è valido per un sistema di accumulo ibrido con il *layout* di Figura 3.3. Per considerare gli ulteriori *layout* presentati nella sezione 2.2 occorre innanzitutto considerare come input del sistema di controllo anche la domanda termica, considerare la produzione di calore da *fuel cell* cogenerativa o da cogeneratore e quindi gestire l'accumulo d'idrogeno per considerare la compensazione della domanda termica, oltre a quella elettrica.

3.1.2 Particle Swarm Optimization

La procedura di dimensionamento è focalizzata sulla corretta progettazione del sistema di accumulo per ottenere il set di componenti migliore per massimizzare i profitti. Ciò avviene attraverso l'identificazione della dimensione migliore per la batteria, per il serbatoio di idrogeno, per l'elettrolizzatore e per la cella a combustibile. La dimensione di ciascun componente all'interno dell'HESS è vincolata a stare all'interno di valori minimi e massimi specificati, come delineato dai vincoli di equazione 3.13 e 3.14.

$$P_{j, rated, min} \leq P_{j, rated} \leq P_{j, rated, max} \quad 3.13$$

$$E_{j, rated, min} \leq E_{j, rated} \leq E_{j, rated, max} \quad 3.14$$

dove $P_{j, rated}$ e $E_{j, rated}$ sono la potenza e l'energia nominale del j-esimo componente. Per la batteria, inoltre, si considera che l'energia e la potenza nominale sono vincolate dal C_{Rate} di scarica/carica come da equazione 3.15:

$$P_{j, rated} = C_{Rate} E_{j, rated} \quad 3.15$$

Il metodo utilizzato in questo documento è basato sulla *Particle Swarm Optimization* (PSO) che è un metodo di ottimizzazione meta-euristico applicato in diverse aree dell'ingegneria [41]. Questo metodo appartiene ad una particolare classe di algoritmi utilizzati in diversi campi, tra cui l'intelligenza artificiale ed è un metodo euristico di ricerca ed ottimizzazione, ispirato al movimento degli stormi di uccelli. Il PSO è un metodo computazionale che ottimizza un problema cercando iterativamente di migliorare una soluzione candidata rispetto a una determinata misura di qualità (*fitness*). In particolare, questo metodo risolve un problema avendo una popolazione di soluzioni candidate, chiamate particelle, e spostando queste particelle nello spazio di ricerca secondo una semplice formula matematica sulla posizione e velocità della particella. Il movimento di ciascuna particella è influenzato dalla sua posizione locale più nota, ma è anche guidato verso le posizioni più note nello spazio di ricerca, che vengono aggiornate man mano che vengono trovate posizioni migliori da altre particelle. Si prevede che ciò sposterà lo sciame verso le soluzioni migliori. Il PSO è un metodo meta-euristico in quanto non utilizza ipotesi per l'ottimizzazione del problema e può cercare all'interno di spazi molto ampi le soluzioni candidate. Inoltre, il PSO non utilizza il gradiente del problema da ottimizzare, il che significa che il PSO non richiede che il problema di ottimizzazione sia differenziabile come richiesto dai metodi di ottimizzazione classici.

Il metodo inizia definendo la popolazione di particelle L e il massimo numero possibile di iterazioni M , viene inoltre determinato il numero di variabili che l'ottimizzazione deve analizzare e collocare entro limiti predefiniti. Dopo l'impostazione dei parametri PSO, le posizioni e le velocità delle

particelle vengono inizializzate [42]. Per ogni iterazione e in base alla *fitness*, la posizione $X_l(k + 1)$ della particella con le migliori prestazioni nello stormo viene salvata in g_l , mentre la posizione migliore per ciascuna particella viene salvata in q_l . Quindi, a ciascuna particella viene assegnata una velocità specifica $V_l(k + 1)$ per calcolare la sua nuova posizione per quella successiva iterazione $X_l(k + 1)$. Le espressioni utilizzate per calcolare V_l e X_l sono le seguenti:

$$V_l(k + 1) = wV_l(k) + c_1r_1(q_l(k) - X_l(k)) + c_2r_2 + (g_l(k) - X_l(k)) \quad 3.16$$

$$X_l(k + 1) = X_l(k) + V_l(k + 1) \quad 3.17$$

Dove w , c_1 e c_2 sono i pesi per l'inerzia e i coefficienti di apprendimento della singola particella e globali, mentre r_1 e r_2 sono due numeri casuali compresi tra 0 e 1.

L'algoritmo termina quando viene raggiunto un criterio di arresto, che può essere basato sul numero di iterazioni eseguite o nel caso in cui la distanza euclidea tra la particella corrente e quella precedente è inferiore o uguale all'unità. Il risultato è il dimensionamento ottimale dell'HESS che si ottiene mediante la minimizzazione di una funzione di costo. Lo schema generale è riportato in Figura 3.6

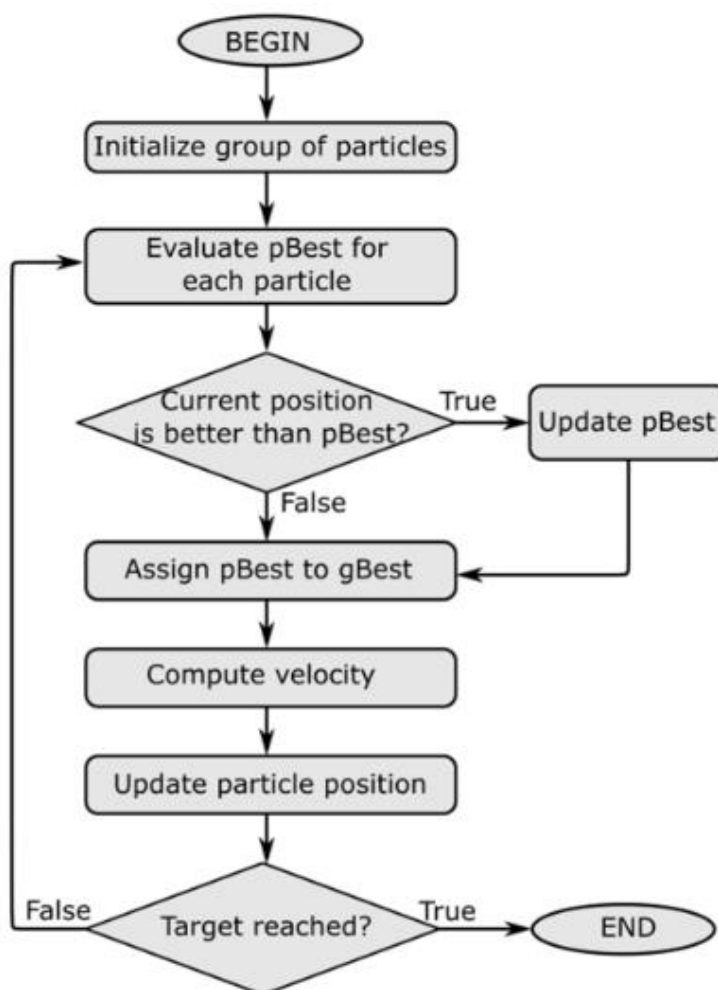


Figura 3.6 – Schema a blocchi del funzionamento dell'algoritmo PSO (fonte [43]).

Quanto visto finora è il metodo utilizzato per ottimizzare il dimensionamento dei componenti dell'accumulo ibrido. Questa struttura può essere utilizzata anche per gli altri *layout* del sistema di accumulo descritti nel paragrafo 2.2, cambiando opportunamente le grandezze da ottimizzare.

3.1.3 Funzione di costo

La funzione costo da minimizzare è in generale legata ai costi per la realizzazione, per l'*Operation and Maintenance (O&M)* del sistema di accumulo durante tutta la sua vita utile e per la sostituzione dei componenti a fine vita e i costi per l'approvvigionamento dell'energia (al netto di quella prodotta dal fotovoltaico). Il costo totale è espresso dalla 3.18:

$$C_{tot,HESS} = C_{CAPEX,HESS} + C_{OPEX,HESS} + C_{replace} \quad 3.18$$

dove il costo per la realizzazione $C_{CAPEX,HESS}$ è pari a:

$$C_{CAPEX,HESS} = C_B E_B + C_{B,inv} E_B C_{Rate} + C_H E_H + C_{H,fixed} + C_{FC} P_{FC} + C_{FC,fixed} + C_{EL} P_{EL} + C_{EL,fixed} \quad 3.19$$

dove C_B è il costo specifico [€/kWh] per la batteria, $C_{B,inv}$ è il costo per l'inverter, C_H è il costo specifico per l'accumulo d'idrogeno [€/kWh], $C_{H,fixed}$ è il costo fisso [€] per l'accumulo d'idrogeno, C_{FC} è il costo della *Fuel Cell* [€/kW], $C_{FC,fixed}$ il costo fisso [€] per la *Fuel Cell*, C_{EL} è il costo specifico dell'elettrolizzatore [€/kW] e $C_{EL,fixed}$ il costo fisso [€] ad esso associato.

I costi di funzionamento dell'impianto $C_{OPEX,HESS}$ sono invece pari alla somma dei costi di O&M $C_{O\&M}$ e ai costi di acquisto dell'energia C_E :

$$C_{OPEX,HESS} = C_{O\&M} + C_E \quad 3.20$$

con:

$$C_{O\&M} = C_{O\&M_B} + C_{O\&M_{H_2}} + C_{O\&M_{FC}} + C_{O\&M_{EL}} \quad 3.21$$

dove $C_{O\&M_B}$, $C_{O\&M_{H_2}}$, $C_{O\&M_{FC}}$ e $C_{O\&M_{EL}}$ sono i costi di O&M di ciascun componente dell'accumulo ibrido, generalmente espresso come percentuale del costo d'investimento. Il costo di acquisto dell'energia è invece pari a:

$$C_E = \sum_t c^-(t) P_{grid}^-(t) - \sum_t c^+(t) P_{grid}^+(t) \quad 3.22$$

dove $c^-(t)$ è il costo di acquisto e $P_{grid}^-(t)$ è l'energia importata, $c^+(t)$ è il prezzo di vendita e $P_{grid}^+(t)$ è l'energia ceduta in rete. Questo costo dipende quindi dall'energia scambiata con la rete e viene calcolato dopo l'esecuzione del blocco di modello di sistema ed *Energy Management System* di Figura 3.2.

A questi costi si aggiunge il costo per la sostituzione dei componenti a fine vita (batteria, elettrolizzatore, *fuel cell*, stoccaggio d'idrogeno). Questo costo è variabile nel tempo e dipende dall'utilizzo dei componenti. Ad esempio, per la batteria dipende dal numero di cicli effettuati, mentre per elettrolizzatore e *fuel cell* dal numero di ore di utilizzo, mentre per stoccaggio d'idrogeno è dato in numero di anni. Per effettuare questa valutazione, nel blocco di modello fisico ed *Energy Management System* di Figura 3.2, viene conteggiato l'utilizzo dei componenti e si ha un associato costo di sostituzione quando si raggiunge il fine vita del componente stesso. In particolare, per la batteria si avrà la sostituzione per r_B uguale a 1 e cioè quando il numero di cicli equivalenti effettuati $\frac{\sum_t |P_B(t)|}{2E_B}$ è maggiore del numero di cicli massimi n_B :

$$r_B = \begin{cases} 1 & \text{se } \frac{\sum_t |P_B(t)|}{2E_B} \geq n_B \\ 0 & \text{se } \frac{\sum_t |P_B(t)|}{2E_B} < n_B \end{cases} \quad 3.23$$

Viceversa, per la *Fuel Cell* e l'elettrolizzatore r_{FC} e r_{El} è uno quando la sommatoria delle ore di utilizzo è maggiore del numero massimo di ore h_{FC} e h_{El} :

$$r_{FC} = \begin{cases} 1 & \text{se } \sum_t 1_{\{P_{FC}(t)>0\}} \geq h_{FC} \\ 0 & \text{se } \sum_t 1_{\{P_{FC}(t)>0\}} < h_{FC} \end{cases} \quad 3.24$$

$$r_{El} = \begin{cases} 1 & \text{se } \sum_t 1_{\{P_{El}(t)>0\}} \geq h_{El} \\ 0 & \text{se } \sum_t 1_{\{P_{El}(t)>0\}} < h_{El} \end{cases} \quad 3.25$$

Infine, per lo stoccaggio d'idrogeno r_{H_2} è uno se il tempo trascorso è maggiore della vita utile (espressa in anni) del serbatoio stesso:

$$r_{H_2} = \begin{cases} 1 & \text{se } t \geq T_{H_2} \\ 0 & \text{se } t < T_{H_2} \end{cases} \quad 3.26$$

Il dimensionamento ottimo del sistema di accumulo ibrido deve avvenire attraverso la minimizzazione del costo complessivo di equazione 3.18. Altre opzioni riguardano l'utilizzo di indici finanziari quali l'*Internal Rate of Return* (IRR), il *Net Present Value* (NPV) o il *Payback Period* (PBP). Tutti questi indici tengono conto dei flussi di cassa e dell'attualizzazione dei costi. In particolare, l'IRR restituisce il tasso d'interesse che rende nulle le entrate e le uscite di un progetto; il PBP permette di valutare il numero di anni necessari per compensare l'investimento mentre il NPV tiene conto del valore temporale del denaro e, considerando i futuri flussi di cassa al loro valore attuale, consente di determinare se un investimento o un progetto è finanziariamente praticabile. Questo può essere calcolato come espresso dalla 3.27:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad 3.27$$

dove C_t è il flusso di cassa al tempo t e i è il tasso di interesse.

A partire dall'equazione 3.27 può essere calcolato l'IRR che è il valore di i per cui il NPV è uguale a zero, mentre il PBP è pari al tempo per cui il risultato dell'NPV diventa nullo.

Viste queste indicazioni, la funzione obiettivo utilizzata per il dimensionamento ottimo del sistema di accumulo ibrido è la massimizzazione dell'NPV durante la vita utile prevista per l'investimento. I flussi di cassa C_t sono calcolati come:

$$C_t = -C_{CAPEX,HESS} \cdot 1_{\{t=0\}} + [G_t - C_{O\&M} - R_B C_B E_B - R_{FC} C_{FC} P_{FC} - R_{El} C_{El} P_{El} - R_{H_2} C_{H_2} E_{H_2}] \cdot 1_{\{t \neq 0\}} \quad 3.28$$

dove G_t è il risparmio in bolletta ottenuto grazie all'accumulo ibrido e calcolabile come la differenza tra il costo per l'approvvigionamento di energia nello scenario di riferimento senza accumulo meno quello che si ottiene con l'accumulo, come espresso dalla 3.29. L'investimento fatto con l'acquisto di un sistema di accumulo ibrido permette di risparmiare ogni anno la quota G_t .

$$G_t = \left(\sum_t c^-(t) P_{net}^-(t) - \sum_t c^+(t) P_{net}^+(t) \right) - \left(\sum_t c^-(t) P_{grid}^-(t) - \sum_t c^+(t) P_{grid}^+(t) \right) \quad 3.29$$

Il dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido passa dall'analisi dei costi complessivi dell'investimento, dei costi di O&M, dai costi per la sostituzione dei componenti a fine vita e dai profitti generati e dovuti ai risparmi nell'acquisto dell'energia. Differenti *layout* d'impianto richiedono una rivisitazione dei costi visti finora, ma la struttura rimane pressoché invariata. È importante osservare che la stessa metodologia può essere estesa integrando il dimensionamento ottimo del sistema di produzione da fonti rinnovabili.

3.2 Dimensionamento ottimo di un accumulo ibrido

Come già anticipato lo strumento sviluppato permette il dimensionamento ottimo di sistemi di accumulo ibridi batteria-idrogeno (o comunque di sistemi che integrano accumuli con diversi rapporti energia/potenza) per utenze puramente elettriche. Lo strumento con opportune modifiche, già spiegate in precedenza, può comunque essere esteso a sistemi multienergetici che considerano oltre alla domanda elettrica, anche quella termica ed eventualmente di idrogeno. Per dimostrare il funzionamento dello strumento in questa sezione viene considerato il caso d'uso di dimensionamento di un sistema di accumulo ibrido da abbinare a un distretto residenziale composto da 150 utenti. Inoltre, si considera che il distretto sia dotato di un impianto fotovoltaico da 200 kWp. I parametri di base del caso studio sono illustrati in Tabella 3.1 I dati d'ingresso per il dimensionamento del sistema di accumulo sono la vita utile dello stesso, il tasso d'interesse (il dimensionamento è effettuato allo scopo di massimizzare il NPV), i costi di acquisto e vendita dell'energia oltre che i profili di carico e generazione. Per il costo di vendita dell'energia sono stati considerati i prezzi minimi garantiti per l'anno 2023 [44], dato l'imminente termine dello scambio sul posto, mentre per il prezzo di acquisto dell'energia è stato considerato il costo medio sull'anno 2023 del servizio di maggiore tutela ricavato dalle statistiche disponibili sul sito di ARERA [45]. Per la generazione dei profili di generazione e carico, mostrati in Figura 3.7, sono stati utilizzati dati disponibili su diverse banche dati internet [46], [47], [48], [49]. L'analisi è stata condotta considerando i carichi e la produzione che si ottiene al nord Italia. Nel dimensionamento del sistema di accumulo è stato considerato un tasso d'interesse del 5% e una vita utile del sistema di accumulo di 20 anni. Tutte le analisi seguenti sono quindi svolte considerando questi parametri.

Tabella 3.1 – Parametri base del caso studio

Parametro	Valore
Vita utile	20 anni
Tasso d'interesse	5 %
Utente	150 utenti residenziali da 3 kW
Generazione	200 kWp da impianto fotovoltaico
Costo acquisto energia	0,3225 €/kWh
Prezzo vendita energia	0,044 €/kWh

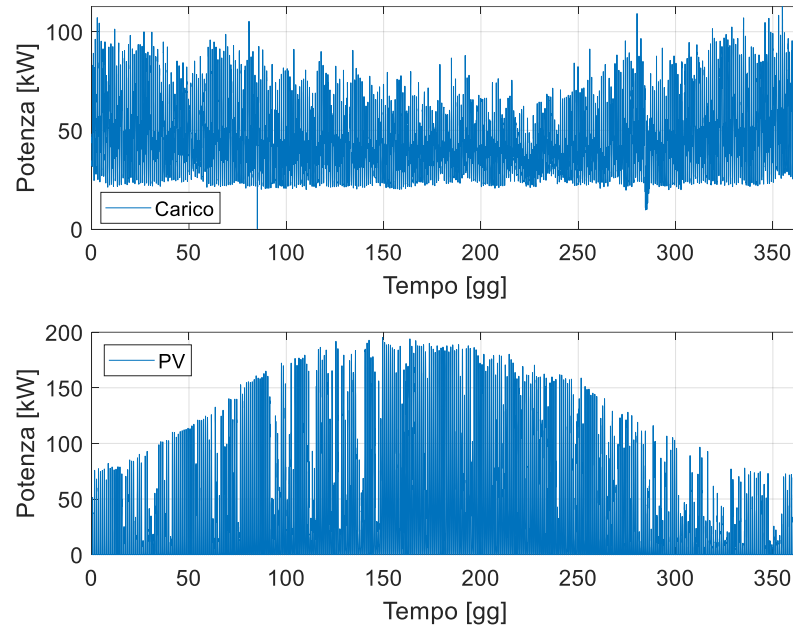


Figura 3.7 – Profili di carico (150 utenti residenziali da 3 kWp) e generazione fotovoltaica (200 kWp) durante un anno.

Oltre ai dati visti finora, per il corretto funzionamento del sistema di dimensionamento occorre definire alcuni parametri tecnici dei sistemi componente l'accumulo ibrido. In particolare, questi parametri sono l'efficienza energetica e la vita utile di batteria, elettrolizzatore, accumulo di idrogeno e *fuel cell*. Inoltre, per il funzionamento dell'EMS occorre considerare i limiti di stato di carica di batteria e accumulo d'idrogeno. Per le analisi seguenti sono stati considerati una batteria al litio, *fuel cell* ed elettrolizzatore di tipo PEM e accumulo d'idrogeno in pressione. La Tabella 3.2 riporta i parametri tecnici considerati in questa prima analisi, dove sono stati utilizzati i migliori valori trovati in letteratura (Tabella 2.1, Tabella 2.2 e Tabella 2.3).

Tabella 3.2 – Parametri tecnici dei componenti del sistema di accumulo ibrido: caso migliore

Componente	Efficienza energetica	Vita utile	Massimo SoC	Minimo SoC
Batteria Litio-ioni	95%	6000 cicli	90%	10%
Accumulo idrogeno in pressione	95%	20 anni	100%	0%
<i>Fuel cell</i> PEM	65%	60000 ore	-	-
Elettrolizzatore PEM	65%	60000 ore	-	-

Una parte fondamentale dello strumento di dimensionamento ottimo è costituito dal modello del sistema e dal sistema di gestione (EMS). Per dimostrarne il comportamento è stata effettuata una simulazione su base annuale considerando un sistema di accumulo costituito da una batteria con energia nominale di 100 kWh, uno stoccaggio d'idrogeno con energia di 500 kWh connesso a elettrolizzatore con potenza nominale da 70 kW e una *fuel cell* da 30 kW. Inoltre, la frequenza del filtro che scompone le componenti a bassa frequenza e quelle ad alta frequenza della potenza netta per la gestione dell'EMS (come da schema di Figura 3.4) è stata impostata pari a 1/6h.

Dati i profili di generazione e domanda di Figura 3.7, la potenza $P_{net}(t) = P_{pv}(t) - P_{load}(t)$, la potenza di batteria $P_B(t)$, la potenza dell'accumulo d'idrogeno $P_{H_2}(t)$ e la potenza scambiata con la rete $P_{grid}(t)$ assumono il comportamento mostrato in Figura 3.8, dove si può osservare come

L'EMS permette di aumentare l'autoconsumo ($|P_{grid}(t)| < |P_{net}(t)|$) grazie all'azione dei due sistemi di accumulo. Come si vede i due sistemi di accumulo operano su due dinamiche differenti, ed è infatti possibile osservare come il contributo dell'idrogeno avvenga principalmente durante il periodo centrale dell'anno, mentre quello della batteria durante tutto l'anno. È importante osservare come differenti risultati possano essere ottenuti agendo sulla frequenza del filtro.

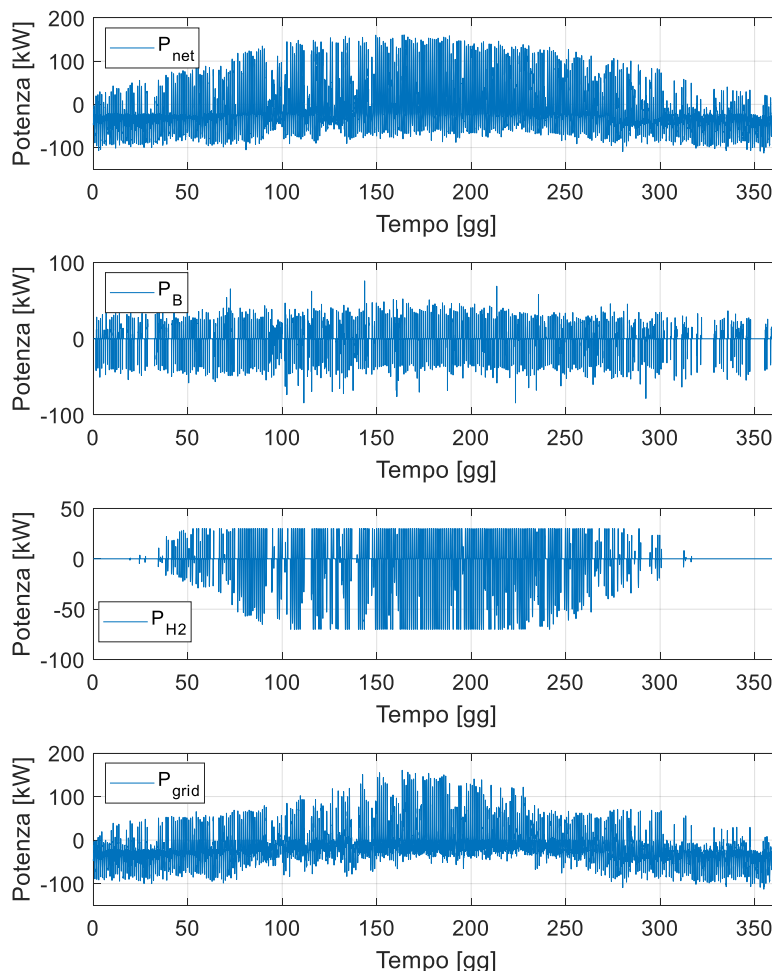


Figura 3.8 – Andamento della potenza netta data dalla differenza tra generazione e carico, potenza di batteria, potenza dell'accumulo d'idrogeno e potenza scambiata con la rete durante un'annualità.

In Figura 3.9 si riporta l'andamento dello stato di carica dei due sistemi durante l'anno, dove si può osservare come la batteria e lo stoccaggio d'idrogeno lavorano all'interno dei limiti imposti, con continue cariche e scariche della batteria che durante l'annualità compie circa 245 cicli equivalenti, mentre la *fuel cell* e l'elettrolizzatore sono utilizzati rispettivamente per 1968 ore e 2338 ore.

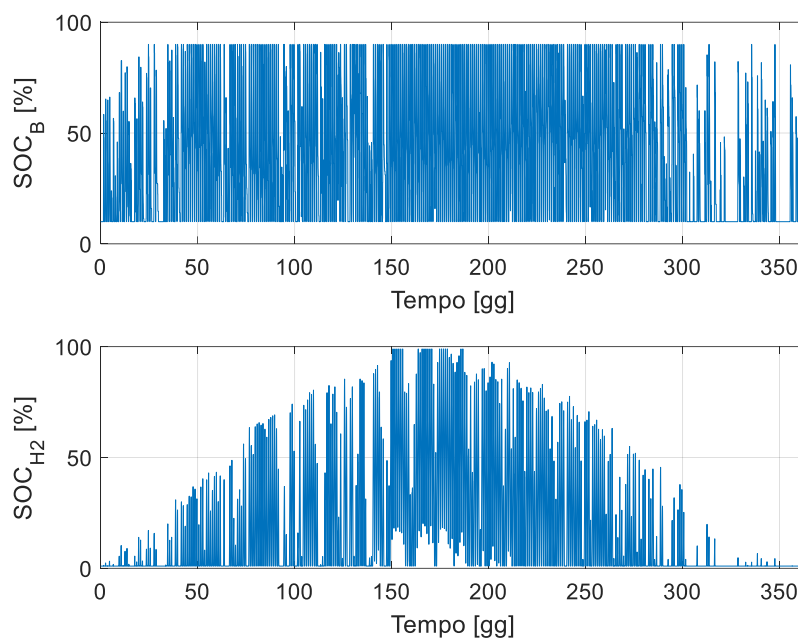


Figura 3.9 - Andamento dello stato di carica di batteria e idrogeno durante un'annualità.

In Figura 3.10 è riportato l'andamento delle potenze e dello stato di carica durante un giorno tipo in luglio. Si può osservare il comportamento dei due sistemi di accumulo e l'utilizzo della batteria per i picchi di potenza e dell'idrogeno per la compensazione del profilo medio (costante di tempo del filtro pari a 6h).

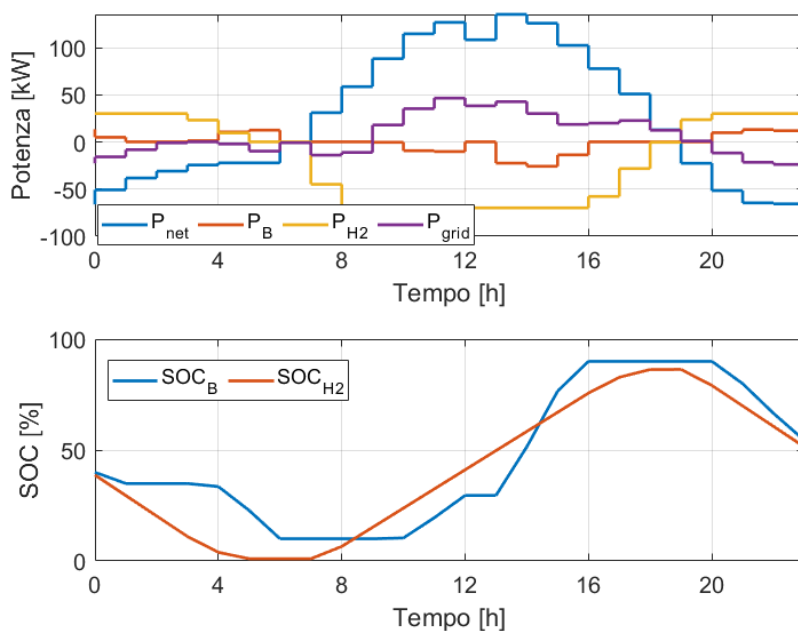


Figura 3.10 – Andamento delle potenze e dello stato di carica durante un giorno tipo in luglio.

Come visto nella sezione 3.1.3 il costo totale del sistema di accumulo e il NPV considerano anche dal costo di sostituzione dei componenti a fine vita. È importante osservare, come mostrato in Tabella 3.3, che l'utilizzo dei componenti dipende dalla costante di tempo del filtro utilizzato per



disaccoppiare la batteria dallo stoccaggio d'idrogeno. Di conseguenza anche i costi del sistema di accumulo dipendono dalla gestione dei diversi componenti e dall'EMS stesso.

Tabella 3.3 – Utilizzo per ciascun anno della batteria e di elettrolizzatore e *Fuel Cell* al variare del filtro dell'EMS.

Costante di tempo del filtro [h]	cicli batteria [cicli/anno]	Ore <i>Fuel cell</i> [ore/anno]	Ore elettrolizzatore [ore/anno]
2	138	2095	2397
4	196	2020	2377
6	245	1968	2338
12	259	1648	2031
24	257	378	714

Per effettuare il dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido, oltre ai parametri principali del caso studio e ai parametri tecnici delle tecnologie, occorre definire i costi specifici associati a ciascuna tecnologia. In Tabella 3.4 sono riportati i costi utilizzati.

Tabella 3.4 – Parametri economici dei componenti del sistema di accumulo ibrido: caso migliore

Componente	Costo specifico	O&M
Batteria	200 €/kWh	1%
Accumulo idrogeno	14 €/kWh	1%
<i>Fuel cell</i>	1000 €/kW	1%
Elettrolizzatore	1000 €/kW	2%
Costo inverter	500 €/kW	1%

Il dimensionamento, come visto nella sezione 3.1, viene effettuato attraverso l'algoritmo PSO che va a identificare la soluzione ottima che massimizza il NPV, attraverso un processo in cui vengono aggiornati la posizione delle particelle durante ciascuna iterazione fino a identificare l'ottimo. In Figura 3.11 è mostrato l'andamento della funzione di costo durante ciascuna iterazione.

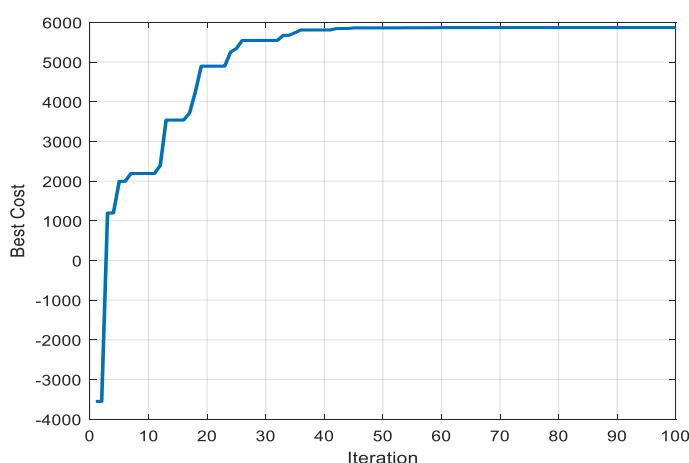


Figura 3.11 – Aggiornamento della funzione di costo per ciascuna iterazione compiuta dal PSO.

Il dimensionamento avviene all'interno di intervalli prestabiliti delle diverse grandezze da ottimizzare. I parametri utilizzati durante per questo caso d'uso sono mostrati in Tabella 3.5.

Tabella 3.5 – Intervalli considerati per il dimensionamento dei componenti del sistema di accumulo ibrido.

Componente	Valore minimo	Valore massimo
Batteria	0	1000 kWh
Stoccaggio idrogeno	0	1000 kWh
Fuel cell	0	100 kW
Elettrolizzatore	0	100 kW

Considerando i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 è stato quindi effettuato un primo dimensionamento al variare della costante di tempo del filtro. I risultati mostrati in Tabella 3.6 evidenziano come la differente costante di tempo determina risultati diversi nel dimensionamento del sistema di accumulo ibrido. Questo risultato evidenzia come l'EMS abbia un ruolo fondamentale nel dimensionamento del sistema di accumulo. Inoltre, un diverso dimensionamento porta a NPV diversi tra loro. Questi valori, con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4, sono sempre positivi ma con valori non elevati nonostante i parametri di costo e prestazione favorevoli. Questo evidenzia come con i prezzi attuali di elettricità non è ancora favorevole installare sistemi di accumulo, se lo si vuole utilizzare solo come un investimento.

Tabella 3.6 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare della costante di tempo del filtro.

Costante di tempo del filtro [h]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	NPV [€]
2	19,20	82,53	4,36	11,39	5868
4	30,62	79,80	4,36	11,18	6094
6	42,79	76,08	4,22	10,52	5475
12	15,58	34,56	2,20	4,80	1433
24	4,34	0	0	0	606

In Figura 3.12 è mostrato l'andamento del NPV durante i 20 anni di utilizzo del sistema di accumulo. Visti i parametri selezionati e l'utilizzo annuo di ciascun componente non si verifica la necessità di dover sostituire i componenti a fine vita e questo permette di rientrare nell'investimento dopo 15 anni (anno in cui l'NPV è nullo). Viceversa, utilizzando una vita utile di batteria pari a 3000 cicli si verifica questa necessità come mostrato in Figura 3.13 dove si verifica dopo 10 anni la necessità di una sostituzione della batteria con conseguente riduzione dell'NPV e aumento del tempo di rientro dell'investimento.

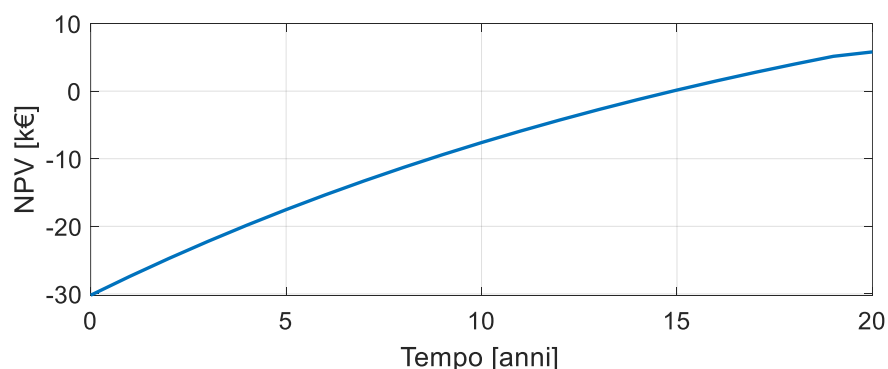


Figura 3.12 – Andamento dell'NPV con costante di tempo del filtro pari a 2h e parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4.

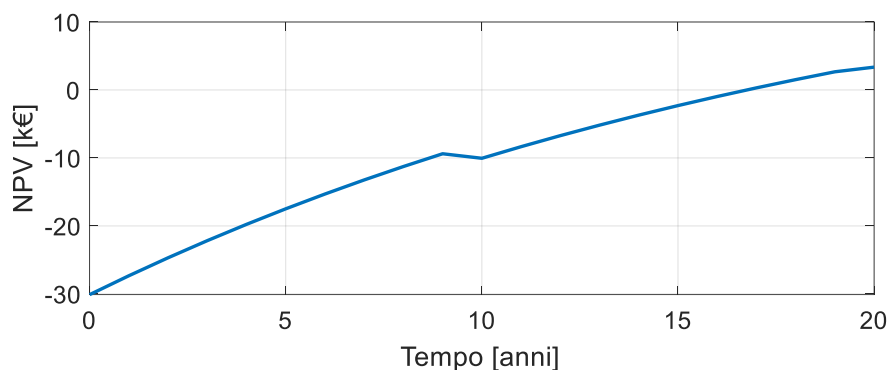


Figura 3.13 – Andamento dell'NPV con costante di tempo del filtro pari a 2h e parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 ma con vita utile di batteria pari a 3000 cicli.

I parametri tecnici ed economici dei componenti utilizzati influiscono sul dimensionamento ottimo del sistema di accumulo ed anche sulla profittabilità dell'investimento. A titolo d'esempio, in Tabella 3.7, Tabella 3.8 e Tabella 3.9 sono mostrati i risultati del dimensionamento ottimo al variare dell'efficienza dell'accumulo d'idrogeno, della *fuel cell* e dell'elettrolizzatore. È evidente che maggiore è l'efficienza di tali componenti e migliori sono i risultati. Con efficienze troppo basse di *fuel cell* e di elettrolizzatore, il sistema di accumulo è solo composto dalla batteria perché l'accumulo d'idrogeno diviene economicamente poco conveniente.

Tabella 3.7 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare dell'efficienza dell'accumulo di idrogeno con costante di tempo del filtro pari a 6 h.

Efficienza accumulo idrogeno [%]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	NPV [€]
90	42,79	50,32	2,89	7,59	4090
95	42,79	76,08	4,22	10,52	5475
100	42,79	102,29	5,62	13,34	7278

Tabella 3.8 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare dell'efficienza della *Fuel Cell* con costante di tempo del filtro pari a 6 h.

Efficienza <i>Fuel Cell</i> [%]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	NPV [€]
45	42,79	0	0	0	2658
50	42,79	0	0	0	2658
55	42,79	8,68	0,43	1,25	2722
60	42,79	37,72	2,01	5,44	3548
65	42,79	76,08	4,22	10,52	5475

Tabella 3.9 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare dell'efficienza dell'elettrolizzatore con costante di tempo del filtro pari a 6 h.

Efficienza elettrolizzatore [%]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	NPV [€]
55	42,79	11,46	0,64	1,88	2760
60	42,79	37,81	2,16	5,84	3611
65	42,79	76,08	4,22	10,52	5475

Lo strumento, oltre a permettere il dimensionamento dell'accumulo ibrido, permette con opportune integrazioni, di dimensionare anche il sistema di produzione da fonti rinnovabili. Questo viene ottenuto modificando il calcolo del NPV di equazione 3.27, integrando nelle equazioni 3.19 e 3.21 i costi d'investimento e di O&M del fotovoltaico, oltre che considerare nella 3.29 il risparmio ottenuto tra il caso con solo carico e il caso con integrazione di fotovoltaico e batteria. Considerando i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 per il sistema di accumulo ibrido e un costo del fotovoltaico di 700 €/kWp si ottengono, al variare della costante di tempo del filtro, i risultati mostrati in Tabella 3.10. In questo caso, il dimensionamento è stato effettuato considerando l'intervallo 0 – 400 kWp per il fotovoltaico. I risultati evidenziano come, con questi costi, il fotovoltaico viene sempre dimensionato con la massima taglia possibile. In NPV raggiunge valori positivi, molto maggiori rispetto al caso di solo sistema di accumulo ibrido, per i guadagni ottenibili attraverso il fotovoltaico stesso. Inoltre, il dimensionamento in contemporanea di fotovoltaico e accumulo ibrido determina taglie maggiori anche per l'accumulo stesso.

Tabella 3.10 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare della costante di tempo del filtro.

Costante di tempo del filtro [h]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	P_{pv} [KW]	NPV [€]
2	55,50	348,67	22,22	55,34	400	551k
4	81,25	308,03	19,83	48,90	400	553k
6	110,71	232,95	14,77	33,616	400	556k
12	11,41	99,48	7,92	11,41	400	536k
24	7,11	0	0	0	400	531k

Anche in questo caso è possibile variare i parametri del fotovoltaico e in particolare i costi per valutare la sensitività del sistema stesso al variare dei parametri. Ad esempio, modificando il costo specifico del fotovoltaico si ottengono i risultati di Tabella 3.11, dove si può osservare che a un maggiore costo dell'impianto di generazione ne corrisponde una taglia installata più piccola e un sistema di accumulo ibrido di taglia inferiore.

Tabella 3.11 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare del costo del fotovoltaico con costante di tempo del filtro pari a 6 h.

Costo PV [€/kW]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	P_{pv} [KW]	NPV [€]
700	110,71	232,95	14,77	33,616	400	556k
1200	59,30	112,54	6,51	15,12	235,20	356k
1700	3,12	0,31	0,01	0,05	124,05	263k

Da ultimo, lo strumento può essere integrato per tenere conto di ulteriori contributi come, ad esempio, un eventuale incentivo per l'autoconsumo modificando l'equazione nella 3.29. In Tabella 3.12 sono mostrati i risultati dell'analisi già vista in Tabella 3.11 considerando un incentivo di 100€/MWh per l'autoconsumo collettivo. In questo caso risulta sempre conveniente, con i parametri di costo e prestazione di Tabella 3.2 e Tabella 3.4, avere in parallelo all'impianto di produzione da fonte rinnovabile anche un sistema di accumulo ibrido. È importante osservare che questo incentivo determina un accumulo d'idrogeno di grossa taglia.



Tabella 3.12 – Risultati del dimensionamento ottimo con i parametri di Tabella 3.1, Tabella 3.2 e Tabella 3.4 al variare del costo del fotovoltaico con costante di tempo del filtro pari a 6 h con incentivo per autoconsumo.

Costo PV [€/kW]	E_B [KWh]	E_{H_2} [KWh]	P_{FC} [KW]	P_{El} [KW]	P_{pv} [KW]	NPV [€]
700	144,78	1000	50,88	100	400	829k
1200	144,95	999,99	50,82	100	399,61	604k
1700	123,62	790,39	45,87	93,36	300,78	403k

Lo strumento sviluppato permette di dimensionare i componenti di un sistema di accumulo ibrido, oltre che al sistema di produzione da energia rinnovabile, attraverso un processo di ottimizzazione che vuole massimizzare il NPV. Questo strumento può essere esteso ad altri *layout* di sistema di accumulo e può essere modificato per tener conto di altri scenari. Ad esempio, può essere utilizzato per considerare il funzionamento di un'isola geografica modificando il costo di esercizio attraverso la valutazione del costo del carico non soddisfatto. Inoltre, lo strumento può essere utilizzato per effettuare analisi di sensitività al variare delle prestazioni e dei costi dei componenti e per identificare il prezzo e/o le prestazioni *target* di una data tecnologia per rendere l'investimento positivo (oppure per garantire un determinato tempo di ritorno).



4 - CONCLUSIONI

I sistemi di accumulo energetico sono una delle possibili soluzioni per aumentare la diffusione delle fonti rinnovabili, permettendo il bilanciamento tra generazione e carico. Agli accumuli basati su batteria e che permettono la gestione della variabilità di generazione e carico all'interno di periodi temporali brevi (di solito all'interno della giornata), occorre affiancare sistemi di accumulo che permettano di compensare la stagionalità delle rinnovabili non programmabili.

Viste queste premesse l'attività del triennio ha lo scopo di studiare e analizzare, tramite ambiente di simulazione, sistemi di accumulo ibridi che possano fornire una capacità di accumulo giornaliera e stagionale. Per raggiungere questi obiettivi, questa attività ha avuto lo scopo di definire una metodologia matematica per la risoluzione del problema di dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido costituito da batterie e idrogeno, al fine di massimizzare l'autoconsumo della produzione da un generatore fotovoltaico. A tale scopo è stata condotta un'analisi delle tecnologie di produzione, stoccaggio e conversione dell'idrogeno in altre forme d'energia e sono stati raccolti i dati di prestazione, quali vita utile, costi e taglie disponibili in commercio attraverso l'analisi della letteratura scientifica.

È stato quindi sviluppato uno strumento *software*, sviluppato in Matlab, che permette di risolvere il problema del dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo ibrido con il fine di minimizzare i costi complessivi. In particolare, lo strumento permette di ottimizzare la taglia di batteria, accumulo d'idrogeno, *Fuel Cell* ed elettrolizzare con lo scopo di massimizzare il NPV lungo la vita utile dello stesso. Per raggiungere questo obiettivo lo strumento esegue una simulazione del funzionamento del sistema complessivo, in cui ogni componente dell'HESS è gestito da un EMS basato su regole. Tale simulazione viene eseguita al variare della dimensione dei componenti dell'accumulo ibrido e l'uscita del modello consente di valutare i costi complessivi del sistema e quindi il proprio NPV. L'NPV viene massimizzato attraverso l'azione di un metodo di ottimizzazione metaeuristica che in modo iterativo fa evolvere la taglia di ciascun componente utilizzato all'interno del modello.

Questo strumento permette il dimensionamento ottimo di ciascun componente del sistema di accumulo ibrido con basso peso computazionale. Ciò permette di trovare una soluzione ottima in poco tempo e quindi lo strumento si presta anche per essere utilizzato per analisi di sensitività dei parametri. Questa caratteristica è di fondamentale importanza per il sistema preso in analisi poiché il sistema complessivo presenta molteplici parametri di costo e prestazione. Lo strumento è stato quindi utilizzato per dimensionare un sistema di accumulo ibrido connesso a un distretto residenziale costituito da 150 utenti e dotato di impianto fotovoltaico da 200 kWp. Dalle analisi è risultato, che con i migliori parametri prestazionali e di costo, un sistema di accumulo ibrido permette di ottenere un NPV positivo. Naturalmente al variare delle prestazioni e dei costi i risultati possono essere diversi e il sistema ibrido può non essere economicamente favorevole. Ad ogni modo, lo strumento permette di dimensionare i diversi componenti dell'HESS, oltre che al sistema di produzione da energia rinnovabile. Questo strumento è facilmente estendibile a diversi *layout* di sistema di accumulo ibrido e può essere modificato per tener conto di ulteriori scenari, quali ad esempio il funzionamento a supporto di un'isola geografica. Lo strumento può essere inoltre utilizzato per effettuare analisi di sensitività al variare delle prestazioni e dei costi dei componenti e per identificare il prezzo e/o le prestazioni minime di una data tecnologia di accumulo per rendere l'investimento positivo o per garantire un determinato tempo di ritorno.



5 - BIBLIOGRAFIA

- [1] Consiglio dell'UE e del Consiglio europeo, «Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici,» [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>. [Consultato il giorno 15 09 2023].
- [2] Consiglio europeo, «"Pronti per il 55%",» [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. [Consultato il giorno 07 11 2022].
- [3] European Commission, «Delivering the European Green Deal,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en. [Consultato il giorno 2021 03 09].
- [4] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian e V. Sprenkle, «2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,» Publication No. DOE/PA-0204, 2020.
- [5] E. Micolano, R. Lazzari e L. Pellegrino, «Influence of management and system configuration on performances and lifetime of lithium-ion batteries,» in *AEIT International Annual Conference*, Naples, 2015.
- [6] UNECE - United Nations Economic Commission for Europe, «TECHNOLOGY BRIEF - HYDROGEN,» 04 Novembre 2021. [Online]. Available: https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Hydrogen%20brief_EN_final_o.pdf.
- [7] A. Mayyas, M. Wei e G. Levis, «Hydrogen as a long-term, large-scale energy storage solution when coupled with renewable energy sources or grids with dynamic electricity pricing schemes,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, n. 13, pp. 16311-16325, 2020.
- [8] D. Trapani, P. Marocco, D. Ferrero, K. B. Lindberg, K. Sundseth e M. Santarelli, «Journal of Energy Storage,» *The potential of hydrogen-battery storage systems for a sustainable renewable-based electrification of remote islands in Norway*, vol. 75, 2024.
- [9] Ursua, A.; Gandia, L. M.; Sanchis, P., «Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, n. 2, pp. 410-42, 2012.
- [10] B. Sørensen e G. Spazzafumo, *Hydrogen and Fuel Cells Emerging technologies and applications*, Academic Press, 2018.
- [11] P. Nikolaidis e A. Poullikkas, «A comparative overview of hydrogen production processes,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597-611, 2017.
- [12] M. Martino, C. Ruocco, E. Meloni, P. Pullumbi e V. Palma, «Main Hydrogen Production Processes: An Overview,» *Catalysts*, vol. 11, n. 5, 2021.
- [13] ANIE, RSE, «Il vettore idrogeno: stato dell'arte e potenzialità dell'industria italiana,» 2023.
- [14] J. Holladay, J. Hu, D. King e Y. Wang, «An overview of hydrogen production technologies,» *Catalysis Today*, vol. 139, n. 4, pp. 244-260, 2009.
- [15] V. Casamassima, «Tecnologie alimentate da fonti rinnovabili con interazione diretta/indiretta rete elettrica e rete gas,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 22013971, Milano, 2022.
- [16] RSE - Ricerca Sistema Energetico S.p.A, *Idrogeno un vettore energetico per la decarbonizzazione*, Milano: Silvana Editoriale S.p.A, 2021.
- [17] I. A. Gondal, «Hydrogen integration in power-to-gas networks,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, n. 3, pp. 1803 - 1815, 2019.
- [18] A. Trattner, M. Höglinger, M.-G. Macherhammer e M. Sartory, «Renewable Hydrogen: Modular Concepts from Production over Storage to the Consumer,» *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 93, n. 4, pp. 706-716, 2021.
- [19] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson e S. Few, «Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n. 52, pp. 30470-30492, 2017.
- [20] P. Lv, «Chapter 3.3 - Hydrogen storage technology,» in *Towards Hydrogen Infrastructure*, Elsevier, 2024.



- [21] Langmi, Henrietta W.; Engelbrecht, Nicolaas; Modisha, Phillimon M.; Bessarabov, Dmitri, «Chapter 13 - Hydrogen storage,» in *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*, Elsevier, 2022, pp. 455-486.
- [22] AlZohbi, G.; Almoaikel, A.; AlShuhail, L., «An overview on the technologies used to store hydrogen,» *Energy Reports*, vol. 9, n. 11, pp. 28-34, 2023.
- [23] U.S. Department of Energy, «Hydroge Storage,» [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. [Consultato il giorno 15 11 2023].
- [24] Z. Xu, N. Zhao, S. Hillmansen, C. Roberts e Y. Yan, «Techno-Economic Analysis of Hydrogen Storage Technologies for Railway Engineering: A Review,» *Energies*, vol. 15, 2022.
- [25] Mekhilef, S.; Saidur, R.; Safari, A., «Comparative study of different fuel cell technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n. 1, pp. 981-989, 2012.
- [26] U.S. Department of Energy, «Types of fuel cells,» [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>. [Consultato il giorno 18 09 2023].
- [27] Andujar, J.M.; Segura, F., «Fuel cells: History and updating. A walk along two centuries,» *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 13, p. 2309-2322, 2009.
- [28] Sharma, Piyush; Pandey, O.P., «Chapter 1 - Proton exchange membrane fuel cells: fundamentals, advanced technologies, and practical applications,» in *PEM Fuel Cells*, Elsevier, pp. 1 - 24.
- [29] A. H. Tariq, S. A. Abbas Kazmi, M. Hassan, S. Muhammed Ali e M. Anwar, «Analysis of fuel cell integration with hybrid microgrid systems for clean energy: A comparative review,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 1005-1034, 2024.
- [30] Y. Gao, M. Zhang, M. Fu, W. Hu, H. Tong e Z. Tao, «A comprehensive review of recent progresses in cathode materials for Proton-conducting SOFCs,» *Energy Reviews*, vol. 2, 2023.
- [31] Ministero dell'Interno, «DM 7 luglio 2023,» Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2023.
- [32] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong e J. Vinassa, «Hybrid Energy Storage Systems for renewable Energy Sources Integration in microgrids: A review,» in *Conference Proceedings IPEC*, Singapore, 2010.
- [33] Y. Han, H. Yang, Q. Li, W. Chen e F. G. J. M. Zare, «Mode-triggered droop method for the decentralized energy management of an islanded hybrid PV/hydrogen/battery DC microgrid,» *Energy*, vol. 199, 2020.
- [34] A. Khiareddine, C. Ben Salah, D. Rekioua e M. F. Mimouni, «Sizing methodology for hybrid photovoltaic /wind/ hydrogen/battery integrated to energy management strategy for pumping system,» *Energy*, vol. 153, 2018.
- [35] H. Liu, D. Li, Y. Liu, M. Dong, X. Liu e H. Zhang, «Sizing Hybrid Energy Storage Systems for Distributed Power Systems under Multi-Time Scales,» *Applied Sciences*, n. 9, 2018.
- [36] R. Luna-Rubio, T.-P. M., D. Vargas-Vázquez e G. Ríos-Moreno, «Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies,» *Solar Energy*, vol. 86, n. 4, pp. 1077-1088, 2012.
- [37] M. S. Y. Thirunavukkarasu e H. Lala, «A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 176, n. 9, 2023.
- [38] Y. Zhang, Q. Hua, L. Sun e Q. Liu, «Life Cycle Optimization of Renewable Energy Systems Configuration with Hybrid Battery/Hydrogen Storage: A Comparative Study,» *Journal of Energy Storage*, vol. 30, 2020.
- [39] J. C. Alberizzi, J. M. Frigola, M. Rossi e M. Renzi, «Optimal sizing of a Hybrid Renewable Energy System: Importance of data selection with highly variable renewable energy sources,» *Energy Conversion and Management*, vol. 223, 2020.
- [40] D. Sharma, P. Gaur e A. Mittal, «Comparative Analysis of Hybrid GAPSO Optimization Technique With GA and PSO Methods for Cost Optimization of an Off-Grid Hybrid Energy System,» *Energy Technology & Policy*, vol. 1, n. 1, pp. 106-114, 2014.
- [41] R. Eberhart e J. Kennedy, «A new optimizer using particle swarm theory,» in *Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*, Nagoya, Japan, Octo, 1995.



- [42] A. Engelbrecht, «Particle swarm optimization: Velocity initialization,» in *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, Brisbane, QLD, Australia, 2012.
- [43] L. M. Le e e. al., «Hybrid Artificial Intelligence Approaches for Predicting Buckling Damage of Steel Columns Under Axial Compression,» *Materials*, vol. 12, n. 10, 2019.
- [44] ARERA, «Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2023,» [Online]. Available: https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/it/comunicati/23/230131pm?ADMCMMD_prev=LIVE. [Consultato il giorno 05 07 2023].
- [45] ARERA, «Dati e statistiche,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/dati-e-statistiche>. [Consultato il giorno 05 11 2023].
- [46] JRC, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.
- [47] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «End-Use Load Profiles for the U.S. Building Stock,» [Online]. Available: <https://data.openei.org/submissions/4520>.
- [48] G. M. Nascimento e e. al., «GreEn-ER - Electricity Consumption Data of a Tertiary Building,» Mendeley data, 20 Settembre 2020. [Online]. Available: <https://data.mendeley.com/datasets/h8mmnthn5w/1>.
- [49] ARERA, «Analisi dei consumi dei clienti domestici,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici>.



6 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
AEC	<i>Alkaline electrolysis cell</i>
AFC	<i>Alkaline Fuel Cell</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power generator</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
HESS	<i>Hybrid Energy Storage System</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
PBP	<i>Payback Period</i>
PEMEC	<i>Proton exchange membrane electrolysis cell</i>
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	<i>PhotoVoltaic</i>
O&M	<i>Operation and Maintenance</i>
RdS	<i>Ricerca di Sistema</i>
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
RSE	<i>Ricerca Sistema Energetico</i>
SOEC	<i>Solid oxide electrolysis</i>
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>