



UNIVERSITÀ
POLITECNICA
DELLE MARCHE

FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

Progettazione di un “Battery Energy Storage System” (BESS) integrato ad un impianto fotovoltaico per massimizzare l’autoconsumo: caso studio di un edificio dell’impresa Loccioni

Design of a “Battery Energy Storage System” (BESS) integrated with a photovoltaic system to maximise self-consumption: A case study of a Loccioni company building

Relatore:

Ing. Mosè Rossi, Ph.D.

Tesi di laurea di:

Matteo Tiberi

Correlatori:

Prof. Gabriele Comodi, Ph.D.

Ing. Matteo Marchetti

Anno Accademico 2023-2024

Alla mia famiglia

Indice

| | |
|---|-------------|
| Ringraziamenti | I |
| Nomenclatura..... | II |
| Lista figure | V |
| Lista tabelle | VIII |
| Abstract | X |
| Introduzione..... | XI |
| Capitolo 1 | |
| I sistemi di accumulo dell'energia | 1 |
| 1.1 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo meccanico | 3 |
| 1.1.1 PHS (Pumped Hydro Storage) | 3 |
| 1.1.2 CAES (Compressed Air Energy Storage) | 5 |
| 1.1.3 LAES (Liquid Air Energy Storage)..... | 6 |
| 1.1.4 PTES (Pumped Thermal Energy Storage)..... | 8 |
| 1.1.5 FES (Flywheel Energy Storage)..... | 9 |
| 1.2 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo termico | 11 |
| 1.2.1 SHTES (Sensible Heat Thermal Energy Storage)..... | 11 |
| 1.2.2 LHTES (Latent Heat Thermal Energy Storage)..... | 14 |
| 1.2.3 TCES (ThermoChemical Energy Storage)..... | 16 |
| 1.3 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo chimico..... | 18 |
| 1.3.1 Idrogeno | 18 |
| 1.3.2 Fuel cells | 24 |
| 1.4 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrico | 25 |
| 1.4.1 Supercondensatori | 26 |
| 1.4.2 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)..... | 27 |
| 1.5 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrochimico | 29 |
| 1.5.1 Principio di funzionamento di una batteria | 30 |

| | | |
|---|---|------------|
| 1.5.2 | Tipologie di batterie | 32 |
| 1.5.3 | Parametri per la valutazione delle prestazioni di una batteria..... | 41 |
| 1.5.4 | Principali componenti di un BESS..... | 46 |
| Capitolo 2 | | |
| Metodologie per il dimensionamento e la gestione di un BESS..... | | 50 |
| 2.1 | Procedimento logico/matematico per massimizzare l'autoconsumo mediante BESS | 51 |
| 2.2 | Spiegazione del software utilizzato (SAM) e principio di funzionamento..... | 59 |
| Capitolo 3 | | |
| Caso studio | | 67 |
| 3.1 | Edificio/microrete della Loccioni S.p.A. | 68 |
| 3.2 | Analisi della produzione dell'impianto fotovoltaico | 69 |
| 3.3 | Analisi delle immissioni (e prelievi) dell'energia elettrica in rete (dalla rete) | 71 |
| 3.4 | Analisi dei consumi dell'edificio oggetto di studio | 73 |
| 3.5 | Analisi della simulazione del programma SAM..... | 76 |
| Capitolo 4 | | |
| Analisi tecnica, economica e ambientale del BESS..... | | 80 |
| 4.1 | Valutazione energetica/prestazionale | 81 |
| 4.1.1 | Valutazione della potenza del BESS | 81 |
| 4.1.2 | Valutazione della capacità del BESS..... | 84 |
| 4.1.3 | Valutazione delle taglie proposte dal fornitore..... | 91 |
| 4.2 | Valutazione della degradazione delle batterie..... | 93 |
| 4.3 | Valutazione economica | 96 |
| 4.4 | Valutazione ambientale | 101 |
| 4.5 | Valutazione complessiva del BESS | 104 |
| Conclusioni..... | | 108 |
| Bibliografia..... | | XIV |

Ringraziamenti

Il presente lavoro è stato svolto presso l'impresa Loccioni, situata in Angeli di Rosora.

Giunto a conclusione di questo percorso di studi, desidero ringraziare l'Ing. Mosè Rossi per la sua continua e infinita disponibilità, per avermi aiutato a risolvere tutte le problematiche che si sono presentate e per avermi dato le spiegazioni di cui necessitavo. Ringrazio anche il Prof. Gabriele Comodi per avermi offerto questa possibilità di tirocinio e l'Ing. Matteo Marchetti per avermi seguito durante tutto lo svolgimento del tirocinio e della tesi e per essere stato un continuo punto di riferimento.

Vorrei ringraziare inoltre tutte le persone che mi sono state vicine in questi anni e soprattutto in questo ultimo periodo difficile. Desidero ringraziare con il cuore mio padre Sauro per avermi trasmesso forza ed energia quando ero demoralizzato o quando si presentava una difficoltà che sembrava insuperabile; mia madre Maria per l'affetto e per avermi insegnato a non arrendermi mai; mia sorella Silvia per l'amore incondizionato che mi ha sempre dimostrato e tutta la mia famiglia per avermi dato il sostegno di cui necessitavo ed essere stati sempre presenti in questo percorso formativo duro e impegnativo. Desidero ringraziare anche tutti i miei amici per essermi stati vicino, anche con una semplice risata mi avete aiutato a rendere più leggero questo cammino. Ringrazio tutti coloro che hanno condiviso la loro vita con la mia, anche per breve tempo, e tutte le persone che ho perso nel tragitto che mi hanno reso una persona felice e che mi hanno donato il loro amore e la loro amicizia. Grazie a tutti per essere stati presenti nel bene e nel male, per essere stati miei complici e per ogni momento che abbiamo passato insieme; porterò sempre tutto con me nel cuore. Infine vorrei ringraziare me stesso per i sacrifici, per l'ostinazione e la perseveranza che mi hanno permesso di arrivare fino a qui. Con questo lavoro chiudo un percorso di studi universitario e mi preparo ad affrontarne un altro, con la consapevolezza di essere fortunato ad avere vicino a me persone così speciali.

Ancona, Dicembre 2024

Matteo

Nomenclatura

Acronimi

| | |
|-----------------|---|
| EU | European Union |
| BESS | Battery Energy Storage System |
| SAM | System Advisor Model |
| TRL | Technology Readiness Level |
| PHS | Pumped Hydro Storage |
| CAES | Compressed Air Energy Storage |
| LAES | Liquid Air Energy Storage |
| PTES | Pumped Thermal Energy Storage |
| FES | Flywheel Energy Storage |
| LNG | Liquid Natural Gas |
| TES | Thermal Energy Storage |
| HTTES | High Temperature Thermal Energy Storage |
| LTES | Low Temperature Thermal Energy Storage |
| CTES | Cold Temperature Thermal Energy Storage |
| SHTES | Sensible Heat Thermal Energy Storage |
| LHTES | Latent Heat Thermal Energy Storage |
| PCM | Phase Change Material |
| PCT | Phase Change Temperature |
| TCES | ThermoChemical Energy Storage |
| LDES | Long Duration Energy Storage |
| SMR | Steam Methane Reforming |
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| CCUS | Carbon Capture, Utilisation and Storage |
| AC | Alternating Current |
| DC | Direct Current |
| e ⁻ | Elettrone |
| O ₂ | Ossigeno biatomico |
| CO ₂ | Anidride Carbonica |

| | |
|------------------|--|
| H ₂ | Idrogeno biatomico |
| CH ₄ | Metano |
| H ₂ O | Acqua |
| CO | Monossido di carbonio |
| OH ⁻ | Ioni idrossido |
| O ²⁻ | Ione superossido |
| H ⁺ | Ione idrogeno/Protone |
| AEC | Alkaline Electrolysis Cells |
| PEMEC | Protone Exchange Membrane Electrolysis Cells |
| AEMEC | Anion Exchange Membrane Electrolysis Cells |
| SOEC | Solid Oxide Electrolysis Cells |
| MCEC | Molten Carbonate Electrolysis Cells |
| FC | Fuel Cells |
| AFC | Alkaline Fuel Cells |
| PEMFC | Proton Exchange Membrane Fuel Cells |
| PAFC | Phosphoric Acid Fuel Cells |
| DMFC | Direct Methanol Fuel Cells |
| MCFC | Molten Carbonate Fuel Cells |
| SOFC | Solid Oxide Fuel Cells |
| SMES | Superconducting Magnetic Energy Storage |
| UPS | Uninterruptible Power Supply |
| CCCV | Constant Current Constant Voltage |
| BMS | Battery Management System |
| NiMH | Batteria nickel-metal idrato |
| LCO | Litio-Cobalto-Ossido |
| LMO | Litio-Manganese-Ossido |
| LFP | Litio-Ferro-Fosfato |
| NMC | Nickel-Manganese-Cobalto |
| NCA | Nickel-Cobalto-Alluminio |
| LTO | Litio Titanato |
| AGV | Automated Guided Vehicles |
| ZEBRA | Zero Emission Battery Research Activities |
| SoC | State of Charge |
| SoH | State of Health |

| | |
|-------|---|
| DoD | Depth of Discharge |
| CAPEX | CAPital EXpenditure |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition |
| B-TMS | Battery Thermal Management System |
| PLC | Programmable Logic Controllers |
| EMS | Energy Management System |
| PCS | Power Conversion System |
| OPEX | OPerating EXpense |
| PBP | PayBack Period |
| VAN | Valore Attuale Netto |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital |
| GSE | Gestore dei Servizi Energetici |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| NSRDB | National Solar Radiation DataBase |
| HVAC | Heating, Ventilation and Air Conditioning |
| O&M | Operation and Maintenance |
| PUN | Prezzo Unico Nazionale |

Lista figure

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Emissioni di gas serra disaggregate per settore (Mt CO ₂ eq), storico e scenario di riferimento [1]..... | 2 |
| Figura 2 – Esempio di un impianto PHS [8] | 4 |
| Figura 3 – Schema generale di un impianto CAES [8] | 6 |
| Figura 4 – Fasi e componenti di un impianto LAES [10] | 7 |
| Figura 5 – Schema semplificato di un sistema di accumulo FES [13] | 10 |
| Figura 6 – Impianto di riscaldamento con collettore e caldaia [16] | 13 |
| Figura 7 – Distribuzione di temperatura e strato termocline di un SHTES [18]..... | 13 |
| Figura 8 – Esempi di accumuli ben stratificati (nei primi tre casi a sinistra) e accumulo non ben stratificato, miscelato (a destra) [19] | 14 |
| Figura 9 – Classificazione dei PCM [20] | 15 |
| Figura 10 – Diagramma temperatura-calore di un qualsiasi mezzo di stoccaggio [19] | 15 |
| Figura 11 – Fasi di un sistema di accumulo termochimico [21]..... | 17 |
| Figura 12 – Diagramma della densità di energia in funzione della temperatura dei sistemi TES [22]..... | 18 |
| Figura 13 – Classificazione dell'idrogeno in base al processo e al tipo di energia utilizzata per la sua produzione [26] | 20 |
| Figura 14 – Schema completo di un elettrolizzatore [28] | 21 |
| Figura 15 – Schema di una cella elettrolitica [29]..... | 22 |
| Figura 16 – Schema di una Fuel Cell [31]..... | 25 |
| Figura 17 – Esempio di supercondensatori cilindrici [35] | 27 |
| Figura 18 – Schema di un sistema SMES [37]..... | 28 |
| Figura 19 – Struttura di una cella cilindrica [40]..... | 31 |
| Figura 20 – Andamento della capacità, del voltaggio e della corrente nel processo CCCV [41] | 32 |
| Figura 21 – Diagramma delle principali caratteristiche delle batterie a ioni litio [48] | 37 |
| Figura 22 – Circuito equivalente di una batteria [39]..... | 42 |
| Figura 23 – Rappresentazione dello “State of Health” in diverse condizioni di invecchiamento [57] | 44 |

| | |
|---|----|
| Figura 24 – Rappresentazione della capacità e del numero di cicli in relazione alla DoD [58] | 45 |
| Figura 25 – Esempio di tre investimenti aventi il PBP di circa 15 anni, 30 anni e maggiore di 30 anni [64]..... | 56 |
| Figura 26 – Diversi passaggi del procedimento di modellazione in SAM [66] | 61 |
| Figura 27 – Impostazione del design del sistema fotovoltaico..... | 62 |
| Figura 28 – Sommario della simulazione | 64 |
| Figura 29 – Andamento della produzione dell’impianto fotovoltaico e dell’elettricità importata ed esportata alla rete nell’arco di tre giorni | 65 |
| Figura 30 – Rappresentazione di tutte le perdite del sistema | 65 |
| Figura 31 – Parametri economici per la valutazione dell’investimento | 66 |
| Figura 32 – Sede di Moie della Loccioni S.p.A. | 68 |
| Figura 33 – Rappresentazione della produzione mensile di energia elettrica mediante istogramma | 71 |
| Figura 34 – Rappresentazione dei dati di immissione in rete e prelievo dalla rete | 72 |
| Figura 35 – Rappresentazione del fabbisogno energetico giornaliero dell’edificio | 73 |
| Figura 36 – Rappresentazione del consumo energetico dell’edificio L1 durante il periodo considerato..... | 74 |
| Figura 37 – Rappresentazione della produzione, delle immissioni, dei prelievi e del consumo di energia elettrica dell’edificio mediante istogramma..... | 75 |
| Figura 38 – Inserimento di tutti i parametri del modulo fotovoltaico in SAM | 76 |
| Figura 39 – Rappresentazione dei dati reali e simulati di produzione dell’impianto fotovoltaico | 78 |
| Figura 40 – Rappresentazione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reali e simulati | 79 |
| Figura 41 – Rappresentazione dell’energia annuale esportata e importata dalla rete al variare della capacità dell’accumulo | 86 |
| Figura 42 – Rappresentazione dell’energia che passa dall’impianto fotovoltaico alla batteria in fase di carica durante il corso dell’anno al variare della capacità | 88 |
| Figura 43 – Rappresentazione dell’energia stoccata in funzione della capacità | 90 |
| Figura 44 – Rappresentazione della curva energia stoccata-capacità e della retta che minimizza le distanze da essa per un sistema di accumulo da 350 kWh di capacità | 91 |
| Figura 45 – Rappresentazione grafica dello SoH in funzione del numero di cicli per diversi valori della DoD | 94 |

| | |
|---|-----|
| Figura 46 – Rappresentazione grafica dello SoH in funzione del numero di cicli per diversi valori della temperatura | 95 |
| Figura 47 – Andamento dell’investimento per i due BESS con evidenziato il punto del PBP | 101 |
| Figura 48 – Confronto tra le emissioni di CO ₂ nelle varie configurazioni..... | 103 |
| Figura 49 – Energia immessa e prelevata dalla rete prima e dopo l’installazione del BESS . | 104 |
| Figura 50 – Diagramma S energetico dell’edificio L1 | 105 |
| Figura 51 – Diagramma S economico dell’edificio L1 | 106 |

Lista tabelle

| | |
|--|----|
| Tabella 1 – Principali caratteristiche di un volano [8]..... | 10 |
| Tabella 2 – Principali caratteristiche dei supercondensatori [34]..... | 27 |
| Tabella 3 – Coordinate dell’edificio L1 di Loccioni | 68 |
| Tabella 4 – Produzione mensile di energia elettrica del fotovoltaico in MWh | 70 |
| Tabella 5 – Dati mensili di immissione in rete e prelievo dalla rete di energia elettrica..... | 72 |
| Tabella 6 – Consumo mensile dell’edificio L1 | 74 |
| Tabella 7 – Dati mensili di produzione, immissione, prelievo e consumo dell’edificio | 75 |
| Tabella 8 – Confronto tra i dati reali e simulati di produzione del fotovoltaico..... | 77 |
| Tabella 9 – Immissioni e prelievi di energia elettrica simulati a confronto con quelli reali..... | 78 |
| Tabella 10 – Energia annuale esportata alla rete | 82 |
| Tabella 11 – Energia annuale importata dalla rete..... | 82 |
| Tabella 12 – Flussi di energia mensili dal fotovoltaico alla batteria, dalla batteria all’edificio e dalla rete all’edificio | 83 |
| Tabella 13 – Calcolo della round-trip efficiency | 83 |
| Tabella 14 – Energia elettrica annuale esportata alla rete..... | 84 |
| Tabella 15 – Energia elettrica annuale importata dalla rete..... | 85 |
| Tabella 16 – Energia che passa dall’impianto fotovoltaico alla batteria in fase di carica | 86 |
| Tabella 17 – Energia che passa dalla batteria all’edificio in fase di scarica..... | 87 |
| Tabella 18 – Energia che passa dalla rete all’edificio..... | 87 |
| Tabella 19 – Calcolo della round-trip efficiency | 88 |
| Tabella 20 – Energia stoccata e numero di cicli per i diversi sistemi di accumulo | 89 |
| Tabella 21 – Energia mensile caricata e scaricata dalla batteria durante il periodo considerato | 92 |
| Tabella 22 – Valori dello SoH in funzione al numero di cicli per diversi valori della DoD..... | 93 |
| Tabella 23 – Valori dello SoH in funzione al numero di cicli per diversi valori della temperatura | 94 |
| Tabella 24 – Determinazione del numero di cicli annuali svolti dai BESS..... | 96 |
| Tabella 25 – Costo dei due BESS | 96 |
| Tabella 26 – Costo O&M dei due BESS | 97 |

| | |
|---|-----|
| Tabella 27 – Costo unitario dell’energia elettrica mensile | 97 |
| Tabella 28 – Calcolo del risparmio economico per i due BESS..... | 98 |
| Tabella 29 – Andamento dell’investimento, risparmio energetico ed economico annuo | 100 |
| Tabella 30 – Emissioni di CO ₂ evitate grazie alla presenza del BESS nell’arco di tutta la sua vita utile | 102 |
| Tabella 31 – Confronto tra le emissioni di CO ₂ nelle varie configurazioni..... | 103 |
| Tabella 32 – Energia immessa e prelevata dalla rete prima e dopo l’installazione del BESS | 104 |
| Tabella 33 – Riepilogo delle principali caratteristiche dell’investimento determinate dall’installazione del BESS da 372 kWh e 100 kW | 107 |

Abstract

Questa tesi tratta il dimensionamento di un “Battery Energy Storage System” (BESS) avente lo scopo di massimizzare l’autoconsumo di una sede dell’impresa Loccioni, identificata con il nome “edificio L1”. Il BESS da dimensionare accumula l’energia in eccesso proveniente dall’impianto fotovoltaico già presente nell’edificio L1 per poi renderla disponibile quando la produzione dell’impianto diminuisce o si azzerava. Il processo di dimensionamento è realizzato attraverso l’utilizzo di Excel, al quale è stato affiancato un altro software di simulazione chiamato SAM, capace di stimare la produzione del fotovoltaico e determinare se e quanto l’installazione di un BESS sia redditizia in termini energetici ed economici. La progettazione inizia dall’analisi dei consumi, della produzione e dei flussi energetici nell’arco temporale di un anno per poi proseguire con la determinazione della taglia del BESS più adeguata in termini di potenza e di energia per l’applicazione esaminata. Avendo stabilito la taglia, si esegue la scelta del BESS più idoneo dal mercato e, successivamente, si esegue l’analisi economica, ambientale e della degradazione delle batterie.

Tali analisi portano alla scelta del BESS da 372 kWh di capacità e da 100 kW di potenza, con il quale si realizza un aumento dell’autoconsumo del 18% e dell’autosufficienza del 21%. Il BESS, inoltre, riduce il prelievo di energia dalla rete di circa 71 MWh annuali che corrispondono ad un risparmio economico di 18 mila euro. Il costo del BESS è ripagato in meno di 11 anni e al termine della sua vita utile, nel ventunesimo anno, permette di conseguire un guadagno complessivo di 120 mila euro. Infine, il sistema di accumulo evita le emissioni di 18 tonnellate di CO₂ nel primo anno e di 346 tonnellate per tutta la sua vita utile.

Introduzione

Nel corso degli ultimi decenni si è verificato un aumento significativo della richiesta di energia elettrica a livello nazionale e globale. Per soddisfare la richiesta di energia, negli anni è stata utilizzata una grande quantità di combustibili fossili, sia in Italia che nel resto del mondo, che hanno portato a consistenti emissioni di gas serra [1]. Tutto ciò ha provocato un aumento della temperatura media terrestre con gravissime ripercussioni sia a livello faunistico, con la distruzione e la modificazione di ecosistemi naturali, sia ambientale dando luogo a gravi fenomeni naturali che hanno causato vere e proprie catastrofi.

Nella situazione attuale non è più possibile sostenere tali emissioni di gas serra ed il problema deve essere urgentemente fronteggiato prima che diventi irrecuperabile. A tal proposito si stanno attuando numerose misure per cercare di raggiungere la decarbonizzazione del settore energetico. La decarbonizzazione è l'obiettivo finale di un percorso lungo e faticoso, che prevede la continua messa in atto di provvedimenti finalizzati a migliorare la situazione energetica. Il parlamento europeo ha approvato recentemente (il 14 giugno 2021) la legge europea sul clima, chiamata "Green Deal Europeo". Essa prevede una riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 (rispetto all'attuale 40%) e il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 [2]. Alcune delle misure previste dall'EU sono: taglio delle emissioni di aerei e navi attraverso l'uso di carburanti sintetici e idrogeno, taglio delle emissioni di auto e, in generale, dei trasporti stradali attraverso l'installazione di aree di ricarica elettrica, idrogeno e combustibili sintetici [3]. Per il settore energetico l'EU punta a raggiungere la quota del 42,5% di produzione di energia da fonte rinnovabile che attualmente supera di poco il 20%. Le misure prevedono il potenziamento delle fonti offshore, come l'eolico e l'energia delle onde, e della rete di idrogeno prodotto da energia rinnovabile. Inoltre, dato che il 40% dell'energia consumata è dovuta al riscaldamento e al raffrescamento degli edifici, il Parlamento Europeo sta attuando norme che consentano di ridurre le emissioni, come l'installazione di pannelli solari su nuovi edifici, con l'obiettivo di produrre emissioni zero dal 2030.

Anche il "Sector Coupling" può offrire un importante valore aggiunto nel processo di decarbonizzazione, riducendo i costi globali della transizione energetica e contribuendo ad aumentare la flessibilità e l'affidabilità del sistema energetico europeo. Il "Sector Coupling" è

composto da due settori: “End-Use Sector Coupling” e “Supply-Side Sector Coupling” [4]. Il primo settore prevede interventi di elettrificazione delle utenze finali attraverso l’installazione di pompe di calore, veicoli elettrici, fornelli a induzione e così via. Tuttavia, uno scenario totalmente elettrico è difficile da raggiungere per via dei costi infrastrutturali. Attualmente, infatti, la rete elettrica è sottodimensionata: si dovrebbero dunque eseguire interventi di potenziamento ed estensione della rete che però non sono fattibili per via dei loro elevatissimi costi. Questo limite può essere superato attraverso l’installazione di elevate quantità di sistemi di accumulo che possono fornire energia e potenza ai consumatori, evitando molti interventi alla rete, e attraverso il “Supply-Side Sector Coupling”. Quest’ultimo si occupa dell’interazione tra le reti e i vettori energetici ed ha l’obiettivo di massimizzare le sinergie tra questi. All’energia elettrica, dunque, si affiancano altri vettori energetici e combustibili come il biogas, il biometano e l’idrogeno che possono contribuire alla decarbonizzazione e possono essere utilizzati nei settori detti “hard to abate”, cioè difficili da elettrificare. In questo modo l’energia rinnovabile può essere applicata anche a questi settori che altrimenti non potrebbero essere elettrificati direttamente.

Le energie rinnovabili hanno un ruolo fondamentale nel promuovere e sostenere la transizione energetica. Il problema di queste energie, però, è che spesso sono fortemente aleatorie e la loro produzione non è prevedibile. Per questa ragione negli ultimi anni i sistemi di accumulo dell’energia hanno acquisito una importanza sempre maggiore. I sistemi di accumulo, infatti, permettono di immagazzinare l’energia in eccesso prodotta dalle fonti rinnovabili per poi renderla disponibile in un secondo momento quando la produzione di energia diminuisce o si azzerava [5]. I sistemi di accumulo, dunque, permettono il disaccoppiamento della produzione dal consumo di energia. Ad oggi i sistemi di accumulo maggiormente installati sono di piccola taglia (oltre il 90% di essi è costituito da batterie con potenze minori di 20 kW). Inoltre, l’1% dei sistemi di accumulo rende disponibile gran parte della potenza generata. Nei prossimi anni è prevista una crescita esponenziale delle installazioni dei sistemi di accumulo a livello globale che, secondo le previsioni per il 2030, potrebbero arrivare ad un volume di circa 17 volte quello attuale [6]. Quasi tutti i sistemi che verranno messi in opera saranno “Battery Energy Storage System” (BESS), cioè sistemi basati su batterie, principalmente a ioni litio. Il notevole incremento delle installazioni previsto è dovuto sia alle grandi prestazioni che le batterie hanno raggiunto nel corso degli anni, sia al rapido decremento dei costi delle batterie stesse. I BESS e, in generale, i sistemi di accumulo saranno fondamentali per il raggiungimento della decarbonizzazione totale e della neutralità climatica.

Considerata l'importanza dei sistemi di accumulo nella transizione energetica, la presente tesi, risultato di una esperienza di tirocinio svolta in Loccioni, un'impresa attiva nel settore energetico, si è occupata del dimensionamento di un sistema di accumulo BESS. Lo scopo di tale sistema di accumulo è la massimizzazione dell'autoconsumo di una sede dell'impresa Loccioni in cui è presente un impianto di produzione di energia rinnovabile di tipo fotovoltaico. Il BESS analizzato immagazzina energia dal fotovoltaico quando la produzione di energia di quest'ultimo è elevata e la scarica nei periodi in cui la produzione diminuisce o in cui i consumi della "microgrid" aumentano.

La tesi è strutturata in quattro capitoli. Nel primo capitolo si analizza il ruolo dei sistemi di accumulo e si effettua una loro classificazione sulla base del tipo di energia che immagazzinano. Tra questi sistemi si dà particolare rilevanza ai sistemi di accumulo di tipo elettrochimico che rappresentano il focus della tesi. Si analizza, in particolare, la batteria descrivendo il suo principio di funzionamento, le diverse tipologie esistenti e i parametri per la valutazione delle sue prestazioni. Infine, si definisce il BESS e si approfondiscono i principali componenti che lo compongono.

Nel secondo capitolo si descrive il metodo più comunemente utilizzato per dimensionare un BESS e si analizzano i vari passaggi del procedimento. Inoltre, nella seconda parte si introduce SAM, un software di simulazione della produzione di energia delle fonti rinnovabili a cui possono essere associati anche sistemi di accumulo. Il software calcola tutti i parametri energetici ed economici necessari per determinare se e quanto un investimento è proficuo.

Nel terzo capitolo si descrive la "microgrid" della sede analizzata della Loccioni illustrando la configurazione dell'impianto fotovoltaico e la sua produzione. Inoltre, si analizzano i principali flussi di energia come il consumo della "microgrid", i prelievi di energia dalla rete e le immissioni in rete. Infine, si esegue la simulazione utilizzando il software SAM e si confrontano i dati reali con quelli simulati.

Nel quarto capitolo s'introduce il BESS e si analizza la taglia di potenza e capacità più opportuna per l'applicazione nella "microgrid". Si sceglie successivamente il BESS dal mercato e si esegue una analisi energetica, ambientale ed economica di quest'ultimo. Si valuta, inoltre, la degradazione prestazionale delle batterie per calcolare la vita utile del BESS. Da queste analisi si determinano i profitti e i benefici dovuti alla sua installazione.

Infine, i principali risultati ottenuti da questo studio sono riassunti nelle conclusioni.

Capitolo 1

I sistemi di accumulo dell'energia

La funzione storica del sistema di accumulo è quella di immagazzinare l'energia in eccesso per poterla utilizzare successivamente, ossia fare incontrare la domanda e la produzione di energia rinnovabile quando esse non sono contemporanee. Spesso i sistemi di accumulo si utilizzano anche per immagazzinare il surplus di energia proveniente dalle centrali fossili quando esse producono più energia di quella necessaria a soddisfare il fabbisogno elettrico nazionale. In questo modo permettono alle centrali di lavorare a valori di rendimento elevati, riducendo il consumo di combustibili fossili. Quando la domanda energetica aumenta nuovamente, i sistemi di accumulo aiutano a soddisfarla collaborando con le centrali che continueranno a lavorare con valori di rendimento elevati. Inoltre, i sistemi di accumulo spesso si trovano abbinati a impianti di produzione di energia rinnovabile che presentano un profilo di produzione energetica aleatorio, imprevedibile e continuamente variabile. Il sistema di accumulo, dunque, riveste un ruolo fondamentale in queste circostanze poiché permette di accumulare l'energia quando la produzione della fonte rinnovabile è maggiore della domanda per poi renderla disponibile in un secondo momento quando la produzione stessa diminuisce.

Le funzioni che sono state descritte sono quelle più conosciute ma, con il passare degli anni, i sistemi di accumulo hanno acquisito ulteriori ruoli. Infatti, i sistemi di accumulo possono svolgere diversi servizi per la rete elettrica nazionale, supportando la generazione, la trasmissione e la distribuzione di energia. I sistemi di accumulo possono, ad esempio, stabilizzare la rete elettrica aiutando la regolazione del voltaggio e della frequenza, oppure fornire continuità di approvvigionamento in caso di interruzioni o disservizi della rete, aumentando l'affidabilità di quest'ultima [5].

I sistemi di accumulo, in ogni caso, contribuiscono in modo elevato alla riduzione delle emissioni dei gas serra poiché, senza la loro presenza, una gran parte dell'energia elettrica nazionale sarebbe prodotta dalle centrali termoelettriche o di altro tipo che utilizzano combustibili fossili. Attualmente molti sistemi di accumulo di diverso tipo sono già in funzione ma si prevede che nei prossimi anni molti altri saranno installati per contribuire ulteriormente

alla riduzione delle emissioni inquinanti. In Figura 1 si può vedere l'andamento delle emissioni dei gas serra disaggregate per settore dal 2005 fino al 2040.

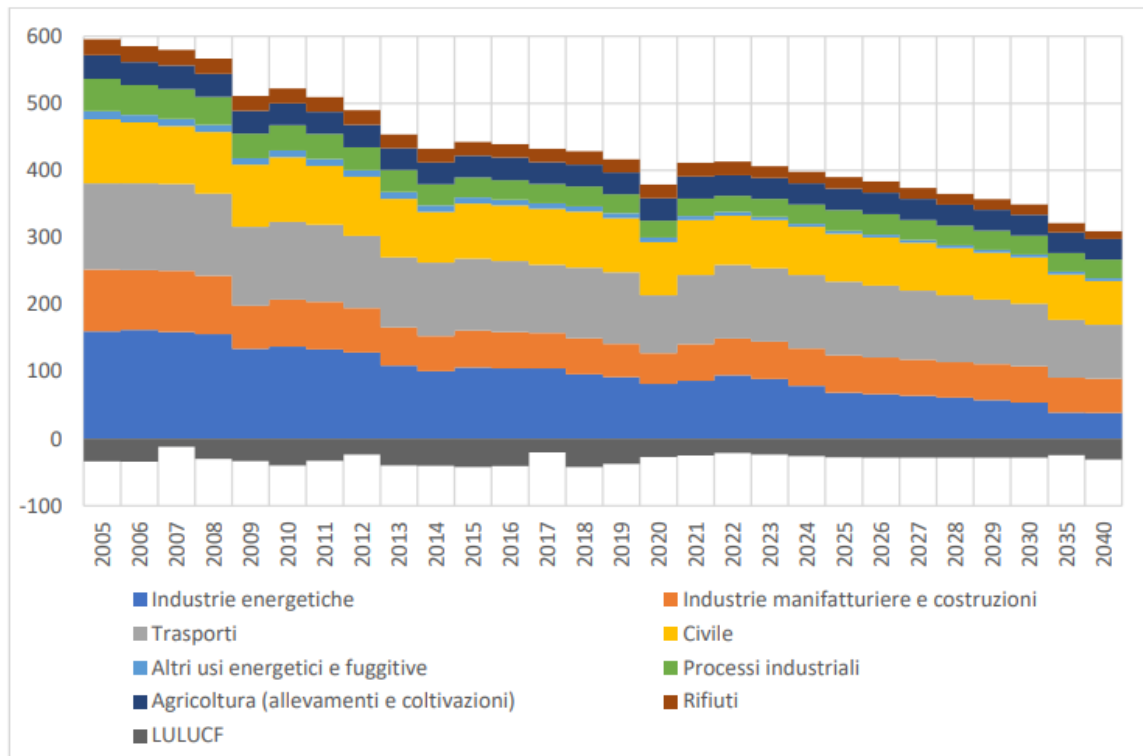


Figura 1 – Emissioni di gas serra disaggregate per settore (Mt CO₂eq), storico e scenario di riferimento [1]

La diminuzione maggiore delle emissioni si verifica nel settore energetico grazie alla forte penetrazione delle fonti di energia rinnovabili e dei sistemi di accumulo [7]. Anche negli altri settori si verifica una diminuzione, anche se meno marcata, dovuta alla forte spinta verso l'elettrificazione, dove si prevede l'impiego di grandi quantità di sistemi di accumulo, soprattutto a batterie.

Attualmente esistono numerosi tipi di sistemi di accumulo differenti, alcuni dei quali sono già in funzione da diverso tempo e pienamente disponibili sul mercato, altri sono in fase di dimostrazione, altri in fase commerciale e altri in fase di ricerca e sviluppo. I sistemi di accumulo dell'energia possono essere classificati in molti modi diversi a seconda del "Technology Readiness Level" (TRL), della potenza, dell'energia stoccata ecc. La metodologia più consueta è basata sulla tipologia di energia che il sistema è in grado di immagazzinare: secondo questa classificazione i sistemi di accumulo possono essere suddivisi in accumulatori

di energia meccanica, termica, chimica, elettrica ed elettrochimica. Le diverse tipologie saranno approfondite singolarmente nel seguito della trattazione.

1.1 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo meccanico

I sistemi di accumulo dell'energia di tipo meccanico immagazzinano energia sotto forma di energia meccanica, per poi convertirla in energia elettrica nel momento del bisogno. I sistemi di accumulo di questo tipo utilizzano l'energia che possiede un mezzo in virtù della sua posizione (energia potenziale), velocità (energia cinetica), o stato termodinamico (energia di pressione). L'energia è immagazzinata e poi rilasciata mediante processi di compressione, pompaggio, espansione, ecc. I principali sistemi di accumulo dell'energia di tipo meccanico sono "Pumped Hydro Storage" (PHS), "Compressed Air Energy Storage" (CAES), "Liquid Air Energy Storage" (LAES), "Pumped Thermal Energy Storage" (PTES) e "Flywheel Energy Storage" (FES) e saranno analizzati singolarmente nel seguito della trattazione.

1.1.1 PHS (Pumped Hydro Storage)

Il sistema PHS (Pumped Hydro Storage) è un sistema di accumulo dell'energia di tipo meccanico che viene utilizzato principalmente per bilanciare la rete elettrica nazionale. In questo tipo di accumulo, l'energia è immagazzinata sotto forma di energia potenziale gravitazionale poiché sono presenti due bacini, uno di quota superiore (bacino di monte) e uno di quota inferiore (bacino di valle), quindi è richiesto un dislivello geodetico (Figura 2). Quando la richiesta di energia elettrica dalla rete è bassa, l'acqua è pompata dal bacino di quota inferiore a quello di quota superiore: questa è la fase di carica del sistema di accumulo. Successivamente, quando la richiesta di energia elettrica della rete è elevata, inizia la fase di scarica in cui l'acqua passa dal bacino di monte a quello di valle grazie a dei condotti, azionando delle turbine. L'impianto, dunque, richiede la presenza di pompe, di turbine e di altri componenti come condotti, valvole, freni, ecc. In molti impianti è presente una singola macchina idraulica, in grado di funzionare sia da turbina che da pompa, a seconda delle esigenze. In particolare, nelle applicazioni micro-PHS è possibile implementare un gruppo di pompe inverse (Pump-Turbine)

per le fasi di pompaggio e di produzione di energia elettrica. Queste ultime sono in grado di funzionare sia da pompe che da turbine semplicemente invertendo il loro verso di rotazione. I sistemi PHS spesso utilizzano delle dighe convenzionali per raccogliere l'acqua nei bacini, oppure possono utilizzare anche dei serbatoi di accumulo ma in questi casi il tempo di scarica è solitamente inferiore a mezza giornata. I progetti in cui entrambi i giacimenti sono artificiali e in cui non sono presenti afflussi naturali sono detti sistemi "a circuito chiuso".

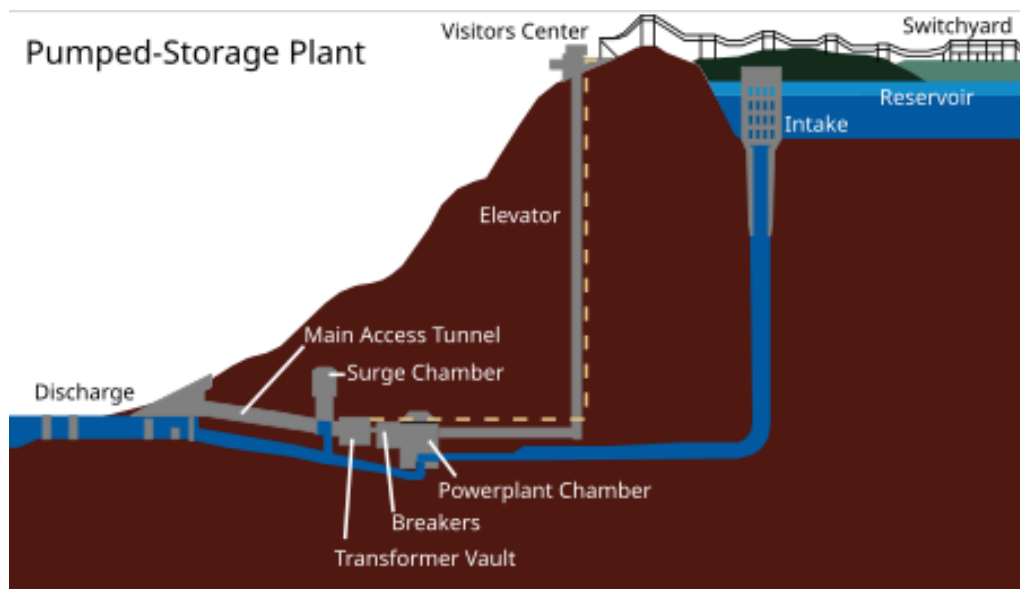


Figura 2 – Esempio di un impianto PHS [8]

In genere la potenza di un impianto PHS varia da 1 MW fino ad arrivare a 3 GW, l'energia può arrivare a centinaia di GWh e l'efficienza energetica globale (detta "round-trip-efficiency") varia dal 70 all'85%. Oltre alla gestione ottimale dell'energia, i sistemi PHS favoriscono anche il controllo della frequenza della rete elettrica, garantendone la stabilità [8]. Infatti, mentre le centrali termoelettriche non sono in grado di reagire istantaneamente a variazioni improvvise di domanda elettrica, causando instabilità di tensione e frequenza, gli impianti PHS riescono a reagire dopo pochi secondi.

Uno dei principali svantaggi di questa tecnologia è la necessità di un dislivello geodetico tra i due bacini/serbatoi e di una certa disponibilità d'acqua. I siti idonei si trovano in regioni collinari o montuose che sono protette e, quindi, soggette a problematiche sia sociali che ecologiche. Inoltre, i siti dove erano presenti grandi bacini con elevata portata d'acqua sono stati già sfruttati.

1.1.2 CAES (Compressed Air Energy Storage)

Un impianto CAES (Compressed Air Energy Storage) utilizza l'energia elettrica in eccesso o a basso costo per comprimere aria che poi è stoccata in cavità sotterranee o accumuli appositi. Nei periodi di forte richiesta elettrica dalla rete, l'aria viene riscaldata ed espansa in turbine che alimentano la rete elettrica.

I principali componenti di un impianto CAES sono:

- I compressori con stadi di inter e post-refrigerazione, che hanno lo scopo di minimizzare il lavoro di compressione e massimizzare la quantità di aria accumulata, abbassando la temperatura e il livello di umidità [9];
- Il sistema di accumulo che può essere naturale o artificiale con tubazioni e raccordi. L'aria può essere stoccata in cavità sotterranee, bombole ad alta pressione o serbatoi subacquei;
- Le camere di combustione, dove l'aria è il comburente e il gas naturale è il combustibile;
- Le turbine che producono energia elettrica a seconda della necessità della rete;
- Il motore/generatore che gestisce le fasi di carica e scarica dell'accumulo, grazie ad un sistema di giunti a frizione;
- Le attrezzature ausiliarie come sistemi di raffreddamento, impianti elettrici, scambiatori di calore;
- Il sistema di controllo remoto per gestire l'accumulo, regolare la rete e passare dalla modalità di scarica a quella di carica e viceversa.

Grazie alle frizioni e all'alternatore, l'impianto è suddiviso in due parti: quella di compressione e quella di espansione. Se la domanda energetica è scarsa, il motore consuma energia dalla rete e aziona i compressori che mandano aria ad alta pressione nel serbatoio (in questa fase le turbine non lavorano). Quando è richiesta la produzione di energia elettrica, l'aria ad alta pressione passa alle turbine che azionano il generatore e producono energia elettrica (in questa fase i compressori sono scollegati). L'energia accumulata dall'aria compressa segue il classico ciclo termodinamico Brayton-Joule. Tutta la potenza in fase di scarica è disponibile all'espansore, a differenza dei cicli tradizionali con turbina a combustione in cui una buona parte della potenza è spesa per trascinare il compressore.

Uno schema generale di un impianto CAES è il seguente (Figura 3):

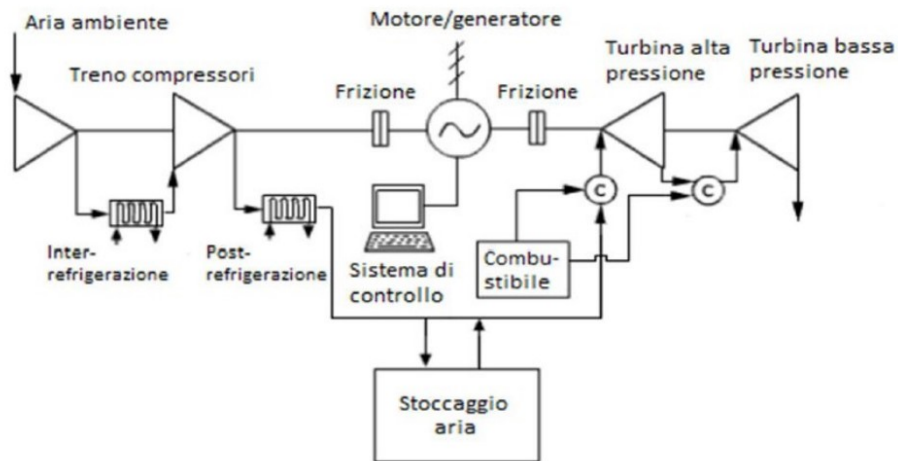


Figura 3 – Schema generale di un impianto CAES [8]

1.1.3 LAES (Liquid Air Energy Storage)

Un impianto LAES (Liquid Air Energy Storage) è un impianto dove l'energia elettrica in eccesso è utilizzata per liquefare l'aria. Il sistema funziona seguendo tre fasi (Figura 4):

- Fase di carica, in cui l'energia in eccesso è utilizzata per pulire, comprimere e liquefare l'aria;
- Fase di stoccaggio, in cui l'aria liquefatta è stoccata in appositi serbatoi di accumulo a pressione atmosferica e temperatura di $-194\text{ }^{\circ}\text{C}$ circa (78 K). In questa fase viene stoccato anche il calore proveniente dal processo di compressione e il potenziale freddo che si ha nel processo di riscaldamento;
- Fase di scarica, che avviene nei momenti di picco della domanda elettrica della rete attraverso il pompaggio, il riscaldamento e l'espansione dell'aria liquida.

Il sistema LAES risolve il problema della bassa densità energetica e della necessità di appositi siti geografici di stoccaggio, che erano le principali problematiche dell'impianto CAES. L'aria liquida, infatti, occupa un volume di circa 1/700 del volume dell'aria gassosa, rendendo quindi possibile lo stoccaggio di una grande quantità di energia in un volume molto limitato. La densità di energia è di 1 o 2 ordini di grandezza superiore rispetto ad altri fluidi alternativi ed il ciclo di generazione dell'energia può essere guidato da fonti di calore ampiamente disponibili a temperatura ambiente. D'altra parte, gli impianti LAES hanno anche diversi svantaggi: costo

elevato, bassa efficienza totale (“round-trip efficiency” di circa 50-60%) e problema di arricchimento della frazione di ossigeno nel serbatoio, che può raggiungere anche il 50%. In questi casi il rischio di incendi ed esplosioni aumenta notevolmente e quindi è necessario fare dei trattamenti all'aria prima dell'immagazzinamento. Il sistema LAES offre la possibilità di avere una fase di scarica molto duratura e la turbina criogenica può raggiungere potenze dell'ordine dei MW. La durata del sistema è determinata dalla durata dei componenti meccanici che lo costituiscono e, di solito, è compresa tra i 30 e i 60 anni. Il sistema può realizzare dai 22 ai 30 mila cicli completi circa.

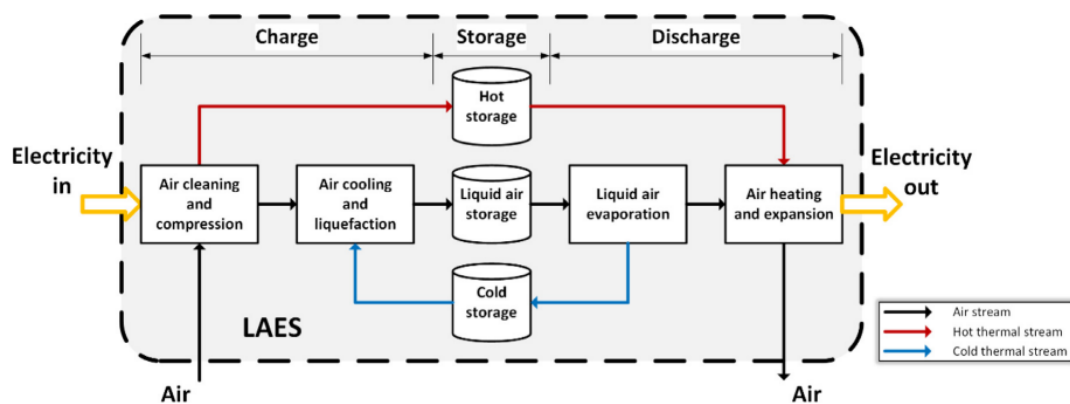


Figura 4 – Fasi e componenti di un impianto LAES [10]

Infine, un altro grande vantaggio dei sistemi LAES è la possibilità di integrare questi ultimi con altri processi industriali. Se questo avviene, il sistema LAES è detto ibrido e può raggiungere valori di “round-trip efficiency” molto maggiori rispetto ai sistemi “stand-alone” classici. Gli impianti LAES, infatti, possono essere integrati con impianti di rigassificazione di gas naturale liquido (LNG), in modo che il freddo di scarto di questi ultimi possa essere recuperato. Il calore freddo, derivante dal processo di rigassificazione del gas, può essere immagazzinato dal propano pressurizzato, che aiuta il processo di raffreddamento e liquefazione dell'aria, permettendo al sistema LAES-LNG di raggiungere valori di round-trip efficiency del 90% [11]. Inoltre, il consumo di energia per unità di massa liquida è ridotto del 32%. Anche l'integrazione di un impianto LAES con un impianto basato su turbine a gas offre la possibilità di utilizzare il calore di scarto e porta ad una maggiore efficienza complessiva. L'integrazione permette anche lo stoccaggio della CO₂, utilizzata per produrre ghiaccio, senza ulteriori perdite di efficienza.

1.1.4 PTES (Pumped Thermal Energy Storage)

Il sistema PTES (Pumped Thermal Energy Storage) è una tecnologia in fase di sviluppo che mira a immagazzinare energia elettrica sotto forma di energia termica, utilizzando una pompa di calore reversibile. Un sistema PTES è composto da due serbatoi di stoccaggio riempiti con materiale solido e da una macchina termica in grado di eseguire sia la funzione di pompa di calore che la funzione di generatore di energia.

La pompa di calore, in fase di carica, consuma energia elettrica per aumentare la pressione e la temperatura di un gas che viene iniettato in un serbatoio. Contemporaneamente è prodotto anche del gas freddo che viene iniettato nel serbatoio opposto. Successivamente, nel ciclo di scarica, la pompa di calore inverte il suo funzionamento e utilizza la differenza di temperatura e pressione per produrre lavoro meccanico e azionare un generatore che produce energia elettrica. I due serbatoi solitamente sono costruiti in acciaio, hanno un basso costo e sono riempiti di particolato minerale (particelle di roccia frantumata dalle dimensioni simili alla ghiaia). I livelli di alta e bassa pressione e temperatura dipendono dal materiale utilizzato per riempire i serbatoi e dalle caratteristiche del fluido termovettore. Un sistema PTES, che utilizza l'argon come fluido di lavoro e ha il serbatoio riempito di particolato minerale, lavora con temperature dei due serbatoi pari a 500 °C e 160 °C e con un rapporto di pressione pari a 12. I sistemi PTES sono caratterizzati da una maggiore densità di energia rispetto al convenzionale PHS o CAES, e da una elevata flessibilità di implementazione, poiché le installazioni non richiedono alcun sito particolare. Anche se la tecnologia PTES condivide questi vantaggi con i sistemi LAES, l'efficienza della stessa non dipende dal recupero di calore residuo, basandosi unicamente sull'efficienza dell'isolamento termico e sulle prestazioni operative della pompa di calore reversibile. Il sistema PTES presenta un'elevata efficienza (70-80%), una potenza nominale da centinaia di kW a pochi MW con capacità di stoccaggio di diverse ore. Nella fase di stoccaggio si perde, inoltre, una bassa percentuale di energia dato il buon isolamento con cui sono costruiti esternamente i due serbatoi. Il PTES, infine, è anche innocuo per l'ambiente poiché il fluido di lavoro è solitamente un gas inerte e il materiale di stoccaggio solido è, in genere, un minerale comune.

1.1.5 FES (Flywheel Energy Storage)

Il sistema FES (Flywheel Energy Storage) è un sistema di accumulo capace di immagazzinare energia sotto forma di energia cinetica rotazionale, che è conferita a una massa rotante detta volano.

Un sistema FES è costituito da cinque componenti principali:

- Volano in acciaio o materiale composito;
- Gruppo di cuscinetti di supporto che possono essere a sfera o magnetici, a seconda dell'applicazione;
- Motore-generatore reversibile;
- Sistema di conversione di potenza elettronico;
- Involucro contenente il dispositivo.

Nella fase di carica, l'energia è utilizzata per aumentare la velocità di rotazione del volano, accrescendo il suo contenuto energetico. Solitamente l'energia utilizzata è di tipo elettrico anche se attualmente si stanno studiando anche sistemi di azionamento meccanico diretto [12]. L'energia che un volano è in grado di immagazzinare dipende dal momento d'inerzia della massa rotante e dalla sua velocità angolare e si calcola attraverso l'Equazione (1.1):

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (1.1)$$

dove: I è il momento d'inerzia della massa che è posta in rotazione [$kg \cdot m^2$] e ω è la sua velocità angolare [$\frac{rad}{s}$].

Durante la fase di scarica, il motore che aveva accelerato il volano è convertito in generatore e l'energia cinetica rotazionale è trasformata nuovamente in energia elettrica. L'energia accumulata da un sistema FES dipende dalla massa e della velocità del volano mentre la potenza dipende dalla taglia del motore-generatore. Nell'ambiente in cui ruota la massa, si crea il vuoto solitamente: in questo modo si possono ridurre notevolmente le perdite di energia dovute alla resistenza dell'aria (Figura 5).

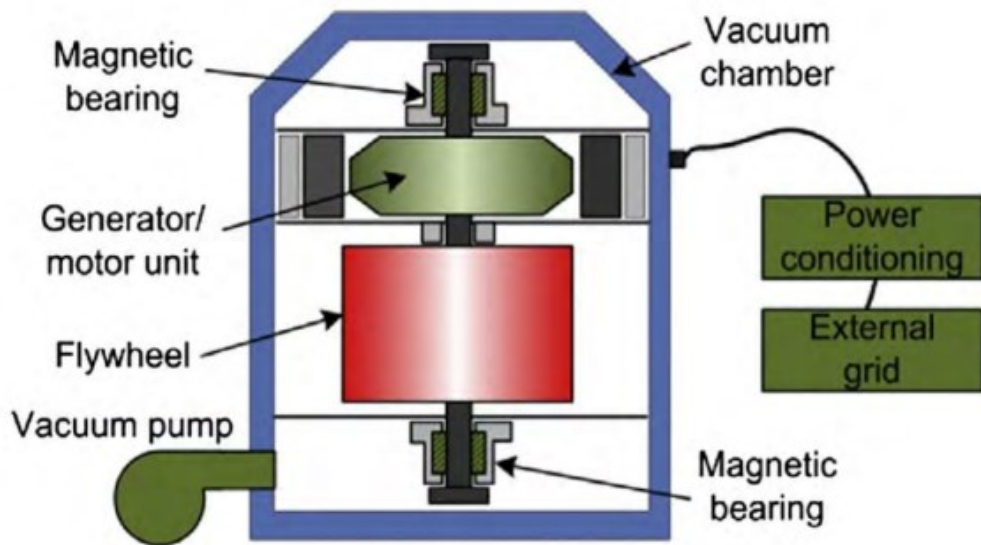


Figura 5 – Schema semplificato di un sistema di accumulo FES [13]

I sistemi FES possono essere divisi in due grandi categorie:

- I sistemi a bassa velocità, che permettono di arrivare fino a 6.000 giri/min e sono una tecnologia ragionevolmente matura, disponibile in commercio ed ampiamente utilizzata. Solitamente i volani sono realizzati in acciaio;
- I sistemi ad alta velocità, che permettono di arrivare fino a 50.000 giri/min e sono in fase di ricerca e sviluppo. Sono costruiti con materiali compositi avanzati (es. fibra di carbonio) per tollerare sollecitazioni molto elevate.

I volani possono arrivare ad una capacità di 5 MWh e ad una potenza di 20 MW con una durata di stoccaggio che va da qualche millisecondo a qualche minuto. Inoltre, un volano può avere una vita utile di oltre 20 anni, con costi di O&M minimi. Alcune delle principali caratteristiche sono riassunte in Tabella 1.

Tabella 1 – Principali caratteristiche di un volano [8]

| Capacità | Potenza | Efficienza | Vita del sistema | Durata dello stoccaggio | Range di temperatura |
|--------------|--------------|------------|------------------|-------------------------|----------------------|
| Fino a 5 MWh | Fino a 20 MW | 85-95% | Oltre 20 anni | ms-min | -20/ 80 °C |

1.2 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo termico

I sistemi di accumulo dell'energia termica sono usati per sfruttare il calore proveniente da diverse fonti (anche rinnovabili), mantenerlo e infine riutilizzarlo, evitando che venga sprecato. In base al range di temperatura operativa possiamo dividere i sistemi “Thermal Energy Storage” (TES) in tre categorie:

- Accumuli ad alta temperatura (“High Temperature Thermal Energy Storage”, HTTES). Questo tipo di accumulo gioca un ruolo importante nelle applicazioni associate al solare termico e comprende gli impianti che operano a temperature superiori di 200 °C. Gli accumuli ad alta temperatura riescono a recuperare enormi quantità di calore di scarto proveniente da processi industriali o simili; per questo motivo spesso si utilizzano materiali ceramici in grado di resistere alle alte temperature [14];
- Accumuli a bassa temperatura (“Low Temperature Thermal Energy Storage”, LTTES). I LTTES comprendono tutti i sistemi che operano con un range di temperatura da 10 °C a 200 °C. In questa categoria rientrano, quindi, gli accumulatori di acqua calda sanitaria o dell'acqua calda per gli impianti di riscaldamento. Solitamente sono costruiti in acciaio e sono frequentemente utilizzati nel settore civile, abbinati a collettori solari termici;
- Accumuli refrigerati (“Cold Temperature Thermal Energy Storage”, CTTES). I CTTES sono sistemi di stoccaggio dell'energia termica fredda e presentano temperature di funzionamento inferiori ai 10 °C. Sono molto utilizzati per il raffrescamento dei locali e nell'industria alimentare.

I sistemi di accumulo dell'energia termica si possono dividere ulteriormente in base alla tecnologia e al tipo di energia termica che stoccano. La classificazione più utilizzata si basa sulla tecnologia, che divide i sistemi TES in: sistemi di accumulo termico di energia sensibile, latente e accumuli di energia termochimica. Tutti questi sistemi di accumuli saranno analizzati singolarmente nel seguito della trattazione.

1.2.1 SHTES (Sensible Heat Thermal Energy Storage)

I sistemi “Sensible Heat Thermal Energy Storage” (SHTES) sono sistemi di accumulo che immagazzinano l'energia sotto forma di calore sensibile che provoca un innalzamento o un

abbassamento di temperatura. I sistemi SHTES sono i più utilizzati e i più semplici tra i diversi tipi di accumulo termico e possono utilizzare come mezzo di stoccaggio dell'energia sia fluidi che solidi. I principali fluidi sono l'acqua e l'olio mentre i mezzi solidi più utilizzati sono cemento, metallo e roccia. Nei SHTES non avvengono cambiamenti di fase ma si verifica solamente una variazione di temperatura, proporzionale al calore assorbito o ceduto. L'ammonto di calore che può essere immagazzinato nel mezzo dipende dal limite inferiore (T_l) e superiore (T_h) di temperatura del sistema. La capacità dello storage può essere determinata con la seguente equazione:

$$Q_{TES} = \int_{T_l}^{T_h} m c_p dT = m \bar{c}_p \Delta T, \Delta T = T_h - T_l \quad (1.2)$$

dove: m , c_p , \bar{c}_p e ΔT sono rispettivamente la massa [kg], il calore specifico [$\frac{J}{kg \cdot K}$], il calore specifico medio [$\frac{J}{kg \cdot K}$] e la variazione di temperatura del mezzo di stoccaggio [K].

Se si correla la massa del mezzo con il suo volume, si ottiene la seguente equazione:

$$Q_{TES} = \rho (V_{strg} - V_{ect}) \bar{c}_p (T_h - T_l) \approx \rho (V_{strg}) \bar{c}_p \Delta T \quad (1.3)$$

dove: ρ , V_{strg} , V_{ect} sono rispettivamente la densità [$\frac{kg}{m^3}$], il volume totale dello storage [m^3] e il volume occupato dalle apparecchiature interne allo storage che può essere trascurato [m^3].

I sistemi di accumulo ad acqua sono i più utilizzati, soprattutto per il basso costo e per la facilità con cui possono essere abbinati a collettori solari termici. Un impianto con collettore solare e caldaia è spesso utilizzato nei condomini: il collettore scalda il fluido termovettore (acqua) che, tramite un circuito chiuso, innalza la temperatura del serbatoio d'accumulo. Se il collettore non è sufficiente a innalzare la temperatura fino a 50/60/70 °C, allora la restante energia è fornita dalla caldaia o dalla pompa di calore (Figura 6) [15]. I sistemi di accumulo che utilizzano acqua richiedono, se per uso sanitario, una manutenzione regolare e devono subire periodicamente dei trattamenti anti-legionella.

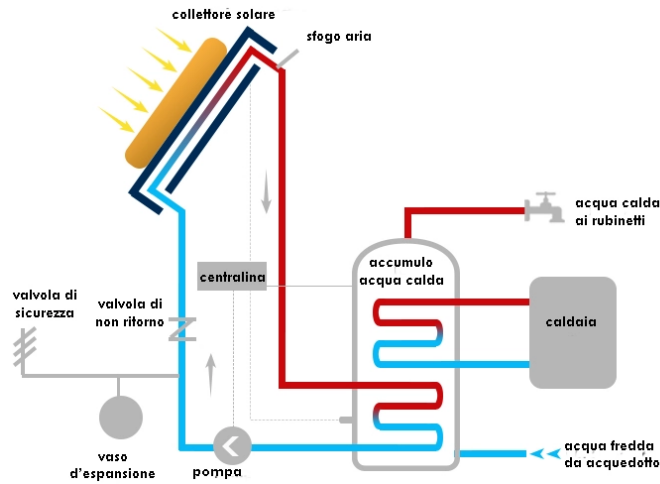


Figura 6 – Impianto di riscaldamento con collettore e caldaia [16]

I sistemi SHTES a liquido sono caratterizzati da una bassa densità energetica e da un'elevata dispersione termica, dunque necessitano di un buon isolamento. Un importante fenomeno che si verifica nei sistemi di stoccaggio a liquido quando le temperature sono superiori a 4 °C (temperatura di massima densità dell'acqua) è la stratificazione. Questo fenomeno riguarda tutti i liquidi ed è causato dalla differente densità dell'acqua: l'acqua più calda tende ad accumularsi nella parte superiore dello storage, mentre quella più fredda tende a scendere e accumularsi nella parte inferiore. Tra la zona più calda e quella più fredda si instaura uno strato termocline dove sono presenti forti gradienti verticali sia di temperatura che di densità (Figura 7) [17].

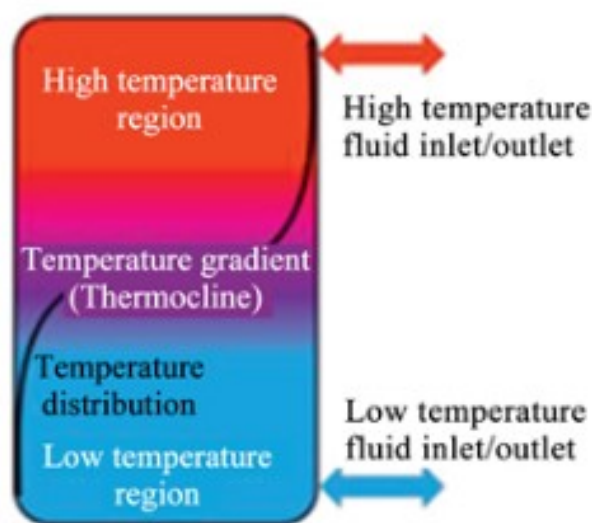


Figura 7 – Distribuzione di temperatura e strato termocline di un SHTES [18]

La presenza di un sottile strato termocline è indice di un corretto design dell'accumulo termico ed è una caratteristica molto ricercata poiché permette di immagazzinare una maggiore quantità di energia e, quindi, di aumentare l'efficienza globale del sistema (Figura 8). Alcuni fattori contribuiscono alla perdita di stratificazione: le dispersioni di calore verso gli ambienti circostanti (per TES ad acqua calda), i carichi termici dell'ambiente esterno (per TES ad acqua refrigerata) e la miscelazione del fluido a diversa temperatura, specialmente durante la fase di carica e scarica del serbatoio.

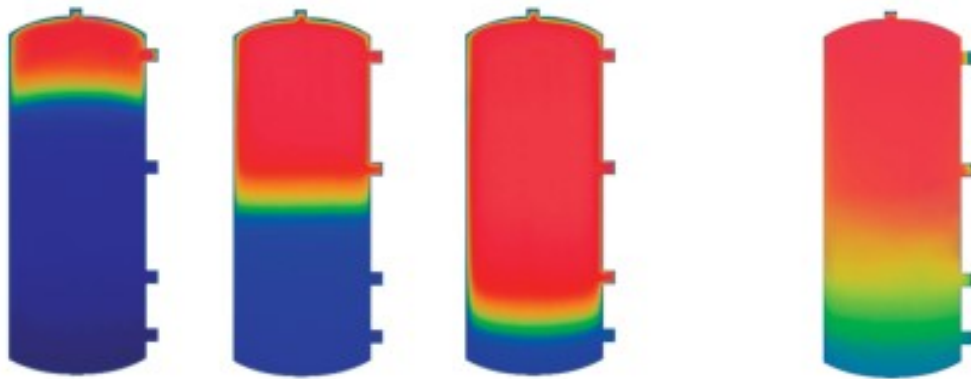


Figura 8 – Esempi di accumuli ben stratificati (nei primi tre casi a sinistra) e accumulo non ben stratificato, miscelato (a destra) [19]

1.2.2 LHTES (Latent Heat Thermal Energy Storage)

I sistemi “Latent Heat Thermal Energy Storage” (LHTES) sono accumuli di tipo termico che immagazzinano calore in un materiale in cambiamento di fase (PCM - Phase Change Material), il quale subisce il passaggio di stato ad una temperatura detta “Phase Change Temperature” (PCT). I PCM includono materiali organici, inorganici ed eutettici: tra questi uno dei più utilizzati è la paraffina, che rientra nella categoria dei PCM organici. Un altro materiale organico abbastanza utilizzato è il glicole, mentre tra quelli inorganici si usano sali, metalli e leghe (Figura 9).

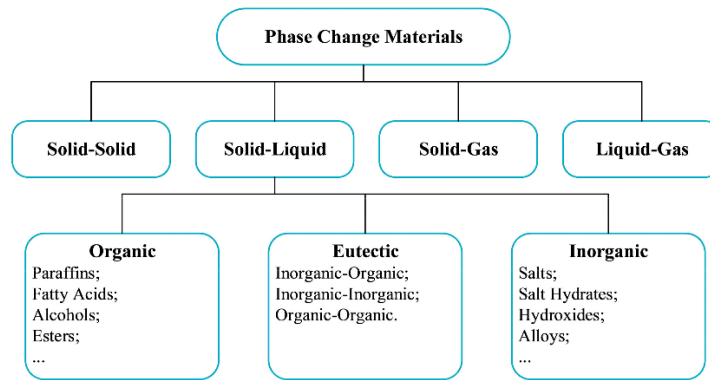


Figura 9 – Classificazione dei PCM [20]

Il sistema LHTES è una tecnologia molto efficiente di immagazzinamento di energia termica e funziona grazie ad un materiale, che assorbe o rilascia calore, mentre avviene un cambiamento di fase. Il cambiamento di fase può essere solido-solido, solido-liquido, solido-gas o liquido-gas e, in ogni caso, avviene a temperatura costante (Figura 10).

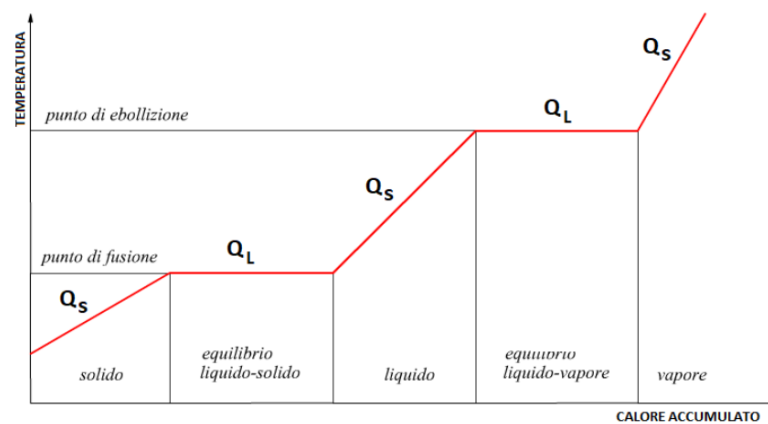


Figura 10 – Diagramma temperatura-calore di un qualsiasi mezzo di stoccaggio [19]

Considerando un cambiamento di fase solido-liquido, la capacità di stoccaggio di un LHTES è data dall'Equazione (1.4). Il primo integrale della (1.4) fornisce il calore necessario a scaldare il materiale solido fino alla temperatura di fusione; il secondo termine dell'addizione è il calore necessario al passaggio di fase e l'ultimo termine (il secondo integrale) fornisce il calore necessario per scaldare il liquido dalla temperatura di fusione fino alla temperatura finale.

$$Q_{TES} = \int_{T_i}^{T_m} mc_{p1}dT + ma_m\Delta H_m + \int_{T_m}^{T_f} mc_{p2}dT \quad (1.4)$$

dove: T_i è la temperatura iniziale [K], T_m è la temperatura di fusione [K], m è la massa del PCM [kg], c_{p1} è il calore specifico del PCM in fase solida [$\frac{J}{kg \cdot K}$], a_m è la frazione liquefatta [-], ΔH_m è il calore latente di fusione per unità di massa [$\frac{J}{kg}$], c_{p2} è il calore specifico del PCM in fase liquida [$\frac{J}{kg \cdot K}$] e T_f è la temperatura finale [K].

I sistemi a calore latente hanno una densità energetica maggiore e lavorano in un range di temperatura più piccolo rispetto ai sistemi a calore sensibile.

1.2.3 TCES (ThermoChemical Energy Storage)

I sistemi “ThermoChemical Energy Storage” (TCES) sono sistemi di accumulo di energia termica, che sfruttano delle reazioni chimiche reversibili o processi di assorbimento e di adsorbimento per stoccare calore. Durante la fase di carica, il calore è fornito alla coppia di materiali di lavoro, che inizialmente si presenta come unita in un unico composto. Grazie al calore la coppia di lavoro rompe i propri legami e i due componenti si dividono. Queste due sostanze sono poi stoccate separatamente durante la fase di stoccaggio, fino a quando non inizia la fase di scarica, in cui queste ultime sono fatte reagire insieme (Figura 11) [21]. La reazione che avviene è esotermica e la quantità di energia sviluppata (e la temperatura) dipende dalle proprietà chimiche e termiche dei reagenti.

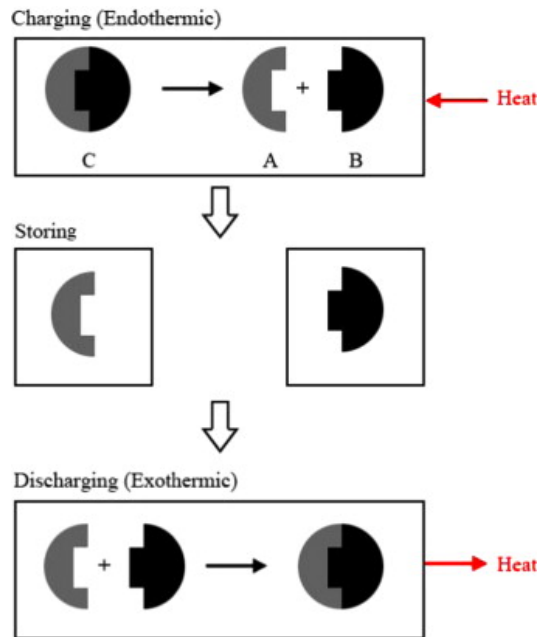


Figura 11 – Fasi di un sistema di accumulo termochimico [21]

L'ammonto di energia che può essere stoccata è calcolata con l'Equazione (1.5):

$$Q_t = a_r m \Delta h_r \quad (1.5)$$

dove: Q_t è l'ammonto di energia termochimica stoccata [J], m la massa del materiale di stoccaggio [kg], a_r è l'ammonto della frazione che ha reagito [-] e Δh_r è il calore di reazione [$\frac{J}{kg}$].

I sistemi TCES sono la migliore tecnologia TES in termini di affidabilità e densità di energia (Figura 12). Inoltre, riescono ad accumulare energia per un periodo di tempo molto lungo, con delle perdite minime e in piccoli volumi. Hanno un'efficienza compresa tra il 75% e quasi il 100%; tuttavia, il fatto che questa tecnologia sia ancora in fase di dimostrazione e che siano necessari ulteriori miglioramenti per renderla disponibile sul mercato, costituisce una rilevante criticità.

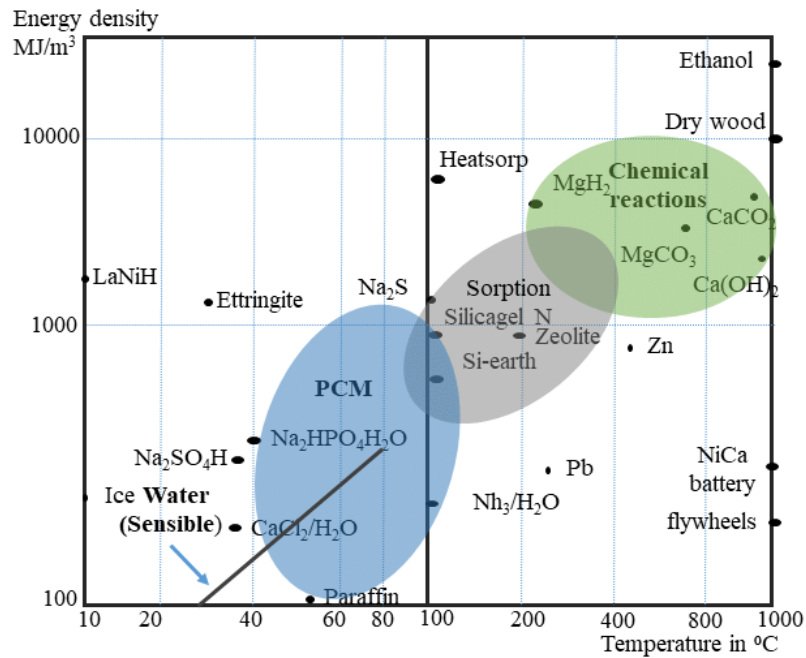


Figura 12 – Diagramma della densità di energia in funzione della temperatura dei sistemi TES [22]

1.3 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo chimico

I sistemi di accumulo dell'energia di tipo chimico basano il loro funzionamento essenzialmente su un unico elemento: l'idrogeno. L'idrogeno, infatti, ha un enorme potenziale e può essere sfruttato in tantissime applicazioni, anche molto diverse tra loro. La trattazione al riguardo è suddivisa in due parti:

- Nel paragrafo §1.3.1 sono descritte le principali caratteristiche dell'idrogeno, le diverse tipologie, la produzione e lo stoccaggio;
- Nel paragrafo §1.3.2 si approfondisce la riconversione dell'idrogeno in energia elettrica valutando le prestazioni, i punti di forza e di debolezza delle Fuel Cells.

1.3.1 Idrogeno

L'idrogeno è l'elemento più abbondante nell'universo (74 % circa) e, a pressione atmosferica e temperatura ambiente, si presenta come un gas allo stato biatomico (H_2). Generalmente si trova

in combinazione con altri elementi chimici, come carbonio e ossigeno, ed ha massa atomica pari a 1,01 g/mol. L'idrogeno è caratterizzato da un'alta intensità energetica e un potere calorifico di 33,33 kWh/kg. Queste caratteristiche lo rendono il combustibile con il più alto valore di potere calorifico su massa, ma con il più basso valore di potere calorifico su volume, poiché la sua densità è bassissima (circa 0,09 kg/m³). Inoltre, ha una temperatura di fusione di -252,9 °C, dunque il passaggio alla fase liquida risulta molto complicato. L'idrogeno non è tossico ma è altamente infiammabile, ed è esplosivo in quasi tutte le proporzioni quando è miscelato con aria (dal 4% al 75% circa), al contrario di molti altri gas che hanno un campo di esplosività ridotto [23].

L'idrogeno non è una fonte primaria di energia ma un vettore energetico, cioè una sostanza capace di fungere da mezzo di trasporto dell'energia proveniente da altre fonti. L'idrogeno ha una ampia gamma di usi finali e permette una diversificazione tra i settori di produzione e consumo, rendendo possibile il suo utilizzo in tecnologie come Power-to-Gas/Gas-to-Power [24].

Oltre ad essere un vettore energetico, l'idrogeno può essere un vettore chimico e di accumulo. Grazie alla sua elevata reattività con altre specie, l'idrogeno è spesso impiegato nella produzione di combustibili secondari e derivati. Spesso esso viene impiegato nei processi di raffinazione, di produzione di ammoniaca, nelle acciaierie e nella sintesi di prodotti chimici come metanolo, combustibili sintetici, plastica ecc.

L'idrogeno può essere sfruttato anche per creare dei sistemi di accumulo dell'energia: grazie alla sua alta intensità energetica, permette di accumulare molta energia per periodi lunghi (fino a qualche mese). Inoltre, la fase di scarica può durare molte ore: questa caratteristica lo rende un ottimo sistema "Long Duration Energy Storage" (LDES), al contrario di una comune batteria che è soggetta ad autoscarica. L'idrogeno è un ottimo sistema di accumulo poiché permette una grande flessibilità e può dare supporto a servizi di bilanciamento e ancillari.

L'idrogeno è spesso classificato e denominato con colori diversi in base al metodo e al tipo di energia utilizzata per la sua produzione (Figura 13) [25]. Il più importante tipo di idrogeno è quello verde, poiché è prodotto da fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico, dunque, non producendo anidride carbonica o altre molecole inquinanti, non ha impatto sull'ambiente.



Figura 13 – Classificazione dell'idrogeno in base al processo e al tipo di energia utilizzata per la sua produzione [26]

Oggi si utilizzano prevalentemente due processi per la sua produzione: lo “Steam Methane Reforming” (SMR) e l'elettrolisi.

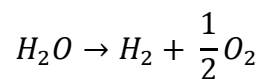
Lo SMR è un metodo molto utilizzato, con il quale si produce il 48 % dell'idrogeno mondiale (idrogeno grigio). Lo SMR implica una reazione tra vapore e metano che avviene a temperature di oltre 800 °C e pressioni di 2,5 MPa circa, in presenza di catalizzatori. Nella prima fase della reazione il metano si decompone in idrogeno e monossido di carbonio. Nella seconda fase, detta “shift reaction”, il monossido di carbonio reagisce con l'acqua formando anidride carbonica ed idrogeno. Le due reazioni sono rappresentate qui di seguito:



Vista la grande quantità di energia che richiedono questi impianti per funzionare, il rendimento del processo è del 65%, anche se il contenuto dell'idrogeno prodotto è più elevato di quello del metano. Il costo del gas naturale incide per il 50-60% negli impianti di grandi dimensioni, per il 40% in quelli di piccola dimensione. È possibile sequestrare anche l'anidride carbonica prodotta e stoccarla (CCS - “Carbon Capture and Storage” o CCUS includendo “Utilization” nella sigla): in questo caso il colore dell'idrogeno passa da grigio a blu [25,27]. L'implementazione di questa tecnologia comporta un aumento del costo ed è ancora problematica in alcune circostanze. Lo SMR solitamente utilizza il metano nei processi di reazione, ma è possibile utilizzare anche etano ed altri combustibili leggeri. Gli idrocarburi pesanti, invece, non possono essere utilizzati nello SMR per via delle scorie; tuttavia, possono

essere utilizzati in altri processi come l'ossidazione parziale (l'utilizzo di idrocarburi pesanti permette di raggiungere valori di efficienza elevati).

L'elettrolisi è un processo di produzione che permette di produrre idrogeno molecolare sfruttando un dispositivo di conversione elettrochimica dell'acqua, detto elettrolizzatore. L'acqua entra nell'elettrolizzatore, che consuma energia elettrica, e viene scissa nei suoi due costituenti (idrogeno e ossigeno) mediante la seguente reazione:



Un elettrolizzatore è costituito da due componenti principali: lo stack e gli ausiliari. Gli ausiliari sono l'unità di demineralizzazione, il raddrizzatore AC-DC, il chiller e il purificatore (Figura 14). Il demineralizzatore serve a demineralizzare l'acqua, prelevando alcune sostanze dall'acqua che potrebbero danneggiare la membrana [28]. Il raddrizzatore converte la corrente alternata della rete in continua, con cui poi si alimenta lo stack; il chiller lavora prelevando calore dallo stack, in modo che la temperatura operativa rimanga costante. Il purificatore si trova a valle dello stack ed è costituito da alcuni filtri essiccatori che trattengono l'acqua e altre sostanze, permettendo di avere idrogeno con grado di purezza variabile all'uscita.

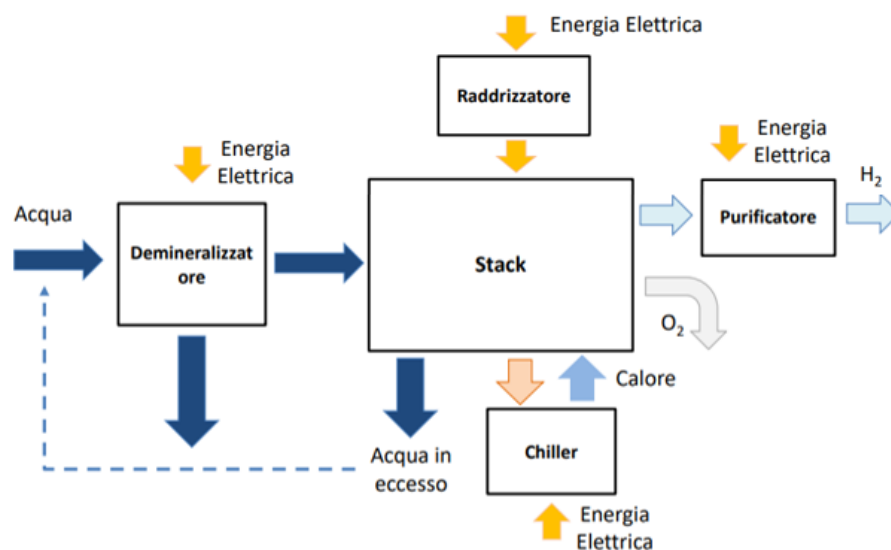


Figura 14 – Schema completo di un elettrolizzatore [28]

L'efficienza energetica senza ausiliari varia tra il 60 e il 90% (la percentuale dipende principalmente dalla tecnologia).

Lo stack è costituito da più celle elettrochimiche in serie o parallelo, combinate tra di loro. Le celle elettrochimiche sono costituite da un elettrolita, due elettrodi, detti anodo e catodo, e da un circuito esterno. L'anodo è il luogo dove avviene la semi-reazione di ossidazione mentre nel catodo avviene la semi-reazione di riduzione. Infine, l'elettrolita permette il passaggio degli ioni, mentre nel circuito esterno passa la corrente (Figura 15).

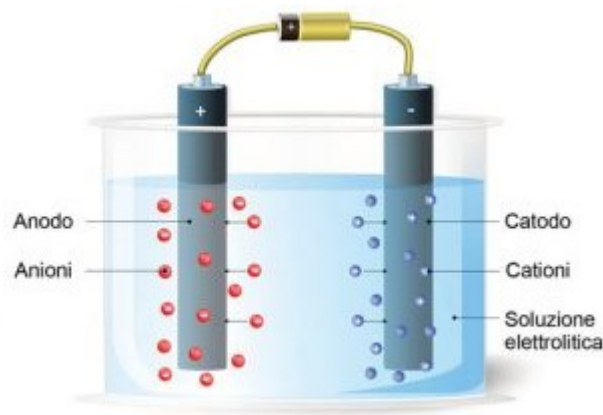


Figura 15 – Schema di una cella elettrolitica [29]

Esistono molte diverse tecnologie di elettrolisi che possono essere classificate in base a:

- Temperatura (alta temperatura o bassa temperatura);
- Elettrolita: se l'elettrolita è solido si parla di membrana, se è liquido si parla di soluzione;
- Scambio ionico. L'elettrolita permette il passaggio di ioni che possono essere di tipo anionico (OH^- , O^{2-}) o protonico (H^+);
- Elettrodo di formazione dell'idrogeno, che può essere sia anodo che catodo.

Alcune delle tecnologie utilizzate oggi sono: alcalina (AEC - "Alkaline Electrolysis Cells"), polimerica (PEMEC - "Protone Exchange Membrane Electrolysis Cells"), polimerica anionica (AEMEC - "Anion Exchange Membrane Electrolysis Cells"), ossidi solidi (SOEC - "Solid Oxide Electrolysis Cells") e carbonati fusi (MCEC - "Molten Carbonate Electrolysis Cells"). Ognuna di queste risulta migliore o peggiore per certi aspetti e alcune non sono ancora

utilizzate, poiché sono ancora in fase di ricerca e sviluppo. Le due tecnologie più importanti sono l'elettrolisi alcalina e polimerica.

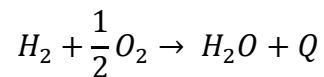
L'elettrolisi alcalina è la più utilizzata al giorno d'oggi ed è una tecnologia molto matura. Funziona con un elettrolita estremamente basico, corrosivo e reattivo e, inoltre, soffre di problemi di trascinarsi di gas in uscita, che comporta una produzione di idrogeno di bassa purezza (99,5%). Ha anche problemi di pressurizzazione e performance molto limitate: range di densità di corrente limitato, risposta dinamica scarsa e bassa densità di potenza. Ha una efficienza di conversione del 60-65% e un consumo specifico di 50-55 kWh_e/kg_{H2} [28].

L'elettrolisi polimerica è una tecnologia consolidata ma ancora in fase di evoluzione. L'elettrolita è sempre costituito da un materiale solido, detto Nafion, che permette il trasporto protonico. L'idrogeno si forma al catodo, come unico prodotto: questo aspetto fa sì che la sua purezza possa raggiungere valori molto elevati, fino al 99,999%. L'elettrolisi polimerica, inoltre, è caratterizzata da un ampio range di densità di corrente, una buona risposta dinamica, un'alta densità di potenza e soffre di minori problemi di pressurizzazione rispetto a quella alcalina. D'altra parte, ha una efficienza di conversione minore rispetto a quella alcalina (50-55%), un consumo specifico maggiore (60-65 kWh_e/kg_{H2}) e il punto di massimo rendimento si trova nella zona a basso carico [28].

Dopo che l'idrogeno è stato prodotto, esso deve essere stoccato o distribuito. Sia per lo stoccaggio che per la distribuzione, l'idrogeno può essere lasciato in fase gassosa o trasformato in liquido. L'idrogeno in fase gassosa può essere stoccato in bombole ad alta pressione e il suo trasporto può avvenire attraverso autocarri e condotti. L'idrogeno liquido, invece, ha problemi legati alla sua temperatura di liquefazione, poiché è necessario raggiungere temperature di 20 K e basse pressioni [30]. Dopo essere stato liquefatto, l'idrogeno può essere stoccato in serbatoi, che devono essere molto isolati, e può essere trasportato per mezzo di autocarri criogenici. Ancora non è chiaro quale sia il metodo migliore di stoccaggio e di trasporto, da una parte per via dei problemi di sicurezza e dall'altra per motivi economici, poiché trasportare e immagazzinare l'idrogeno in forma liquida è molto costoso e complesso. Lo stato liquido, però, consente il trasporto di una quantità di idrogeno molto più elevata rispetto allo stato gassoso. Attualmente si stanno studiando anche nuovi metodi di stoccaggio di idrogeno, funzionanti mediante materiali come gli idruri metallici e le nanostrutture in carbonio, capaci di immagazzinare l'idrogeno reversibilmente, per poi rilasciarlo attraverso reazioni chimiche o tramite riscaldamento. Tuttavia, le ricerche non hanno ancora prodotto risultati soddisfacenti.

1.3.2 Fuel cells

Le “Fuel Cells” (FC) sono dispositivi elettrochimici capaci di convertire un combustibile in elettricità e calore mediante reazioni di ossido-riduzione. Sono sistemi termodinamici aperti che richiedono un flusso continuo di combustibile e ossidante in ingresso e che funzionano senza alcun processo di combustione termica. Per questo motivo, l'efficienza non è limitata dal rendimento di Carnot e può raggiungere valori elevati (fino a 70-80% nella modalità di sola generazione elettrica; 90% e oltre in modalità cogenerativa). Le “Fuel Cells” utilizzano l'energia chimica del combustibile, che tipicamente è idrogeno, e la convertono in energia elettrica e calore. In questo caso la reazione che avviene nella cella è la seguente:



L'idrogeno, dunque, reagisce con l'ossigeno producendo acqua e calore (la reazione è esotermica). La cella elettrochimica è costituita da due elettrodi (anodo e catodo), un elettrolita e un circuito esterno (Figura 16). La reazione chimica si basa sulla scissione delle molecole del combustibile o comburente in ioni positivi ed elettroni: gli ioni si muovono nell'elettrolita e gli elettroni passano in un circuito esterno, creando una corrente elettrica. Le singole reazioni sono favorite dalla presenza di catalizzatori, che compongono gli elettrodi o sono applicati esternamente ad essi.

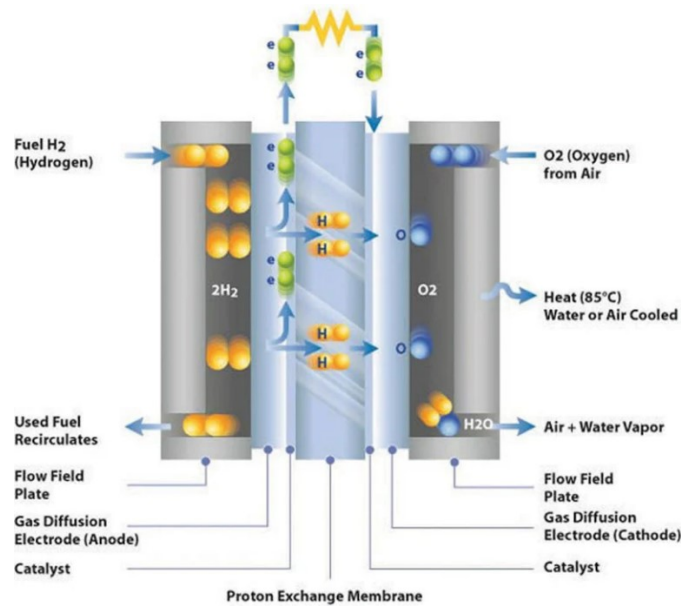


Figura 16 – Schema di una Fuel Cell [31]

Esistono diverse tecnologie di FC che si differenziano per temperatura, trasporto ionico e materiali. I diversi tipi di celle che si possono identificare sono: celle alcaline (AFC – “Alkaline Fuel Cells”), celle ad elettrolita polimerico (PEMFC – “Proton Exchange Membrane Fuel Cells”), celle ad acido fosforico (PAFC – “Phosphoric Acid Fuel Cells”), celle a metanolo diretto (DMFC – “Direct Methanol Fuel Cells”), celle a carbonati fusi (MCFC – “Molten Carbonate Fuel Cells”) e celle ad ossidi solidi (SOFC - “Solid Oxide Fuel Cells”) [32]. Le prime quattro tipologie rientrano nella categoria delle FC a bassa temperatura, mentre le restanti due sono FC ad alta temperatura. Quelle a bassa temperatura sono caratterizzate da un’elevata densità di potenza e compattezza, si utilizzano in soluzioni di potenza medio-bassa, sono facilmente integrabili (caso della mobilità) e hanno un “thermal management system” semplificato [33]. Le FC ad alta temperatura, invece, si utilizzano in soluzioni di potenza medio-alte (fino a qualche MW), sono caratterizzate da una efficienza elettrica e cogenerativa maggiore, si utilizzano spesso in sistemi stazionari con elevata inerzia termica e possono facilmente interagire con la rete del gas e con l’anidride carbonica.

1.4 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrico

I sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrico sono sistemi in grado di immagazzinare l'energia elettrica, conservarla e restituirla quando quest'ultima viene richiesta. A differenza

degli altri tipi di accumulo, dove l'energia elettrica è convertita in un'altra forma di energia, i sistemi di tipo elettrico immagazzinano l'energia elettrica direttamente, senza trasformarla. I valori di "round-trip efficiency", dunque, sono molto elevati e possono arrivare quasi al 100%; inoltre, questi sistemi possono operare in range ampi di temperatura, pesano poco e consentono fasi di carica e scarica molto brevi, ad elevati valori di densità di potenza. I principali sistemi di accumulo di tipo elettrico sono due e saranno analizzati singolarmente nel seguito della trattazione: supercondensatori e "Superconducting Magnetic Energy Storage" (SMES).

1.4.1 Supercondensatori

I supercondensatori, o ultracondensatori, sono sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrico che si distinguono dai comuni condensatori per via della maggiore capacità che riescono a contenere. Infatti, riescono a raggiungere valori di oltre 5000 F, mentre i comuni condensatori arrivano a circa 500 μF [34]. I supercondensatori hanno diverse caratteristiche:

- Tempo di carica/scarica estremamente brevi (solitamente da pochi secondi a qualche minuto al massimo);
- Potenza raggiungibile contenuta (<1 MW);
- Densità energetica bassa;
- Densità di potenza alta.

Queste caratteristiche li rendono molto interessanti per applicazioni "power intensive" e il settore d'eccellenza in cui vengono utilizzati è quello degli "Uninterruptible Power Supply" (UPS). L'UPS, tradotto in italiano come Gruppo di Continuità, è una apparecchiatura che viene posta fra la rete di alimentazione ed i dispositivi da proteggere, con lo scopo di fornire energia alle apparecchiature anche in mancanza di energia elettrica.

I supercondensatori non utilizzano meccanismi di carica che coinvolgono reazioni chimiche irreversibili. L'energia, sotto forma di carica elettrica, è accumulata nelle superfici degli elettrodi mediante un processo di tipo elettrostatico che è altamente reversibile, cioè non avviene con variazione del volume, al contrario di altre tecnologie come le batterie al litio. Il range di temperatura in cui operano i supercondensatori è molto maggiore, inoltre, rispetto a quello delle batterie: infatti essi possono operare in un range che va da -40 °C a 65 °C. Alcuni tipi particolari possono arrivare anche oltre 85 °C, mentre le batterie operano generalmente tra

-20 °C e 60 °C. Sono più sicuri e longevi rispetto alle batterie, ma riescono ad accumulare poca energia. Le principali caratteristiche dei supercondensatori sono riassunte in Tabella 2.

Tabella 2 – Principali caratteristiche dei supercondensatori [34]

| Potenza massima | Energia massima | Vita utile | Tempi di reazione | Tempo di scarica | Efficienza |
|-----------------|-----------------|------------|-------------------|------------------|--------------------|
| <1 MW | Pochi kWh | 10 anni | 5 ms | Secondi-minuti | Anche oltre il 90% |

Le celle del supercondensatore possono essere “pouch”, prismatiche o cilindriche, di piccole e grandi dimensioni (Figura 17). I moduli sono ottenuti dal collegamento di più celle in serie o parallelo e, infine, i sistemi si ottengono collegando diversi moduli tra loro.



Figura 17 – Esempio di supercondensatori cilindrici [35]

1.4.2 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

I sistemi SMES sono sistemi di accumulo di tipo elettrico che stoccano l'energia in un campo magnetico, creato grazie al flusso di corrente continua in una bobina. La bobina è raffreddata criogenicamente fino ad una temperatura inferiore alla sua temperatura critica superconduttiva. Un tipico sistema SMES è composto da tre parti fondamentali: bobina superconduttrice, sistema di condizionamento della potenza e un sistema di raffreddamento criogenico (Figura 18). La bobina è composta da materiale superconduttore, caratterizzato da una resistenza elettrica nulla quando la temperatura è portata al di sotto della sua temperatura critica. Questa caratteristica permette di creare il campo magnetico in maniera perfettamente efficiente. Una volta che la

bobina è carica, le perdite sono praticamente nulle e l'energia può essere stoccata finché il sistema viene intenzionalmente scaricato. Grazie alle loro perdite nulle, i sistemi SMES permettono di raggiungere valori di "round-trip efficiency" del 95% e oltre [36]. Il sistema di condizionamento della potenza è costituito da un inverter/raddrizzatore ed è il responsabile delle perdite del 5%: ciascuna fase di conversione della corrente, infatti, comporta una perdita del 2/3%. Il raddrizzatore converte la corrente alternata in corrente continua, usata per caricare la bobina, e l'inverter funziona nella fase di scarica della bobina, facendo la conversione opposta.

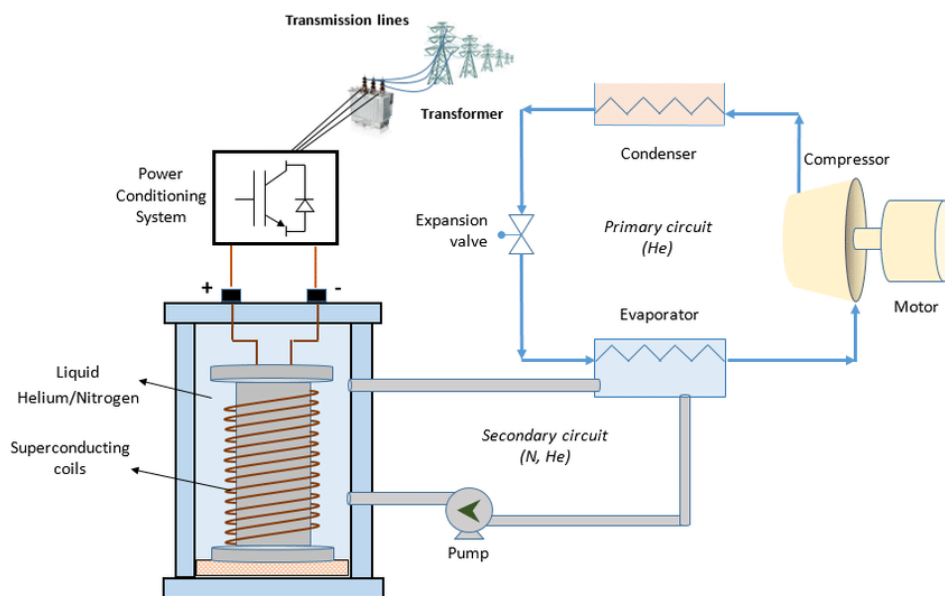


Figura 18 – Schema di un sistema SMES [37]

L'energia immagazzinata dai sistemi SMES può essere calcolata con la seguente formula:

$$E = \frac{1}{2} LI^2 \quad (1.6)$$

dove: L è l'induttanza [H] e I è la corrente [A].

Nei sistemi SMES la bobina può avere due configurazioni: solenoide e toroide. Per i piccoli sistemi SMES di solito si usano i solenoidi, perché sono più semplici da avvolgere e non necessitano di precompressione. L'aumento delle dimensioni porta ad una rapida crescita delle forze meccaniche, rendendo necessario passare alla bobina toroidale, caratterizzata da basse

forze magnetiche esterne e ridotte dimensioni del supporto meccanico. I sistemi SMES che utilizzano la bobina toroidale necessitano di precompressione e, grazie al basso campo magnetico che producono esternamente, possono essere posizionati vicino alle utilità.

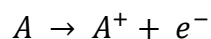
I sistemi SMES sono utilizzati in applicazioni che richiedono rapide risposte a fluttuazioni di potenza, poiché mostrano una risposta rapida sia in fase di carica, sia in quella di scarica. Le applicazioni tipiche, dunque, sono quelle che richiedono un controllo di qualità della potenza e di stabilizzazione della rete nei sistemi di distribuzione [38]. Lo svantaggio dei sistemi SMES è che sono molto costosi, molto più dei classici sistemi a batteria, poiché richiedono un sistema di raffreddamento criogenico per raggiungere e mantenere lo stato di superconduttore. I sistemi SMES, inoltre, hanno problemi di scalabilità, connessi all'aumento della capacità di stoccaggio, e alti costi di manutenzione.

1.5 Sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrochimico

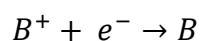
I sistemi di accumulo di tipo elettrochimico operano convertendo l'energia chimica in energia elettrica e viceversa. Il sistema di accumulo elettrochimico più semplice consiste in una cella galvanica in cui due sostanze subiscono dei processi chimici e l'energia derivante da questa reazione viene rilasciata sotto forma di corrente elettrica. Una singola cella fornisce una tensione molto bassa, che può essere aumentata collegando più celle in serie; collegando più celle in parallelo, invece, aumenta la capacità. In entrambi i casi di collegamento, il sistema che si crea è detto batteria. A seconda del funzionamento, è possibile dividere le celle in due gruppi: celle primarie e celle secondarie. Le celle primarie contengono una quantità fissa di reagenti e non sono ricaricabili, poiché la reazione chimica è irreversibile. Le celle secondarie, invece, sono ricaricabili molteplici volte, poiché la reazione chimica che avviene è invertibile. Durante la fase di carica, l'energia elettrica forza l'inversione del processo di scarica e, in questo modo, i reagenti sono riportati alla loro forma originale (prima della scarica) [39]. Le celle secondarie sono i componenti base del "Battery Energy Storage System" (BESS), un sistema di accumulo dell'energia basato su batterie ricaricabili, che oggi riveste un ruolo importantissimo nella transizione energetica. Nel seguito della trattazione saranno analizzate le batterie, esaminando con particolare attenzione il loro funzionamento, le diverse tipologie più utilizzate o più accreditate e i parametri per valutare le loro prestazioni. Infine, saranno analizzati i principali componenti di un BESS.

1.5.1 Principio di funzionamento di una batteria

Ogni cella elettrochimica è composta da: due elettrodi (positivo e negativo), la soluzione elettrolitica, un separatore e un conduttore esterno, dove avviene il passaggio di elettroni e, quindi, di corrente. A circuito aperto il metallo A, con cui è costituito un elettrodo, inizia a scomporsi e gli elettroni rimangono nell'elettrodo fino a una certa densità elettronica caratteristica. Parallelamente il metallo B, con cui è costituito l'altro elettrodo, subisce lo stesso processo ma, a differenza di A, la sua dissociazione è minore poiché il metallo B è più nobile. Di conseguenza, la densità elettronica dell'elettrodo B è minore di quella dell'elettrodo A e dunque, collegando i due elettrodi, inizia il flusso di elettroni da A verso B: questa fase è detta fase di scarica. L'elettrodo costituito dal metallo A è chiamato anodo, cioè l'elettrodo negativo, l'elettrodo costituito dal metallo B è chiamato catodo, cioè l'elettrodo positivo. La reazione che avviene nell'elettrodo negativo è la seguente:



Nell'anodo gli ioni positivi passano dall'elettrodo alla soluzione elettrolitica, composta da ioni B^+ e altri ioni negativi, provocando una diminuzione nelle dimensioni dello stesso. La reazione che avviene nell'elettrodo positivo è la seguente:



Nel catodo gli elettroni che arrivano dal conduttore esterno tendono a caricare negativamente l'elettrodo. In queste condizioni l'elettrodo dovrebbe abbandonare l'elettrodo che si è caricato positivamente (anodo), per andare verso quello che si è caricato negativamente (catodo), il quale lo respingerebbe. Pertanto, il passaggio della corrente elettrica si esaurirebbe in brevissimo tempo se non fosse presente il separatore. Quest'ultimo serve a garantire il mantenimento dell'elettro-neutralità, poiché permette lo scambio di ioni tra gli elettrodi. Il catodo, quindi, può richiamare ioni positivi dalla soluzione elettrolitica, annullando la sua carica negativa e aumentando le sue dimensioni [39]. In questo modo, il tempo di scarica si prolunga notevolmente e il flusso di elettroni si interrompe solo nel momento in cui il metallo A è

completamente disciolto, oppure quando tutti gli ioni B sono precipitati. Il procedimento di carica funziona in maniera uguale e opposta a quello di scarica.

Le celle elementari che costituiscono le batterie possono essere cilindriche, prismatiche e “pouch”, a seconda della forma. Le celle cilindriche hanno un alto grado di standardizzazione, una maggiore efficienza e un minor costo di produzione; inoltre, presentano delle buone proprietà meccaniche e una maggior resistenza a flessione rispetto agli altri due tipi, ma hanno una struttura molto complessa (Figura 19) [40]. Le celle prismatiche hanno una densità energetica più elevata di quelle cilindriche e una struttura molto più semplice; tuttavia, sono meno prestanti rispetto alle precedenti. Le “pouch”, infine, sono sottili e presentano una elevata densità energetica, non hanno un contenitore di acciaio o alluminio esterno, quindi possono gonfiarsi nel tempo e dare luogo a molti problemi tecnici. Collegando le singole celle insieme, in parallelo e in serie, si ottiene la batteria.

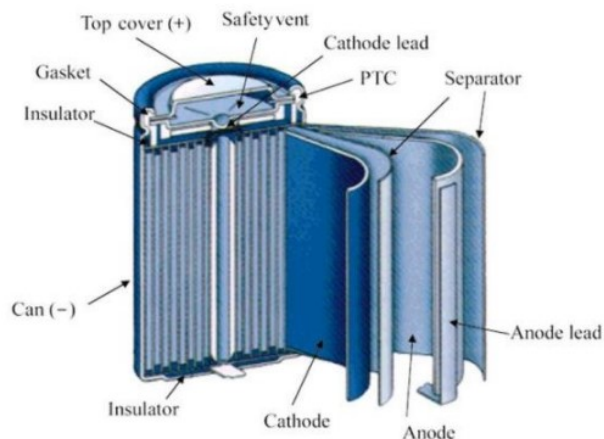


Figura 19 – Struttura di una cella cilindrica [40]

La carica della batteria avviene generalmente attraverso un processo denominato “Constant Current Constant Voltage” (CCCV). Questo processo si suddivide in due fasi: fase a corrente costante e fase a voltaggio costante. Nella prima fase di carica, la corrente è mantenuta costante per un certo intervallo di tempo, provocando un aumento della capacità e del voltaggio (Figura 20). La prima fase si interrompe quando il voltaggio, aumentando, raggiunge una soglia di fine alimentazione caratteristica del tipo di batteria. A questo punto inizia la seconda fase: il voltaggio è mantenuto costante e la capacità continua ad aumentare fino al raggiungimento della capacità massima. In questa fase la corrente diminuisce e, quando arriva al valore di “cut-off”, l'alimentazione è interrotta e la cella è completamente carica.

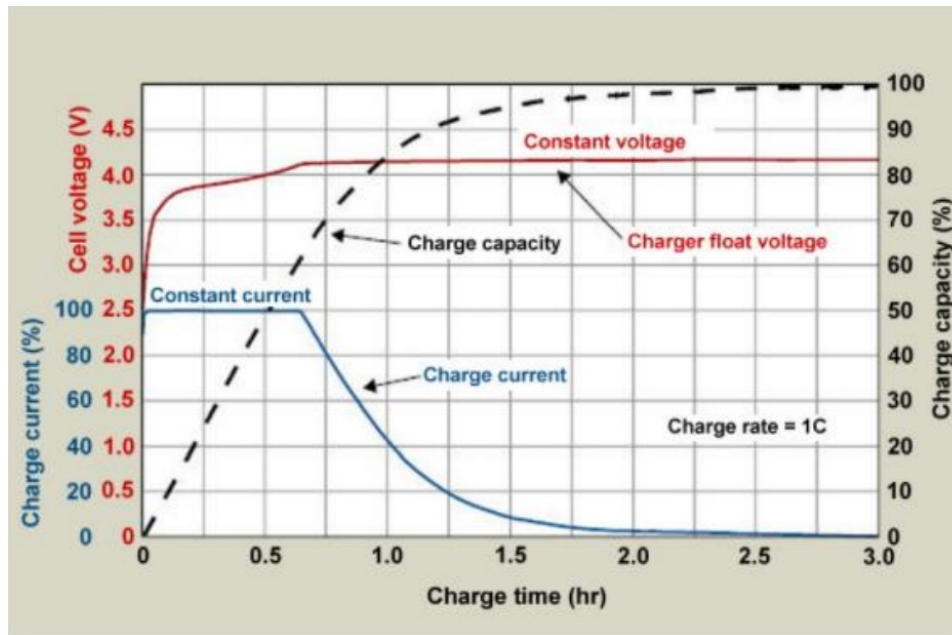


Figura 20 – Andamento della capacità, del voltaggio e della corrente nel processo CCCV [41]

1.5.2 Tipologie di batterie

Come già detto, la batteria è costituita da un insieme di celle elementari, che sono collegate tra di loro in serie o parallelo. Spesso si indica con il termine “modulo” una certa quantità di celle, tipicamente 12, che sono collegate in serie con lo scopo di aumentare il voltaggio. I moduli sono poi collegati in serie o parallelo tra di loro, per aumentare ulteriormente il voltaggio e la capacità.

Le batterie solitamente sono classificate in base alla loro composizione chimica. Alcune tra le principali tipologie, che saranno analizzate singolarmente nel seguito, sono:

- Batterie al piombo acido;
- Batterie nickel-cadmio;
- Batterie nickel-metal idrato;
- Batterie a ioni litio;
- Batterie metallo aria;
- Batterie di flusso;
- Batterie litio-zolfo;
- Batterie a ioni sodio;
- Batterie al sodio-cloruro di nickel;
- Batterie sodio-zolfo.

La batteria al piombo acido è il primo tipo di batteria ricaricabile che è entrata in commercio e ha avuto la sua fortuna nel settore automotive. L'anodo è costituito da piombo, mentre il catodo è costituito da diossido di piombo, entrambi immersi nella soluzione elettrolitica costituita da acido solforico. Le batterie al piombo acido possono essere utilizzate in sistemi "stand-alone" con impianti fotovoltaici e gruppi di potenza d'emergenza. Sono molto utilizzate anche nei veicoli e in altre applicazioni, in cui è necessario fornire elevati valori di corrente di carico. Le batterie al piombo acido sono poco costose, hanno una elevata maturità tecnologica, un basso costo specifico per capacità, un'alta potenza specifica e alte correnti di scarico. Inoltre, esse mantengono buone proprietà alle alte e basse temperature, hanno un basso tasso di aut scarica (5% solitamente al mese) e non necessitano di un "Battery Management System" (BMS) [42]. Le batterie al piombo hanno, però, anche molti svantaggi come una bassa energia specifica, un tempo di carica molto elevato (per caricare completamente la batteria si possono impiegare da 14 a 16 ore), un numero limitato di cicli vita (nell'ordine di poche centinaia); in aggiunta, sono soggette a delle restrizioni sul trasporto, per motivi di infiammabilità, e hanno un elevato impatto ambientale. Infine, la batteria non deve eseguire scariche profonde ripetute, poiché queste ultime ne accorciano notevolmente la vita, e non deve essere conservata completamente scarica per lunghi periodi di tempo, per evitare il problema della solfatazione. La solfatazione è un fenomeno chimico che si verifica quando la batteria è lasciata inattiva per diverso tempo o quando non lavora correttamente, e provoca la formazione di cristalli di solfato di piombo. I cristalli sono così duri che la normale ricarica non riesce più a decomporli, impedendo alla batteria di caricarsi totalmente [43]. Nelle applicazioni di accumulo energetico, la batteria al piombo acido può raggiungere potenze di qualche MW, energie fino a 10 MWh, efficienze di 75-85% e può durare dai 5 ai 15 anni.

La batteria nickel-cadmio opera su una scala simile a quella al piombo acido, ma ne è stato proibito l'utilizzo da quando si è scoperto che il cadmio è un materiale tossico. Questo tipo di batteria presenta un anodo, costituito da cadmio metallico, e un catodo, costituito da idrossido di nickel. La soluzione elettrolitica, invece, è composta da idrossido di potassio acquoso e non subisce significative modifiche durante il funzionamento. La batteria nickel-cadmio è molto robusta e può raggiungere un elevato numero di cicli (da 1000 a 5000 cicli) con adeguata manutenzione, presenta buone performance anche a basse temperature, ha basso costo e la ricarica avviene in breve tempo e con poco stress [39]. Inoltre, al contrario della batteria al piombo acido, può essere conservata anche scarica, senza subire grandi danneggiamenti, e non presenta problemi di trasporto. D'altra parte, la batteria al nickel-cadmio presenta una bassa

energia specifica, soffre di effetto memoria, necessita di scariche periodiche complete (ogni tre mesi circa) e ha un tasso di self-discharge di circa 10% in un solo giorno. Infine, la cella nickel-cadmio ha voltaggio nominale di 1,2 V, quindi, molte celle devono essere messe in serie per raggiungere voltaggi medio-alti. Nelle applicazioni di accumulo energetico, la batteria nickel-cadmio può avere potenze da qualche kW a qualche MW e il range di energia può arrivare fino a 10 MWh, con una vita prevista da 10 a 20 anni ed efficienze del 60-70%.

La batteria nickel-metal idrato (NiMH) è nata proprio per sostituire la batteria nickel-cadmio, dopo che il suo utilizzo è stato vietato per via della sua tossicità. Il catodo delle batterie nickel-metal idrato è costituito sempre da idrossido di nickel, mentre l'anodo è costituito da leghe ad assorbimento di idrogeno. Una batteria nickel-metal idrato presenta una capacità maggiore rispetto a una batteria nickel-cadmio di pari dimensioni e soffre meno di effetto memoria. Inoltre, può lavorare senza problemi in un ampio range di temperatura e necessita periodicamente di scariche complete ma meno spesso delle nickel-cadmio (ogni sei mesi invece che ogni tre mesi). La vita utile di queste batterie, però, è molto ridotta, specialmente se vengono ripetuti cicli intensi ad alta profondità di scarica [39]. Il voltaggio nominale è basso, sempre di 1,2 V, e hanno un alto tasso di self-discharge, come nel caso delle batterie precedenti. Infine, le NiMH necessitano di un algoritmo di gestione della carica più complesso rispetto alle altre tipologie, e sono caratterizzate da una limitata corrente di scarica. Nelle applicazioni di accumulo energetico hanno le stesse caratteristiche delle batterie nickel-cadmio, ma con una aspettativa di vita molto inferiore.

La batteria a ioni litio è la tipologia di batteria più utilizzata nel settore dell'accumulo energetico e in moltissimi altri. Le batterie al litio hanno una alta energia specifica, grazie all'utilizzo di materiali elettrodici che sono caratterizzati da: alta capacità teorica, alto potenziale standard e un potenziale di ossidazione elevato. L'elettrodo positivo è costituito da ossido di metallo contenente litio, quello negativo è costituito da materiale carbonioso e l'elettrolita è formato da sali di litio, disciolti in liquidi organici [39]. Quando la batteria è in fase di carica, gli atomi di litio diventano ioni e si muovono verso l'anodo attraverso l'elettrolita. Arrivati nell'anodo, gli ioni di litio si combinano con gli elettroni e si depositano tra gli atomi di carbonio come atomi di litio. Il processo è invertito durante la fase di scarica.

Le batterie al litio presentano un'alta energia specifica, una elevata vita utile (anche superiore ai venti anni), poiché alcune tipologie possono fare da duemila fino a diecimila cicli, una elevata capacità e una bassa resistenza interna. Inoltre, non necessitano di scariche complete dopo un

certo periodo di tempo e hanno un basso tasso di self-discharge (5%). D'altra parte, in alcune tipologie di batterie al litio, possono verificarsi importanti fenomeni di riscaldamento in condizioni di carica e scarica profonda, dunque esse necessitano di un circuito di protezione per prevenire il "thermal runaway" [44]. Inoltre, le loro prestazioni degradano rapidamente alle alte e basse temperature. Nelle applicazioni di accumulo energetico, la potenza di un sistema, composto da batterie a ioni litio, può variare da qualche kW a decine di MW e l'energia può arrivare a qualche decina di MWh. L'efficienza solitamente assume valori intorno al 90%, con densità energetiche medie di 120-180 Wh/kg.

In base alla composizione chimica del catodo, le proprietà della batteria sono molto differenti tra di loro. Le batterie a ioni litio possono essere di diverse tipologie:

- LCO (Litio-Cobalto-Ossido). Le batterie al litio con chimica LCO sono le meno recenti e vengono impiegate soprattutto per dispositivi elettronici e mobili, come cellulari e computer. Sono formate da un catodo in ossido di cobalto e da un anodo in carbonio di grafite; hanno un'alta energia specifica e riescono a raggiungere prestazioni elevate per applicazioni medio-piccole. Non si usano solitamente in applicazioni più grandi, perché sopraggiungono problemi di sicurezza e per la loro bassa corrente di scarica, che in caso di carico elevato può portare ad un surriscaldamento eccessivo [42]. Inoltre, si sta cercando di sostituire le LCO con altre tipologie di batterie, a causa dell'alto costo e della difficoltà dovuta a problemi di estrazione del cobalto;
- LMO (Litio-Manganese-Ossido). Le batterie con chimica LMO trovano largo impiego negli elettrodomestici, poiché esse possono fornire molta energia in breve tempo. Sono formate da un catodo in ossido di manganese e da un anodo in grafite; sono caratterizzate da una stabilità termica superiore alle LCO, ma trovano il loro limite nella capacità, che è inferiore alle batterie a base di cobalto. Spesso sono utilizzate per bici elettriche, in utensili elettrici, come trapani e avvitatori, e nel mondo del gardening;
- LFP (Litio-Ferro-Fosfato). Le batterie LFP sono molto applicate nel mondo industriale dove deve essere garantita una elevata sicurezza, lunghi cicli vita e non sono richieste energie specifiche eccessive. Queste batterie, infatti, sono le più sicure e stabili tra le batterie al litio e possono essere acquistate in formati di grande capacità. I cicli vita possono superare i 4000 e nel futuro ci si aspetta di arrivare sopra i 6000 [45]. Oltre questo numero di cicli vita, la batteria raggiunge una capacità dell'80% e deve essere sostituita. La batteria esausta non verrà gettata, ma potrà essere riutilizzata in altre applicazioni come lo stoccaggio di energia ("second-life batteries"). Le batterie LFP trovano vasto impiego nei settori della robotica, della logistica, dell'agricoltura, della costruzione e molti altri;

- NMC (Nickel-Manganese-Cobalto). Le batterie con chimica NMC (anche chiamate Li-NMC, cioè, ossido di litio nickel manganese cobalto) sono molto utilizzate nel settore automotive, grazie alla loro elevata energia specifica che può arrivare a 220-240 Wh/kg. Questo consente all'automobile di immagazzinare più energia con peso e volume contenuti. L'anodo è formato sempre da grafite, mentre il catodo è costituito da ossido di litio, nickel, manganese e cobalto in diverse percentuali: questo dà luogo ai diversi tipi di chimica esistenti, che sono NMC 111, NMC 622 e NMC 811 [45,46]. I numeri che seguono la sigla indicano la percentuale di nickel, manganese e cobalto. Le NMC 111 sono costituite da nickel, manganese e cobalto, tutti nella stessa percentuale (33%) e le NMC 622 sono costituite da nickel, manganese e cobalto con percentuali rispettivamente del 60%, 20% e 20%. Le NMC 111 sono le più anziane e ormai sono poco utilizzate, mentre le NMC 811 (80% nickel, 10% manganese, 10% cobalto) sono le più recenti: tutto questo mira ad abbassare la percentuale del cobalto presente, per via della sua difficile reperibilità e dei problemi legati alla sua estrazione. La tendenza, dunque, è quella di eliminare sempre di più il cobalto; tuttavia, il cobalto riesce a dare stabilità al sistema e aumenta il numero di cicli vita, quindi è molto difficile arrivare alla sua completa eliminazione. Attualmente si stanno studiando celle con chimica NMX, prive di cobalto, e alcune aziende le hanno già sperimentate [47];
- NCA (Nickel-Cobalto-Alluminio). Le batterie con chimica NCA sono utilizzate in ambito automotive insieme alle NMC. Queste batterie hanno un grado di sicurezza leggermente inferiore alle NMC, ma hanno una densità energetica altissima, che può raggiungere i valori di 250-300 Wh/kg. La struttura della batteria assomiglia molto a quella delle NMC 811; le NCA sono costituite da un catodo con un'elevata percentuale di nickel e basse percentuali di alluminio e cobalto, e un anodo in grafite. Per la loro grande capacità di immagazzinare energia in poco spazio, le batterie al litio NCA sono spesso abbinate alle NMC, per avere un buon compromesso tra stabilità, sicurezza e densità energetica [46];
- LTO (Litio Titanato). La batteria con chimica LTO non è ancora molto conosciuta e diffusa, ma è molto promettente per via dei suoi cicli vita. Infatti, la batteria LTO può raggiungere anche i ventimila cicli completi, per via delle sue bassissime tensioni interne e dell'assenza di stress meccanico, che comportano una bassissima degradazione. Attualmente, però, ha tre problemi: bassa tensione nominale (2,4 V), bassa densità energetica (70 Wh/kg) e costo elevato, a causa del suo basso volume di mercato e dei pochi produttori esistenti al mondo [45,46]. La batteria LTO può lavorare in un ampio range di temperatura senza problemi e ha un'ottima predisposizione a cariche e scariche profonde di potenza, ovvero può arrivare

ad elevati valori di “C-rate”. Grazie alle sue prestazioni, si pensa che queste batterie potranno essere utilizzate in tutte le applicazioni ad uso intensivo, come, ad esempio, le macchine AGV (“Automated Guided Vehicles”).

Il seguente diagramma (Figura 21) permette di confrontare le diverse tipologie di batterie a ioni litio in termini di sicurezza, durata della vita utile, costo, energia specifica e “C-rate”.

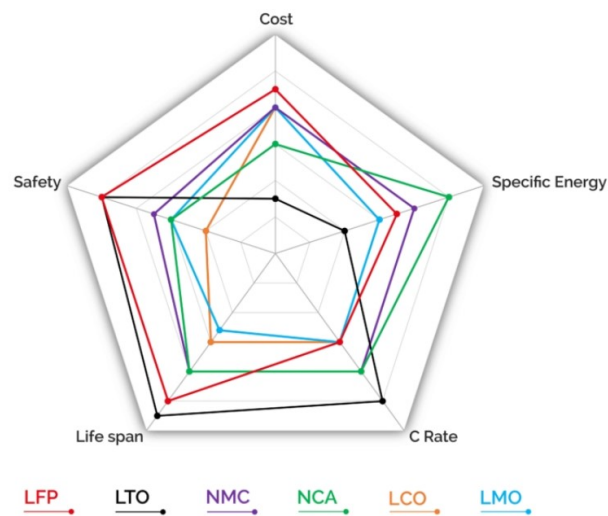


Figura 21 – Diagramma delle principali caratteristiche delle batterie a ioni litio [48]

Le batterie metallo aria sono un'altra tipologia di batterie, costituite da un elettrodo negativo metallico e un elettrodo positivo di aria. Il materiale attivo al catodo è l'ossigeno e, dato che quest'ultimo è disponibile ovunque, la maggior parte dell'involucro della batteria è destinata all'alloggiamento dell'elettrodo negativo. Questa caratteristica fa sì che le batterie metallo aria abbiano grandi capacità specifiche (l'energia specifica può superare i 500 Wh/kg). Per questo motivo al giorno d'oggi hanno assunto una grande importanza, e si pensa che potranno essere applicate in tutti i settori in cui è richiesta un'alta densità energetica [39]. I metalli che hanno le caratteristiche più promettenti per la costruzione dell'anodo sono: il litio, l'alluminio, il ferro, il magnesio e lo zinco. Principalmente si distinguono due categorie in base all'elettrolita: quelle con elettrolita acquoso, non sensibili all'umidità, e quelle con elettroliti a base di solventi aprotici, che si degradano con l'umidità. Tra i metalli elencati sopra, quello che oggi riveste il ruolo più importante è lo zinco, seguito dall'alluminio. Le batterie metallo aria costituite da alluminio, infatti, si corrodono più facilmente dello zinco, pur avendo una densità di carica

maggiore. Le batterie allo zinco invece hanno un basso impatto ambientale, un basso costo, una elevata disponibilità e un profilo piatto di tensione durante la scarica. Il vantaggio maggiore, però, è dato dal fatto che è possibile utilizzare catalizzatori a base di metalli non nobili per la reazione di riduzione dell'ossigeno. Inoltre, le batterie zinco-aria sono acquose e non pericolose (questa caratteristica è molto richiesta in numerose applicazioni), e la densità teorica a cui possono arrivare è di circa 1084 Wh/kg [49]. L'efficienza energetica e la ciclabilità di queste batterie ad alta potenza deve essere ancora migliorata, mentre a bassa potenza hanno dimostrato una grande stabilità, anche su centinaia di cicli con valori di efficienza energetica del 60 %.

La batteria di flusso è una tipologia di batteria ricaricabile che utilizza due elettroliti liquidi come vettori di energia. I due elettroliti, uno con carica positiva e l'altro con carica negativa, sono separati da una membrana ione-selettiva, che permette il passaggio di diversi ioni in fase di carica e scarica. I due elettroliti sono immagazzinati nei due contenitori e circolano verso la membrana grazie a due pompe [39]. Esistono due tipi principali di batterie di flusso: le redox (ossidoriduzione), in cui tutti i componenti elettroattivi sono disciolti nell'elettrolita, e le batterie di flusso ibride, in cui uno o più componenti elettroattivi è depositato in uno strato solido. Le batterie di flusso ibride sono meno conosciute e meno sviluppate rispetto alle redox, sono caratterizzate da tempi di scarica che variano da pochi minuti a poche ore e l'energia è correlata con la potenza. Al contrario, le batterie redox hanno la caratteristica di avere l'energia disaccoppiata dalla potenza: l'energia è determinata dalla capacità dei serbatoi e dalla quantità di elettroliti utilizzati; la potenza è determinata dalla superficie attiva della membrana e dalla gestione delle pompe [50,51]. Inoltre, la scarica di una batteria redox dipende dal tipo di elettroliti, con cui quest'ultima è costituita, e può essere gestita per durare da alcuni minuti a diversi giorni. Le batterie redox più utilizzate oggi sono: ferro-titanio, ferro-cromo, "all vanadium" e polisolfuro-bromo. In particolare, la batteria con solo vanadio ha assunto una grande importanza per le sue caratteristiche, ed è la più utilizzata; il suo problema, però, è la tossicità del vanadio. Le batterie di flusso hanno diversi vantaggi: lunga vita di servizio, poiché possono durare 20 anni o più con un numero illimitato di cicli di carica e scarica (dato che non subiscono degradazione), versatilità e alta sicurezza, poiché anche in caso di incendio sono composte da materiali non infiammabili, dunque, la possibilità che prendano fuoco è estremamente bassa. Inoltre, si possono lasciare completamente scariche per lunghi periodi di tempo, non sono soggette ad autoscarica, la fase di scarica può durare molte ore (il che le rende ottimi sistemi LDES), e possono raggiungere energia e potenza anche molto elevate (grazie al disaccoppiamento tra queste due grandezze). I due grandi svantaggi sono la complessità con

cui sono realizzate, poiché richiedono pompe, sensori e molti altri sistemi non presenti nelle altre tipologie di batterie, e la loro bassa densità energetica.

Le batterie litio-zolfo sono costituite da un anodo a dominanza di litio, e da un catodo a dominanza di zolfo, separati da uno strato di materiale inerte e immersi in un elettrolita liquido organico. Il punto di forza di queste batterie è la loro elevatissima densità energetica: attualmente sono state prodotte batterie con densità di 550-600 Wh/kg, più che doppia rispetto a quelle a ioni litio, e teoricamente possono raggiungere valori sopra 1000 Wh/kg [52]. Questa caratteristica fa sì che la fase di scarica sia molto più lunga rispetto alle batterie a ioni litio. Un ulteriore punto di forza è la leggerezza; infatti, a parità di dimensioni, la batteria litio-zolfo è più leggera e piccola di quella a ioni litio. La leggerezza e l'alta densità energetica sono vantaggi importantissimi in alcune applicazioni: un'auto elettrica equipaggiata con batterie litio-zolfo, ad esempio, può percorrere più del doppio della distanza di un'auto con batterie a ioni litio, senza necessitare di alcuna ricarica. Inoltre, le batterie litio-zolfo sono affidabili, richiedono poca manutenzione, incorrono meno frequentemente in malfunzionamenti e possono lavorare su range di temperatura più ampi [39]. Il problema di queste batterie è il loro limitato numero di cicli: infatti, dopo un centinaio di cicli, le loro prestazioni già risultano molto ridotte; per questo motivo non sono state utilizzate in veicoli elettrici o in altre applicazioni elettroniche come smartphone e laptop. La ridotta durata della batteria è causata dal cosiddetto "effetto shuttle": durante la fase di scarica, lo zolfo al catodo si riduce, formando polisolfuri di litio, molto solubili nell'elettrolita organico. I polisolfuri di litio, dunque, migrano verso l'anodo, dove sono ulteriormente ridotti, consumando litio e causando una continua perdita di materiale attivo [53]. Un altro svantaggio è il fenomeno dell'autoscarica, che comporta una grande perdita di energia, anche quando le batterie non sono utilizzate. Tuttavia, molte aziende importanti stanno investendo grandi quantità sulla ricerca, e ciò ha già portato un miglioramento significativo delle loro prestazioni.

Le batterie a ioni sodio sono praticamente identiche per struttura a quelle a ioni litio: sono costituite, infatti, da un elettrodo positivo contenente sodio, immagazzinato in un altro materiale, e da un elettrodo negativo in materiale carbonioso [39,54]. L'elettrolita è composto da atomi di sodio in forma ionica, disciolti in liquido organico. La batteria a ioni sodio è nata, come molte altre, per essere una alternativa alla batteria a ioni litio che è costosa ed è realizzata con materiale più difficilmente reperibile (di dominio quasi esclusivamente cinese). Il sodio è caratterizzato da una facile reperibilità, costo contenuto, elevata sicurezza (non infiammabile)

e basso impatto ambientale. Le batterie a ioni sodio, inoltre, mantengono le loro prestazioni anche per temperature più basse rispetto a quelle a ioni litio, operando senza difficoltà in un range di temperatura che va da -40 a 60 °C. Il problema di queste batterie, che finora ne ha impedito una vasta diffusione, è la bassa densità energetica (tra i 140 e i 160 Wh/kg). In aggiunta, il sodio ha una massa atomica circa tre volte superiore rispetto a quella del litio, il che comporta uno stress meccanico maggiore, che si traduce in una vita più breve della batteria. La grafite, inoltre, reagendo con gli ioni sodio, subisce reazioni di esfoliazione, degradandosi in materia irreversibile e contribuendo a ridurre ulteriormente la breve durata della cella. Infine, il sodio ha un potenziale standard di riduzione più basso di quello del litio (tendenza minore ad acquisire elettroni), che fa sì che il voltaggio della cella sia di 2,3-2,5 V contro i 3,2-3,7 V (mediamente) del litio. Attualmente i ricercatori stanno sperimentando nuove soluzioni per riuscire ad aumentare la vita utile di queste batterie.

Le batterie al sodio-cloruro di nickel, conosciute anche come “batterie al sale” o come batterie ZEBRA (“Zero Emission Battery Research Activities”), sono costituite da un catodo a base di nickel o nickel cloridrico e da un anodo a base di sodio fuso [42]. Durante la fase di scarica, i materiali attivi sono cloruro di sodio e polveri metalliche (principalmente nickel), mentre durante lo stato di carica sono sodio e nickel cloridrico. I due elettrodi sono separati da un tubo ceramico, chiamato elettrolita ceramico beta-alluminato, che agisce come un elettrolita ed è conduttivo per gli ioni sodio. Le batterie ai sali fusi, come le batterie sodio-cloruro di nickel, lavorano ad alte temperature perché devono fondere il materiale con cui è costituito l'elettrodo. Le batterie sodio-cloruro di nickel lavorano a temperature di 270-350 °C per mantenere gli elettrodi in uno stato fuso e per permettere il passaggio di ioni sodio. Le batterie sodio-cloruro di nickel hanno molti vantaggi: non sono tossiche, sono riciclabili, non sono costituite da materiali infiammabili, hanno una lunga durata senza necessità di manutenzione e non soffrono di effetto memoria [39]. L'efficienza non varia e rimane su valori di 80-95%, indipendentemente dalla temperatura esterna, poiché queste batterie operano a temperatura costante, utilizzando parte dell'energia per riscaldarsi. Inoltre, non soffrono di autoscarica grazie all'elettrolita ceramico e le taglie delle singole batterie sono comprese tra 4 e 25 kWh, dunque adatte a innumerevoli applicazioni di stoccaggio energetico, in cui le energie complessive possono arrivare fino a diversi MWh. D'altra parte, ci sono alcune limitazioni importanti che finora ne hanno impedito lo sviluppo in modo significativo: il costo, che è maggiore delle batterie a ioni litio, e il fatto che esse lavorino ad alta temperatura. Infatti, una volta che la batteria è stata completamente scaricata, questa necessita di oltre 200 ore per raffreddarsi dalla temperatura

operativa di 300 °C a quella ambiente, a causa dell'elevato isolamento del suo contenitore. Una volta raffreddata, la batteria necessita di 10-12 ore per tornare alla temperatura operativa, prima di iniziare il processo di ricarica, che dura altrettante ore. Si deduce, quindi, che queste batterie non possono essere utilizzate in applicazioni dove la batteria funziona in modo intermittente o variabile, ma solo in quelle regolari, con brevi interruzioni.

Le batterie sodio-zolfo sono costituite da un catodo di zolfo fuso e da un anodo di sodio fuso, separati da un elettrolita, detto elettrolita ceramico beta-alluminato solido. Sono molto simili alle batterie sodio-cloruro di nickel, e operano su un range di temperatura compreso tra 300 °C e 350 °C, in modo da mantenere gli elettrodi allo stato liquido e consentire alla membrana il passaggio di ioni sodio [42]. Le batterie sodio-zolfo sono caratterizzate da una alta densità energetica, alta efficienza di carica e scarica (90% circa), lunghi cicli di vita (oltre 4000) e possono essere fabbricate da materiali a basso costo [39]. Inoltre, non sono sensibili alle temperature esterne, per via del loro isolamento e per il fatto che la loro temperatura operativa è costante, non soffrono l'effetto memoria e nemmeno fenomeni di autoscarica. Non hanno avuto larga diffusione, a differenza delle batterie a ioni litio, per via della loro temperatura operativa molto alta e della natura altamente reattiva del sodio metallico. Inoltre, pur essendo costituite da materiali poco pregiati, i costi non sono bassi poiché la fabbricazione del contenitore esterno, essenziale per prevenire perdite, è molto complicata. Tuttavia, un gruppo di ricercatori cinesi e australiani ha dimostrato di recente che queste batterie potrebbero essere utilizzate anche a temperatura ambiente, attraverso l'utilizzo di elettrodi di carbonio e processi semplici di pirolisi.

1.5.3 Parametri per la valutazione delle prestazioni di una batteria

I parametri che devono essere valutati per misurare le prestazioni di una batteria sono molteplici:

- La capacità indica la quantità di carica che la batteria è in grado di far circolare sul carico. Si misura in Ampere-ora (Ah) e si calcola con l'Equazione (1.7).

$$C = \int_0^{\Delta t} i(t) dt \quad (1.7)$$

dove: Δt è l'intervallo di tempo in cui si misura la capacità [h] e $i(t)$ è la corrente, variabile nel tempo [A].

La capacità di una batteria dipende dal carico con cui è collegata; quando viene collegata ad una resistenza, infatti, la corrente ha un andamento variabile nel tempo. Le batterie vengono analizzate solitamente collegandole al carico mediante un convertitore, che fa avvenire la scarica a corrente costante per un certo tempo Δt [39]. Durante questa fase, la tensione non deve scendere al di sotto del suo valore minimo ammissibile V_{min} . Si definisce "capacità nominale" di una batteria, la carica erogata da una batteria nella fase di scarica a corrente costante, per un certo tempo t_n (solitamente di 10 ore) e ad una temperatura di riferimento di 25 °C. L'energia erogata dalla batteria in questa fase è definita "energia nominale" (E_n);

- L'energia che una batteria è in grado di fornire si misura in Wh e si può calcolare con l'Equazione (1.8).

$$E = \int_0^{\Delta t} v(t)i(t)dt \tag{1.8}$$

dove: Δt è l'intervallo di tempo in cui si misura l'energia [h], $i(t)$ è la corrente che può variare nel tempo [A] e $v(t)$ è la tensione [V], anch'essa variabile nel tempo.

Si può notare che, moltiplicando la tensione per la corrente all'interno dell'integrale, si ottiene una potenza, variabile anch'essa nel tempo. In un sistema di accumulo dell'energia, l'energia totale immagazzinata nel sistema quando esso è completamente carico, spesso è definita come capacità di stoccaggio dell'energia. La tensione e la corrente dipendono principalmente dal tipo di batteria: è uso comune caratterizzare l'energia nominale nello stesso modo in cui è stata definita la capacità nominale. In questo caso la corrente è costante e l'andamento della tensione può essere determinato dal circuito equivalente in Figura 22.

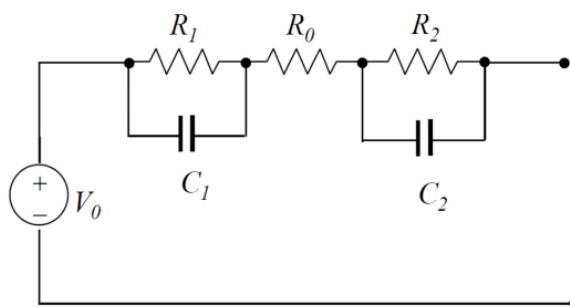


Figura 22 – Circuito equivalente di una batteria [39]

Il termine V_0 si riferisce alla tensione a vuoto che si calcola in assenza di corrente; R_0 è la resistenza che descrive il passaggio di corrente nell'elettrolita; R_1 , R_2 , C_1 e C_2 descrivono i fenomeni che avvengono agli elettrodi al passaggio di corrente. La tensione si calcola tra le due estremità del circuito;

- La tensione nominale è la tensione tra i due poli della cella e dipende dalla composizione chimica; di solito assume valori di circa 3,6/4,2 V;
- La scarica massima è la corrente massima erogabile per pochi secondi e si misura in Ampere;
- La potenza è un parametro spesso utilizzato nei sistemi d'accumulo e indica la massima potenza alla quale può avvenire la fase di carica e scarica;
- Il periodo di carica è il periodo durante il quale si verifica il processo di carica;
- Il periodo di scarica è il periodo durante il quale si verifica il processo di scarica;
- La densità energetica è la quantità di energia che può essere immagazzinata per unità di massa o volume, e si misura in Wh/kg oppure Wh/L. Una batteria con densità energetica elevata può fornire una maggiore quantità di energia rispetto ad un'altra con densità energetica inferiore, utilizzando lo stesso spazio [42];
- Il C-rate è il rapporto con il quale la cella o la batteria può essere scaricata rispetto alla sua capacità massima. Ad esempio, una batteria con capacità di 15 Ah e un C-rate di 5, ammetterà una corrente di scarica di 75 A per 12 minuti;
- Il parametro “S number” indica il numero di celle che vengono collegate in serie. Moltiplicando il numero di celle in serie per il voltaggio nominale della singola cella, si ottiene il voltaggio della batteria;
- Lo “State of Charge” (SoC) indica lo stato di carica della batteria, cioè quantifica la capacità residua disponibile in una batteria in un dato momento, rispetto alla capacità massima immagazzinabile dalla batteria in quello stesso momento [55].

Solitamente è espresso da una percentuale e si calcola con l'Equazione (1.9).

$$SoC\% = 100 \frac{Q_0 + Q}{Q_{max}} \quad (1.9)$$

dove: Q_0 è la capacità iniziale della batteria [Ah], Q è la quantità di elettricità fornita alla batteria o dalla batteria [Ah], Q_{max} è la capacità massima immagazzinabile nella batteria quando essa è completamente carica [Ah];

- I cicli di vita sono il numero di cicli di carica/scarica completi che mantengono inalterate o ottime le prestazioni della batteria. Il numero di cicli vita, dunque, non è la quantità di volte in cui la batteria viene scaricata o ricaricata, ma è il numero di volte in cui la batteria è scaricata fino ad una certa capacità. Ad esempio, se una batteria è scaricata del 25% e poi ricaricata, essa non avrà compiuto un ciclo. Il ciclo completo sarà compiuto solo nel momento in cui la batteria avrà scaricato l'ulteriore 75% (considerando in questo caso che la batteria possa essere scaricata completamente);
- Il “self-discharge” è il tasso di autoscarica della batteria a riposo, e quantifica l'influenza di tutti quei processi chimici che fanno sì che la batteria si scarichi più o meno velocemente, nonostante non sia connesso nessun utilizzatore. È un fenomeno che avviene in ogni batteria in maniera più o meno intensa e dipende dal tipo di chimica, dalla temperatura, dallo stato di carica e da ulteriori parametri;
- Lo “State of Health” (SoH) misura la degradazione di prestazione di una batteria, tenendo conto quindi dell'invecchiamento [56]. Se con Q_{max} indichiamo la capacità massima di una batteria in un certo momento [Ah] e con C_r indichiamo la capacità nominale [Ah], lo SoH si può calcolare con l'Equazione seguente:

$$SoH\% = 100 \frac{Q_{max}}{C_r} \tag{1.10}$$

Le prestazioni di una batteria, infatti, all'aumentare del numero di cicli eseguiti, peggiorano e la capacità massima si abbassa (Figura 23). Ciò significa che, pur segnando uno SoC del 100%, in realtà la batteria sarà carica solo parzialmente, se confrontata con la capacità nominale iniziale.

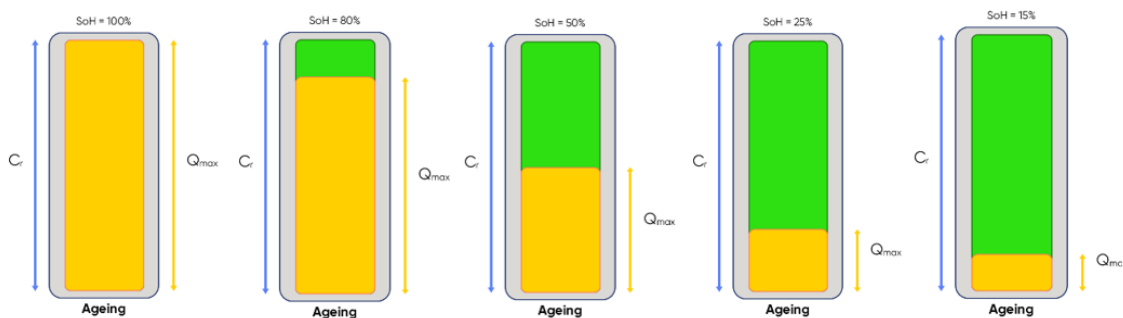


Figura 23 – Raffigurazione dello “State of Health” in diverse condizioni di invecchiamento [57]

- La “Depth of Discharge” (DoD) è correlata allo “State of Charge” attraverso la seguente semplice equazione:

$$DoD\% = 100 - SoC\% \quad (1.11)$$

dove: $SoC\%$ rappresenta lo stato di carica percentuale [%]. La DoD misura la capacità che è stata scaricata da una batteria, rispetto alla capacità totale della batteria completamente carica. La DoD influisce sulla vita di una batteria: più la scarica è profonda, più la vita di una batteria diminuisce. È bene dunque evitare scariche profonde ripetute, che possono accorciare notevolmente la durata della batteria. Il grafico seguente rappresenta l'andamento del numero di cicli e della capacità di una batteria in funzione della DoD: da notare che la capacità a fine vita arriva all'80% della capacità nominale, poiché questo è il limite convenzionale per cui la batteria deve essere sostituita (Figura 24).

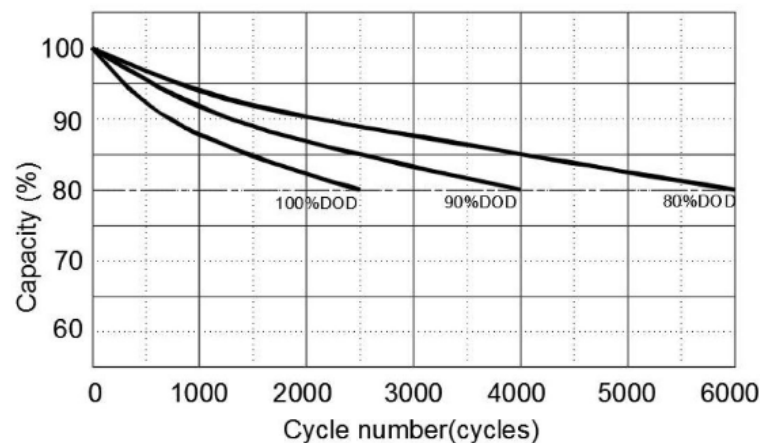


Figura 24 – Rappresentazione della capacità e del numero di cicli in relazione alla DoD [58]

- L'efficienza, anche detta rendimento, misura quanto è prestante la batteria, in termini di carica, stoccaggio e scarica, e si misura con l'Equazione seguente:

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (1.12)$$

dove: E_{out} è l'energia rilasciata dalla batteria in fase di scarica [Wh] e E_{in} è l'energia accumulata dalla batteria in fase di carica [Wh].

Più il rendimento è alto, più la batteria è in grado di accumulare senza perdite l'energia e rilasciarla al momento opportuno. Nei sistemi di accumulo dell'energia, spesso il rendimento è chiamato "round-trip efficiency" ed esso quantifica l'efficienza complessiva del sistema [39];

- Il tempo di reazione è definito come il tempo che intercorre tra la richiesta di un servizio e la fornitura dello stesso. Il tempo di reazione è, dunque, l'intervallo di tempo in cui un sistema di accumulo diventa pienamente operativo: più è basso, prima il sistema interviene.

Esistono anche altri due parametri economici che si utilizzano nei sistemi di accumulo: il "CAPEX-Energy" e il "CAPEX-Power", che esprimono rispettivamente il costo specifico del sistema per unità di energia [€/kWh] e di potenza [€/kW].

Infine, la temperatura è un altro parametro operativo importante perché influenza notevolmente le prestazioni della batteria. Al diminuire della temperatura, le prestazioni della cella, come tensione e capacità, diminuiscono e la resistenza interna aumenta a causa della diminuzione della mobilità ionica. Nel caso di elettroliti acquosi, inoltre, si può verificare il congelamento della soluzione, che impedisce il funzionamento della batteria. All'aumentare della temperatura, invece, diminuisce la vita utile della batteria e aumenta il tasso di autoscarica [39]. Per molte batterie, anche di diversa tipologia, il range di funzionamento ottimale è tra i 15 °C e i 25 °C.

1.5.4 Principali componenti di un BESS

Un BESS (Battery Energy Storage System) è un sistema di accumulo dell'energia basato sulle batterie, ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari per immagazzinare l'energia, convertirla e assicurare un buon funzionamento del sistema complessivo [39].

Innanzitutto, un primo componente fondamentale del BESS è il container. Il container è una struttura metallica autoportante, adatta per installazioni esterne, realizzata con profilati e pannelli coibentati. Il container racchiude al suo interno la maggior parte dei componenti del sistema di accumulo. Questa configurazione rende facile il trasporto del BESS, poiché consente lo spostamento e l'installazione dell'intero sistema, evitando lo smontaggio dei vari componenti.

I restanti componenti del BESS possono essere scomposti, secondo una prima suddivisione, in:

- Componenti del sistema batteria (pacco batteria, “Battery Management System” e il “Battery Thermal Management System”);
- Componenti necessari a garantire il buon funzionamento del sistema complessivo (sistema di controllo e monitoraggio, l’“Energy Management System” ed il sistema di gestione termico);
- Componenti di connessione alla rete.

Il pacco batteria è costituito dall’insieme delle celle, collegate in serie e in parallelo, per raggiungere la capacità e il voltaggio richiesto.

Il “Battery Management System” (BMS) è il sistema di gestione della batteria, che ha il compito di monitorare, proteggere e mantenere la sicurezza e il funzionamento ottimale dei moduli batteria. Generalmente il BMS è strutturato in modo gerarchico, comprendendo un BMS per ogni modulo batteria, un BMS per ogni stringa e un BMS per l’intero sistema. Il BMS protegge le celle dalle operazioni dannose in termini di voltaggio, corrente e temperatura, garantendo l’affidabilità e la sicurezza. Inoltre, bilancia le celle, variando gli stati di carica (SoC) per evitare che qualche cella operi di più rispetto ad altre. In questo modo ogni cella lavora alla stessa maniera e tutte le celle si degradano uniformemente.

Il “Battery Thermal Management System” (B-TMS) è il sistema di gestione della temperatura delle celle elettrochimiche. Il B-TMS è in grado di raffreddare le celle quando la temperatura diventa troppo elevata e riscaldarle quando la temperatura è troppo bassa. Ad esempio, dopo un certo periodo di tempo, sia in fase di carica che di scarica, la batteria si riscalda e la temperatura può uscire dal suo range ottimale. Il B-TMS interviene raffreddando le batterie e riportando la temperatura all’interno del suo range ottimale. Il sistema di raffreddamento è sempre presente nel pacco batteria e può funzionare attraverso un liquido, ad aria o con una combinazione delle precedenti. Il raffreddamento a liquido ha una elevata efficienza, un minor impatto sulle prestazioni della batteria, controlla abbastanza precisamente la temperatura e permette anche il riscaldamento nel caso in cui la batteria sia installata in ambienti freddi. Il raffreddamento a liquido ha, però, costi elevati, richiede un sistema di distribuzione del liquido ed è più incline a subire perdite o guasti. Il sistema di raffreddamento ad aria, invece, ha una implementazione più semplice, non ha sistemi di distribuzione e garantisce una buona dissipazione del calore in condizioni di utilizzo non elevate. Il raffreddamento ad aria, tuttavia, ha minore efficacia

rispetto a quello a liquido; inoltre, le prestazioni delle batterie potrebbero essere limitate in condizioni di elevato carico, poiché l'aria non riesce a raffreddare in modo opportuno il sistema. Il sistema ibrido funziona sia con liquido che con fluido e dà la possibilità di sfruttare entrambi i vantaggi delle due tecnologie, ma ha un costo elevato e un alto livello di complessità. Attualmente si stanno studiando nuovi sistemi di raffreddamento, come “cold plates”, “heat pipes”, PCM, liquidi a contatto diretto con le celle e moduli con integrazione “Pin Fins”.

Il primo componente della seconda categoria (componenti necessari a garantire il buon funzionamento del sistema complessivo) è il sistema di controllo e monitoraggio. Quest'ultimo comprende tutti i sensori che misurano i vari parametri del BESS ed è in parte combinato nel sistema SCADA (“Supervisory Control And Data Acquisition”). Il sistema SCADA opera la supervisione, il controllo e l'acquisizione dati, ed è costituito da uno o più computer interconnessi, una serie di periferiche, come PLC (“Programmable Logic Controllers”), ed una rete di comunicazione, che assicura il corretto scambio di informazioni. In questo modo l'operatore può controllare lo stato della batteria in qualsiasi momento e i dati rimangono memorizzati in un database. Il sistema di controllo e monitoraggio può includere anche allarmi di unità, che segnalano possibili malfunzionamenti di qualche unità, e l'allarme antincendio.

L'“Energy Management System” (EMS) è il sistema che opera il controllo, la gestione e la distribuzione del flusso di energia e potenza. Questo sistema è il responsabile della corretta carica e scarica dell'accumulo: quando l'energia è abbondantemente disponibile, l'EMS comanda l'immagazzinamento di quest'ultima; quando invece deve essere ceduta, l'EMS comanda il suo rilascio. In alcune applicazioni, dove è necessaria una fornitura costante di energia e ci sono fluttuazioni nella produzione (impianti fotovoltaici, eolici, ecc.), l'EMS è il responsabile della corretta e affidabile fornitura di energia e lavora gestendo la carica e la scarica in base alle dinamiche di domanda e offerta. L'EMS garantisce il funzionamento stabile ed efficiente dell'accumulo, operando la gestione dei dati, il monitoraggio, il controllo e l'ottimizzazione del dispacciamento della “microgrid”.

Il sistema di gestione termico controlla tutte le funzioni legate al riscaldamento, ventilazione e climatizzazione del container, mantenendo la temperatura e l'umidità quanto più possibile vicine a quelle di set point.

L'ultima categoria è quella dei componenti di connessione alla rete, detta “power electronics”. Questa categoria comprende il sistema di conversione di potenza (PCS – “Power Conversion System”) e i componenti di monitoraggio e di controllo dei vari parametri come, ad esempio, il

voltaggio e la temperatura dei componenti “power electronics” (raffreddati se necessario con dei ventilatori). Il sistema di conversione di potenza è costituito da un convertitore bidirezionale, trasformatori, filtri sinusoidali, interruttori e dispositivi di protezione. Il sistema di conversione è richiesto ogni volta in cui è presente una corrente continua che deve essere convertita in alternata o viceversa. Nel caso del BESS il PCS è necessario, poiché la corrente costante delle batterie deve essere convertita in corrente alternata della rete o delle utilizzazioni che alimenta. Se il BESS è in fase di carica, la corrente alternata della rete è convertita in continua e il convertitore lavora da raddrizzatore; se il BESS è in fase di scarica, allora la corrente continua è convertita in alternata e il convertitore lavora da inverter. Oltre a convertire, il PCS opera una regolazione di voltaggio e frequenza, ed include procedure di arresto del sistema e di rilevamento guasti per garantire la sicurezza sia del BESS che dei sistemi elettrici connessi.

Capitolo 2

Metodologie per il dimensionamento e la gestione di un BESS

Un BESS è un sistema di accumulo dell'energia composto da batterie e da altri componenti/sistemi che ne garantiscono il funzionamento. Le metodologie di dimensionamento di un BESS sono molteplici e dipendono principalmente dalla finalità per cui si decide di installare il sistema di accumulo. I sistemi di accumulo infatti possono essere installati per diversi scopi:

- Possono fornire servizi alla generazione. In questa categoria rientrano i servizi come il “peak shaving”, il supporto alla generazione convenzionale e il “capacity firming” [59];
- Possono fornire servizi ancillari alla rete come il mantenimento della frequenza, il supporto al voltaggio, il “black start” e il “load following” [60];
- Possono fornire servizi destinati a supportare la rete di trasmissione. Questa categoria comprende la compensazione della potenza reattiva, il “transmission support”, il “transmission grid upgrade deferral”, ecc.;
- Possono fornire servizi destinati all'infrastruttura di distribuzione dell'energia. Tra questi i più importanti sono il “contingency support”, il “dynamic and local voltage control” e l’“intentional islanding”;
- Possono fornire servizi di supporto all'utente finale. Questi servizi comprendono l’“End-User peak shaving”, “maximising self-production and self-consumption of electricity”, “continuity of energy supply” ed “EV integration” [59,61,62].

Le finalità di un sistema di accumulo, dunque, sono molteplici: in questa trattazione sarà analizzata la procedura di dimensionamento di un BESS destinato a massimizzare l'autoconsumo di una “microgrid”, finalità che rientra nella categoria dei servizi di supporto all'utente finale.

2.1 Procedimento logico/matematico per massimizzare l'autoconsumo mediante BESS

Massimizzare l'autoconsumo mediante BESS significa sfruttare il più possibile la produzione di energia di una fonte rinnovabile, come quella di un impianto fotovoltaico, per cercare di ridurre al minimo i prelievi dalla rete. Tale scopo è raggiunto grazie all'installazione di un BESS che ha il compito di rendere disponibile l'energia nei periodi in cui la produzione della fonte rinnovabile è assente o non sufficiente a soddisfare il carico della "microgrid". Principalmente la procedura per massimizzare l'autoconsumo di energia è applicata agli impianti fotovoltaici, poiché altri metodi di produzione di energia elettrica come eolico, biomasse e così via non sono comunemente sfruttati con questo fine. Nella presente trattazione, dunque, non si considerano altri tipi di energia rinnovabile al di fuori di quella fotovoltaica.

Le procedure di dimensionamento sono molteplici: alcune di queste possono essere trovate in documentazioni tecniche, libri e manuali tecnici; altre invece possono essere eseguite automaticamente nei software di simulazione. L'uso di un software di simulazione (come "HOMER Energy", "PVsyst" e "SAM") può agevolare notevolmente la procedura e permettere di arrivare al BESS più consono ad una certa applicazione in tempi molto brevi [62,63]. Il paragrafo §2.2 è dedicato alla descrizione e all'analisi di SAM, uno dei software più conosciuti e analizzati.

La procedura più comunemente seguita per massimizzare l'autoconsumo si divide in diversi passaggi che devono essere eseguiti in modo iterativo:

- 1) Analisi del consumo energetico della "microgrid";
- 2) Analisi dell'impianto di produzione di energia rinnovabile;
- 3) Scelta della tecnologia più opportuna per l'applicazione presa in esame, valutando OPEX ("OPerating EXpense") e CAPEX;
- 4) Determinare la potenza e la capacità necessaria del BESS;
- 5) Analisi dei flussi energetici per vedere come essi variano in seguito all'installazione del BESS;
- 6) Calcolare la degradazione delle batterie, impostando la DoD e gli altri parametri per determinarne la vita utile;

- 7) Analisi economica per determinare il guadagno economico, il “PayBack Period” (PBP) e altri parametri economici di valutazione dell’investimento;
- 8) Valutare l’interazione con la rete elettrica e la gestione dell’EMS per gestire carica e scarica;
- 9) Consultare eventuali incentivi.

L’analisi del consumo energetico di una “microgrid” è uno dei passaggi che si esegue preliminarmente alla valutazione del BESS. L’analisi del consumo permette di individuare quali sono i periodi della giornata in cui la “microgrid” necessita di più energia e potenza. Se, ad esempio, durante il giorno la “microgrid” consuma poca energia e durante la notte ne consuma molta, il BESS potrebbe aumentare notevolmente l’autoconsumo, immagazzinando energia dall’impianto fotovoltaico durante il giorno e rilasciandola nel periodo notturno. In questo modo il BESS permetterebbe alla domanda di incontrare la produzione, evitando che l’energia prodotta venga venduta alla rete a basso prezzo, per poi essere acquistata di notte ad un prezzo più elevato. L’analisi dei consumi, dunque, permette di calcolare il consumo dell’edificio nelle diverse ore della giornata e deve essere eseguita con risoluzione temporale di 15 minuti o, al massimo, di un’ora. Da questa analisi e da quella dell’impianto di produzione si calcola quale è il surplus di energia prodotta dal fotovoltaico che può caricare la batteria. L’analisi dei consumi, infine, deve valutare anche la potenza per determinare quali carichi sono i più significativi e in che periodo della giornata avvengono (in ambiente residenziale, ad esempio, un carico significativo è la climatizzazione o l’uso di vari elettrodomestici contemporaneamente).

L’analisi della produzione dell’impianto di energia rinnovabile viene svolta solitamente nella seconda fase del procedimento di dimensionamento. In questa fase si analizza la produzione energetica con risoluzione temporale di 15 minuti per tutto il periodo considerato, che è di almeno un anno. L’analisi della produzione consente di determinare l’energia e la potenza prodotta nelle diverse ore, giorni e mesi dell’anno. La produzione dell’impianto dipende dalla posizione geografica della “microgrid”, dal numero di moduli fotovoltaici, dalla loro inclinazione e orientamento, dal tipo di modulo e dalla presenza o meno di ombreggiature. I dati energetici di produzione possono essere presi da dati reali, se sono presenti sensori e un computer o un altro dispositivo che memorizza le misure, oppure possono essere stimati. Se sono disponibili dati reali la valutazione risulterà molto più accurata. L’analisi della produzione è eseguita sempre prima della valutazione del BESS: infatti, se la produzione è molto limitata

e gran parte dell'energia prodotta è consumata istantaneamente, è inutile pensare di installare un sistema di accumulo. In caso contrario, si procede con i passaggi successivi.

Dopo l'analisi della produzione e del consumo, si sceglie la tecnologia di BESS più opportuna per l'applicazione presa in esame. Come si è descritto nel paragrafo §1.5.2, esistono molteplici tipologie di batterie che possono presentare caratteristiche più o meno adatte al raggiungimento di un determinato scopo. Nella valutazione della tecnologia, dunque, si deve tenere in considerazione la batteria con le caratteristiche più favorevoli, facendo riferimento anche al CAPEX e all'OPEX. Il CAPEX è il costo dell'investimento e costituisce un impegno finanziario importante da parte di una azienda o di un utente. L'OPEX, invece, è la spesa operativa, cioè il costo necessario per gestire il sistema e mantenerlo in funzione. Il CAPEX e l'OPEX variano notevolmente al variare della dimensione del BESS e del tipo di BESS, quindi va prestata particolare attenzione a questo aspetto. Solitamente la tecnologia più utilizzata è quella a ioni litio poiché presenta delle ottime prestazioni e i suoi costi si sono ridotti notevolmente nel corso degli ultimi anni.

I passaggi successivi alla scelta del BESS vengono eseguiti in modo iterativo. La capacità di un accumulo esprime l'energia che può essere immagazzinata e rilasciata nei periodi di assenza di produzione o di bassa produzione dell'impianto fotovoltaico. La potenza, invece, esprime la quantità di energia che può essere rilasciata in un'ora di tempo. Se si vogliono soddisfare i picchi di potenza di consumo più elevati, il BESS deve essere dimensionato garantendo quelle potenze. Solitamente la potenza con cui si dimensiona il BESS è superiore al massimo dei picchi di consumo, per evitare che esso sia sottodimensionato. Dopo aver impostato la potenza e la capacità del BESS, si analizza quanta energia durante l'arco delle giornate di tutto l'anno è in grado di accumulare e rilasciare, considerando le perdite. Alcuni parametri devono essere impostati prima di fare la valutazione: l'efficienza delle batterie e dell'inverter, lo stato di carica iniziale e la DoD. Questi parametri possono influenzare anche pesantemente le prestazioni del BESS, variando i flussi di energia in modo significativo. Alcuni parametri sono fissi, altri invece possono essere modificati in base al funzionamento desiderato: l'efficienza delle batterie assume un valore fisso, solitamente del 95% circa, come anche quella dell'inverter che si aggira intorno a valori del 98/99%. La DoD invece può essere scelta tenendo in considerazione che una profondità di scarica elevata assicura una maggiore durata della fase di scarica delle batterie ma comporta una degradazione superiore e, quindi, una minore vita utile. La DoD assume un ruolo fondamentale poiché permette di trovare la capacità reale partendo da quella nominale:

$$C_r = C_n * \eta_c * DoD \quad (2.1)$$

dove: C_r è la capacità reale [Wh], C_n è la capacità nominale [Wh], η_c è l'efficienza complessiva [-] e DoD è la profondità di scarica [-].

La capacità reale è quella effettivamente sfruttata dalla batteria e deve essere impostata come capacità massima nella valutazione dei flussi energetici. La DoD solitamente si imposta su valori dell'80%: oltre tale soglia la degradazione assume valori importanti ed è bene, dunque, non superarla.

In base alla capacità e alla potenza scelta, si procede a fare un'analisi del risparmio di energia conseguente all'installazione del BESS. Maggiore è la capacità, minore è la quantità di energia prelevata dalla rete e, dunque, minore è il costo sostenuto. D'altra parte, all'aumentare della capacità e della potenza aumentano anche i costi del BESS: quindi l'analisi fatta deve considerare quanta energia immagazzina il BESS e di quanto cala il prelievo dalla rete, associandogli un risparmio economico. Nel dimensionamento dei BESS, una metodologia usata comunemente per trovare la capacità più adatta ad una applicazione consiste nel costruire il grafico dell'energia immagazzinata in funzione della capacità. La curva risultante ha una forma crescente linearmente nel primo tratto e, ad un certo punto, inizia ad appiattirsi: il punto dove inizia il plateau indica la capacità del BESS più adatta per l'applicazione presa in esame.

L'opportuna programmazione dell'EMS consente di ottenere vantaggi molto elevati nella gestione dei vari flussi energetici dalla/alla batteria. L'EMS, infatti, è il sistema che gestisce i flussi di energia in modo ottimale, decidendo i periodi di tempo in cui il BESS si carica e si scarica. L'EMS svolge diverse funzioni per massimizzare l'autoconsumo:

- Permette al BESS di caricarsi quando la produzione dell'impianto fotovoltaico è maggiore dei consumi;
- Agevola l'autoconsumo diretto, operando in modo tale che l'energia prodotta dal fotovoltaico venga utilizzata direttamente se possibile e non immagazzinata nella batteria;
- Permette al BESS di scaricarsi quando la produzione del fotovoltaico diminuisce o è assente, evitando che l'energia venga importata dalla rete;
- Permette la cessione di energia alla rete quando il BESS è carico e la "microgrid" non necessita di energia, oppure quando il BESS è carico e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico eccede il carico della "microgrid";

- Permette il prelievo dalla rete nel caso in cui la produzione dell'impianto fotovoltaico e l'energia messa a disposizione dal BESS non siano sufficienti a soddisfare il carico richiesto;
- Infine, gestisce i cicli di carica e scarica in modo da evitare che siano troppo frequenti o profondi, allungando la vita utile della batteria.

La degradazione, come detto sopra, riveste un ruolo fondamentale poiché da questa dipende la durata del BESS e, di conseguenza, il guadagno economico dell'investimento. Dalla valutazione della vita utile di una batteria si evince se la batteria deve essere sostituita o meno nel periodo considerato. La vita utile esprime la durata della batteria in anni e può essere calcolata con la seguente equazione:

$$V_u = \frac{N_{c,TOT}}{N'} \quad (2.2)$$

dove: $N_{c,TOT}$ è il numero di cicli totali che la batteria può sostenere dichiarati dal costruttore (dipendenti dalla temperatura e da altri parametri) [*cicli*] e N' è il numero di cicli di carica/scarica annuali completi [$\frac{\text{cicli}}{\text{anno}}$].

Avendo calcolato la vita utile e i vari flussi energetici si esegue l'analisi economica. In questa fase si calcola il PBP e il Valore Attuale Netto (VAN). Il PBP è un parametro che esprime il tempo necessario per il recupero di un investimento e si calcola attraverso i flussi di cassa attesi derivanti da quell'investimento. Il PBP esprime dunque il momento in cui i flussi di cassa cumulati eguagliano il costo dell'investimento iniziale (Figura 25).

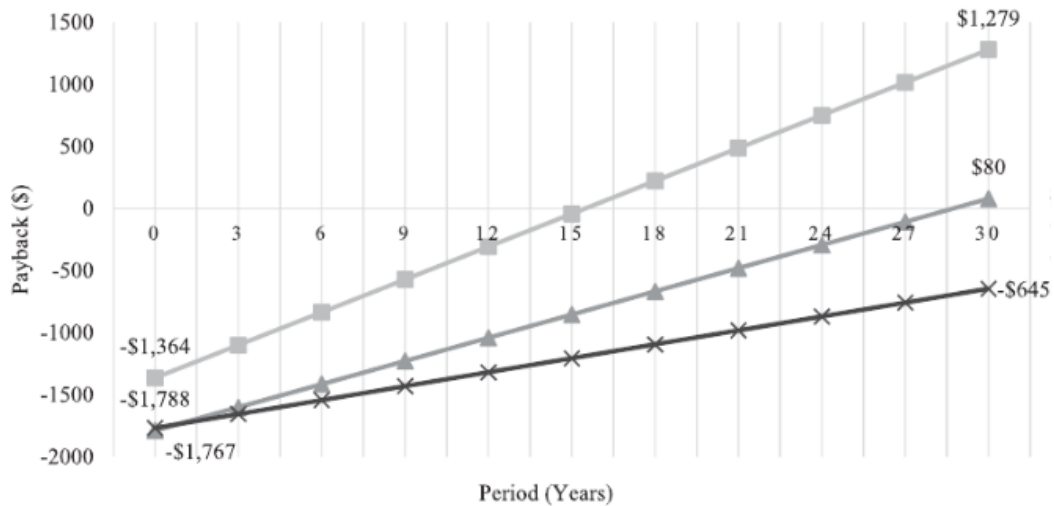


Figura 25 – Esempio di tre investimenti aventi il PBP di circa 15 anni, 30 anni e maggiore di 30 anni [64]

Maggiore è il PBP, maggiore è il rischio dell’investimento; bisogna inoltre tenere in considerazione che l’investimento con il valore di PBP più basso non è necessariamente quello che porta il maggior vantaggio economico. L’investimento più proficuo si può calcolare con il VAN: questo parametro esprime quanta ricchezza può essere creata o distrutta dalla realizzazione di un investimento e considera i flussi di cassa attesi, il periodo di manifestazione degli stessi e il costo opportunità del capitale. Il VAN può essere calcolato grazie all’Equazione (2.3):

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FCO_t}{(1+i)^t} \tag{2.3}$$

dove: FCO_t è il flusso di cassa operativo all’anno t [€], t è l’anno in cui avviene il flusso di cassa [-], i è un tasso che spesso è il costo medio ponderato del capitale (detto WACC) [-] e n è il numero di anni [-].

Se il VAN è positivo, il rendimento futuro dell’investimento è superiore al costo opportunità del capitale investito; in caso contrario, il rendimento futuro dell’investimento è minore. Nell’eventualità in cui più investimenti abbiano VAN positivo, entrambi produrranno profitto e sarà selezionato quello con il VAN maggiore.

Il costo dell'investimento non è determinato solo dal costo del BESS ma anche da molti altri fattori. È possibile calcolare il costo dell'investimento complessivo attraverso l'Equazione (2.4):

$$C_{TOT} = C_o + C_{mt} + C_{rep} + C_{disp} - C_{en} \quad (2.4)$$

dove: C_{TOT} è il costo totale sostenuto [€], C_o è il costo capitale del BESS [€], C_{mt} è il costo di manutenzione [€], C_{rep} è il costo relativo alla sostituzione delle batterie [€], C_{disp} è il costo dello smaltimento del BESS [€] e C_{en} è il costo energetico [€].

I costi vanno attualizzati in base all'anno considerato. Il costo del capitale del BESS si può calcolare con l'Equazione (2.5):

$$C_o = C_{batt} + C_{conv} \quad (2.5)$$

dove: C_{batt} è il costo delle batterie [€] e C_{conv} è il costo del convertitore [€].

I costi di manutenzione ordinaria devono essere inclusi nella valutazione e generalmente sono considerati come una percentuale dei costi del capitale. Il costo di sostituzione, invece, dipende dalla tecnologia scelta per il sistema di accumulo ed è considerato nell'analisi solo se la durata del BESS è inferiore al periodo di tempo considerato nella valutazione. Il costo di smaltimento dipende dal tipo di BESS e dal luogo in cui esso è installato (principalmente dipende dalla nazione); esso può rappresentare un costo o un beneficio in alcuni casi. Infine, il costo energetico spesso si calcola con la seguente equazione:

$$C_{en} = C_{dch} - C_{ch} \quad (2.6)$$

dove: C_{dch} è il costo dell'energia scaricata dalla batteria [€] mentre C_{ch} è il costo dell'energia caricata nella batteria [€].

Il costo energetico viene calcolato sottraendo il costo dell'energia scaricata per tutto il periodo considerato al costo dell'energia caricata nella batteria: l'energia caricata nella batteria, infatti, sarebbe stata immessa in rete se non fosse stato presente il BESS, realizzando un guadagno

economico, e questo fattore va considerato nella valutazione. Senza il BESS l'energia in alcuni momenti della giornata deve essere importata dalla rete mentre con il BESS tutta o parte di questa energia è scaricata dalla batteria, evitando che venga importata. Per calcolare C_{dch} , cioè il costo dell'energia scaricata dalla batteria, si sommano tutti i guadagni dovuti all'energia scaricata giorno per giorno per tutto il periodo considerato. Questi guadagni sono calcolati attraverso la moltiplicazione della durata della fase di scarica (in ore) per la tariffa oraria. Nel caso generale spesso il gestore dell'energia propone tariffe diverse a seconda delle stagioni dell'anno. In questa circostanza il costo dell'energia scaricata nel corso dell'intero periodo considerato si calcola con l'Equazione (2.7):

$$C_{dch} = N_y \sum_{i=1}^{ns} N_i \int_{T_{dch,i,n}} EC_{i,n,out}(t) P_{b,i,n}(t) dt \quad (2.7)$$

dove: N_y è il numero di anni del periodo considerato [-], ns è il numero delle stagioni fornite dalla tariffa energetica [-], N_i è il numero di giorni della stagione i [-], $T_{dch,i,n}$ è l'intervallo di tempo in cui la batteria si scarica [h], $EC_{i,n,out}$ è il prezzo dell'energia scaricata dalla batteria nella stagione i dell'anno n [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$] e $P_{b,i,n}(t)$ è il valore assoluto della potenza della batteria in una giornata tipica della stagione i dell'anno n [kW].

Il costo dell'energia caricata nella batteria si calcola nello stesso modo di quella scaricata, ipotizzando sempre il caso generale in cui il gestore proponga tariffe diverse a seconda delle stagioni dell'anno per l'immissione in rete:

$$C_{ch} = N_y \sum_{i=1}^{ns} N_i \int_{T_{ch,i,n}} EC_{i,n,in}(t) P_{b,i,n}(t) dt \quad (2.8)$$

dove: N_y è il numero di anni del periodo considerato [-], ns è il numero delle stagioni fornite dalla tariffa energetica [-], N_i è il numero di giorni della stagione i [-], $T_{ch,i,n}$ è l'intervallo di tempo in cui la batteria si carica [h], $EC_{i,n,in}$ è il prezzo dell'energia caricata nella batteria nella

stagione i dell'anno n [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$] e $P_{b,i,n}(t)$ è il valore assoluto della potenza della batteria in una giornata tipica della stagione i dell'anno n [kW].

Infine, l'ultimo passaggio del procedimento consiste nella valutazione degli incentivi. Quest'ultima fase può essere eseguita anche prima della valutazione del BESS se si vuole dimensionare il sistema in modo che esso rispetti delle linee guida specifiche, descritte nel bando di partecipazione agli incentivi. In Italia gli incentivi possono essere messi a disposizione:

- dal Governo e dai Ministeri come, ad esempio, quello della Transizione Ecologica;
- dalle Regioni;
- dal GSE;
- da alcuni comuni o Enti Locali;
- da fondi europei.

Gli incentivi variano da periodo a periodo in base ai bandi. Attualmente i sistemi BESS non hanno incentivi che promuovono direttamente la loro installazione; tuttavia, esistono incentivi legati all'installazione di impianti di energia rinnovabile associati a sistemi di accumulo di tipo BESS. Inoltre, si pensa che in un prossimo futuro saranno introdotti incentivi mirati direttamente alle installazioni di questi sistemi di accumulo.

2.2 Spiegazione del software utilizzato (SAM) e principio di funzionamento

SAM è l'acronimo di "System Advisor Model" ed è un software avanzato di simulazione sviluppato dal "National Renewable Energy Laboratory" (NREL) capace di stimare la produzione di energia di fonti rinnovabili. SAM permette di eseguire analisi energetiche e finanziarie dettagliate delle performance di impianti di produzione di energia rinnovabile e sistemi di accumulo, purché essi siano associati a impianti di energia rinnovabile. SAM è utilizzato da centinaia di migliaia di utenti in più di 190 nazioni: tra di questi ci sono anche importanti aziende come Sunrun, Enphase, AEP, Southern Company e molte altre.

SAM può simulare diverse tecnologie:

- Sistemi di produzione fotovoltaici, da piccoli impianti residenziali a sistemi “large utility-scale”;
- Sistemi di accumulo con batterie a ioni litio, piombo acido e batterie al flusso per applicazioni “front-of-meter” o “behind-the-meter”;
- Sistemi a concentrazione solare per la generazione elettrica;
- Processi industriali di generazione di calore da concentratori parabolici o sistemi Fresnel lineari;
- Impianti eolici, da singole turbine a grandi parchi eolici;
- Sistemi di produzione di energia sviluppata dalle onde marine e delle maree;
- Impianti solari di riscaldamento dell’acqua;
- Fuel cells;
- Sistemi di generazione di tipo geotermico;
- Combustione di biomasse per generazione di energia elettrica;
- Sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione.

SAM ha anche diversi modelli finanziari che devono essere impostati prima di iniziare l’inserimento dei dati:

- Progetti commerciali e residenziali dove l’impianto di produzione di energia rinnovabile è nel lato consumatore (“behind the meter”) e la potenza del sistema è usata per ridurre il costo finale del consumatore;
- Progetti “Power Purchase Agreement” (PPA) dove il sistema è connesso alla rete in un punto di interconnessione e i guadagni del progetto sono realizzati attraverso la vendita di energia [65];
- “Third party ownership” dove il sistema è installato nella proprietà del consumatore ma è posseduto da un ente separato. Il consumatore è ricompensato per la generazione di energia attraverso un PPA o un altro tipo di contratto.

La presente trattazione si concentra sulla massimizzazione dell’autoconsumo dell’energia prodotta esclusivamente da impianti rinnovabili di tipo fotovoltaico.

Dopo aver impostato il tipo di modello finanziario e aver scelto l’opzione di fonte rinnovabile di tipo fotovoltaico, si impostano i dati nel software. SAM offre un’immensa vastità di opzioni

che possono essere utilizzate o meno; qui di seguito saranno trattati i passaggi fondamentali con le opzioni più rilevanti per la massimizzazione dell'autoconsumo. Il procedimento di inserimento dati è sequenziale: inizialmente si inseriscono i dati della località in modo che SAM raccolga i dati della radiazione solare di quella località (Figura 26).

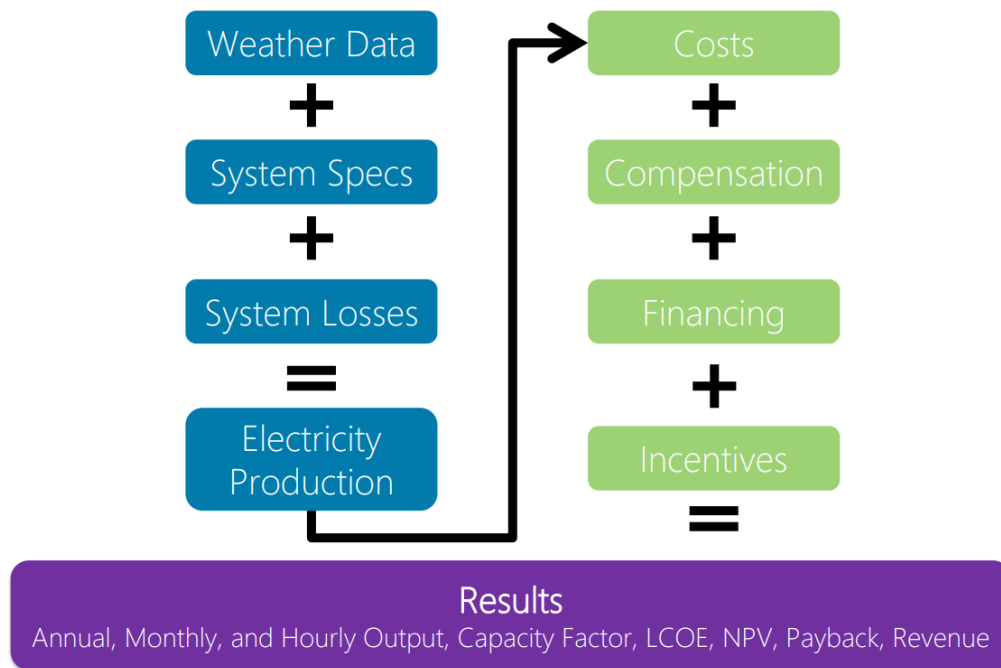


Figura 26 – Diversi passaggi del procedimento di modellazione in SAM [66]

Successivamente si inseriscono i dati dell'impianto fotovoltaico. SAM propone automaticamente molti tipi di modulo e inverter ed è possibile scegliere tra questi la soluzione desiderata. Laddove non fosse presente, è anche possibile inserire manualmente tutte le specifiche del modulo e dell'inverter, consultando le rispettive schede tecniche e riportando tutti i dati nel programma. In questa fase si devono inoltre impostare i dati delle inclinazioni e orientamenti delle diverse sezioni di impianto nel caso in cui esse siano orientate in maniera differente. SAM dà la possibilità di inserire fino a quattro sezioni diverse per inclinazione, angolo di azimuth, angolo di tilt e così via (Figura 27). Inoltre devono essere specificate, se presenti, le ombreggiature provocate da oggetti che durante l'arco delle giornate coprono i moduli fotovoltaici.

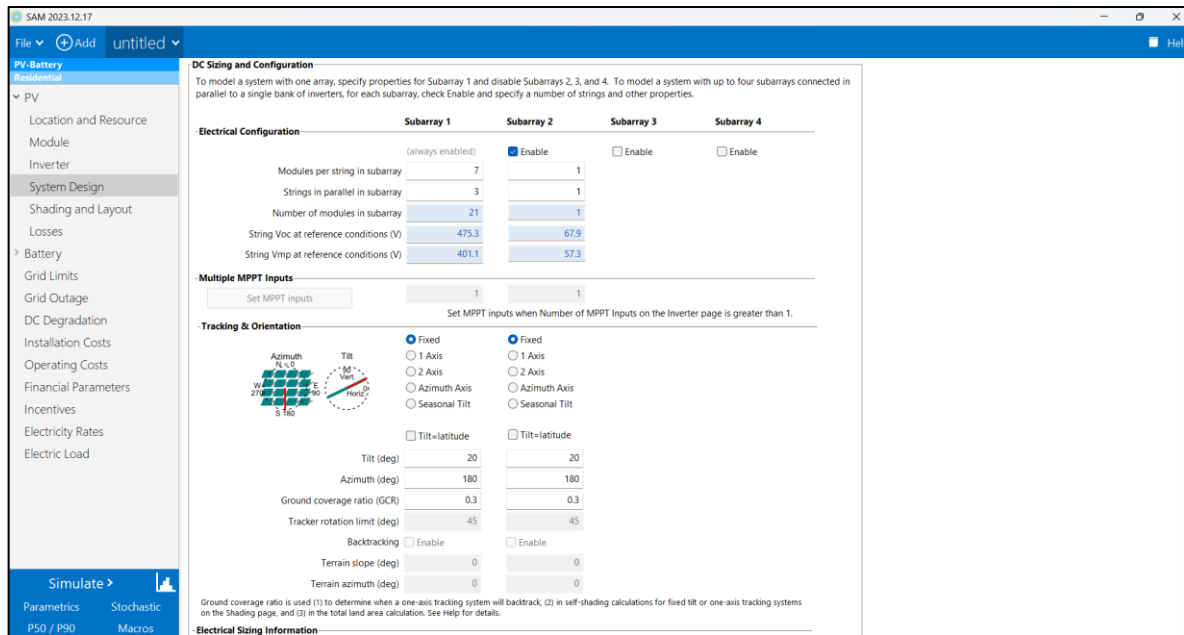


Figura 27 – Impostazione del design del sistema fotovoltaico

Nella fase successiva si devono inserire tutte le perdite di energia dell'intero impianto fotovoltaico. SAM permette di configurare molte diverse perdite sia in lato DC che AC, come le perdite dovute ai diodi e alle connessioni, collegamento DC, perdite di mismatch tra i moduli, collegamento AC e molte altre.

Per massimizzare l'autoconsumo è necessario inserire i dati del consumo della "microgrid" nel software di simulazione. Essi devono essere specificati per tutte le ore dell'anno in modo che poi il programma stimi in modo opportuno l'energia che viene consumata istantaneamente e quella che fluisce alla batteria e, in un momento successivo, al carico.

Per quanto riguarda il BESS, il primo passaggio consiste nella scelta della batteria e del sistema. SAM permette di scegliere molte tipologie differenti di batterie come quelle a ioni litio di tipo LFP, LMO, LTO, LCO, NMC, NCA oppure batterie al flusso e piombo acido. Dopo aver scelto la batteria è necessario impostare la taglia del BESS: si possono inserire potenza ed energia del BESS oppure specificare il numero di celle in serie, di stringhe in parallelo e il massimo valore di C-rate di carica e scarica. È possibile specificare anche i dati di voltaggio della cella, la capacità della cella e il valore di voltaggio desiderato.

SAM richiede anche il valore della capacità residua a cui la batteria deve essere sostituita: infatti, impostando il periodo di simulazione desiderato, SAM è anche in grado di determinare se la degradazione della batteria nel periodo considerato è tale da richiedere la sua sostituzione. SAM stima la vita della batteria e l'influenza di alcuni parametri su essa come la temperatura,

la DoD e il C-rate con diversi modelli come la “Cycle and calendar degradation” [67, 68, 69]. Infine, è possibile anche importare dall'esterno del software i dati di degradazione qualora fossero disponibili, e la simulazione verrà effettuata con quei dati di riferimento.

L'ultima schermata di impostazione della configurazione è quella del “Battery Dispatch”. In questa fase si impostano gli stati di carica minimi e massimi delle batterie, il minimo tempo di carica e lo stato di carica iniziale. A questo punto SAM richiede il modo in cui il BESS deve essere gestito: è possibile inserire manualmente la gestione del BESS scegliendo i periodi in cui il BESS si carica e si scarica oppure inserire altre finalità come massimizzare l'autoconsumo, peak-shaving e altri servizi. Si deve impostare anche la possibilità di caricare e scaricare il BESS, scegliendo se esso possa caricarsi dalla rete e dal fotovoltaico o solo dal fotovoltaico, se possa scaricare energia in rete e così via.

Per quanto riguarda la parte economica, si deve inserire il costo di installazione dei moduli, degli inverter e delle batterie: questi costi sono calcolati dal software inserendo i costi per unità di energia e potenza dei diversi componenti. Nel software si possono inserire anche i costi del terreno nell'eventualità in cui esso debba essere acquistato. Si deve inserire anche il costo di manutenzione dei moduli e della batteria e, per quest'ultima, anche il costo di sostituzione nel caso in cui la batteria arrivi al suo fine vita. Se l'impianto fotovoltaico e il BESS sono acquistati a rate, il programma permette l'inserimento di tutti i parametri finanziari come gli interessi, la durata dell'investimento e i valori di tutte le tasse (si possono inserire anche i parametri degli incentivi nel caso in cui se ne usufruisca).

Infine, è essenziale inserire i valori delle rate energetiche indicative nei diversi mesi dell'anno. Il programma distingue i giorni settimanali in feriali e festivi e permette di attribuire i costi energetici orari alle suddette categorie. Partendo dal primo mese dell'anno e avendo a disposizione tutti i valori dei costi energetici riferiti all'applicazione esaminata, deve essere calcolato un giorno rappresentativo del mese considerato, sia per i giorni feriali che per quelli festivi. Il procedimento deve essere ripetuto per tutti i mesi dell'anno considerato e i risultati devono essere inseriti nel programma. Attraverso tali valori, SAM calcola il risparmio economico conseguente al maggiore autoconsumo di energia.

Dopo che tutti i dati sono stati inseriti è possibile avviare la simulazione. SAM stima tutta la produzione di energia del fotovoltaico ogni mese, giorno e ora dell'anno. Inizialmente SAM riassume tutte le informazioni essenziali nel sommario (Figura 28).



Figura 28 – Sommario della simulazione

SAM permette di ricavare la produzione energetica del fotovoltaico mostrando il suo andamento in tutti i giorni dell'anno per tutto il periodo di simulazione. Inoltre, permette di ricavare i valori dei flussi energetici tra fotovoltaico, batteria, "microgrid" e rete elettrica nazionale. I dati possono essere mostrati in tabelle oppure in grafici che possono essere creati dall'utente nel modo desiderato. Inoltre, SAM può mostrare i dati anche come serie di tempo, mostrando l'andamento di un parametro per tutto il periodo desiderato, che può essere impostato da pochi minuti a diversi anni (Figura 29).

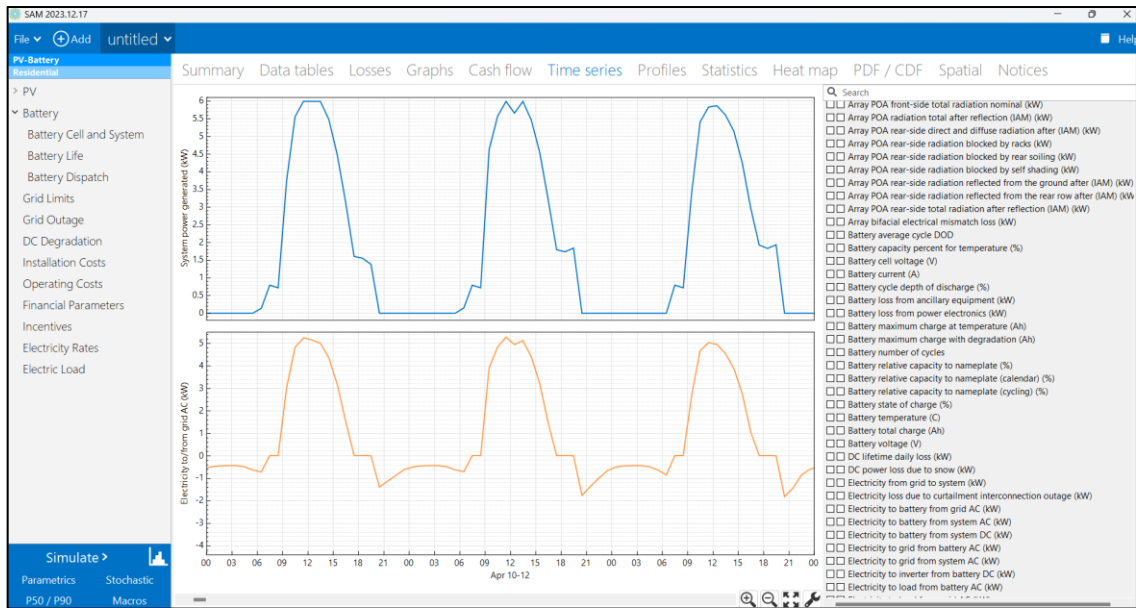


Figura 29 – Andamento della produzione dell’impianto fotovoltaico e dell’elettricità importata ed esportata alla rete nell’arco di tre giorni

Oltre a tutti i dati energetici che sono interessanti da ispezionare, SAM permette di rappresentare tutte le perdite del sistema come mostrato in Figura 30.

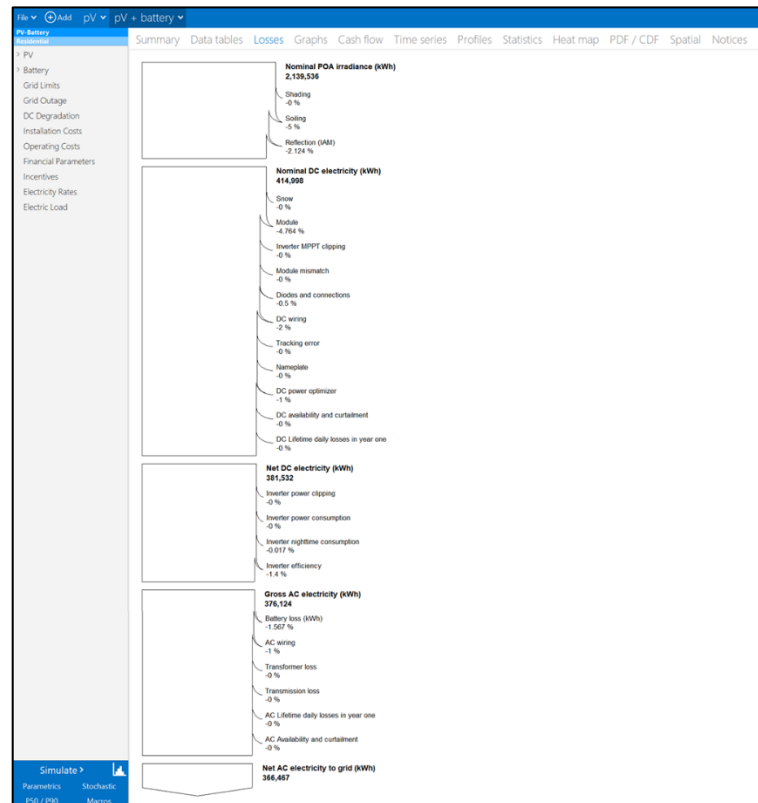


Figura 30 – Rappresentazione di tutte le perdite del sistema

Per quanto riguarda i parametri economici, SAM permette la loro rappresentazione in tabelle e grafici e dedica loro una sezione apposita. Il software calcola parametri finanziari come PBP, VAN, flussi di cassa e molti altri per tutta la durata della simulazione in ogni anno (Figura 31). Alcuni parametri per la massimizzazione dell’autoconsumo sono mostrati direttamente, altri invece possono essere calcolati grazie ai dati energetici ed economici messi a disposizione.

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SAVINGS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electricity bill without system (\$/yr) | 0 | 1,777 | 1,821 | 1,867 | 1,913 | 1,961 | 2,010 | 2,060 | 2,112 | 2,165 | 2,219 | 2,274 | 2,331 | 2,389 | 2,449 | 2,510 | 2,573 | 2,637 | 2,703 | 2,771 | 2,841 |
| minus: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electricity bill with system (\$/yr) | 0 | 157 | 162 | 166 | 171 | 176 | 181 | 186 | 191 | 197 | 202 | 208 | 214 | 220 | 226 | 233 | 239 | 246 | 253 | 260 | 267 |
| equals: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Value of electricity savings (\$) | 0 | 1,619 | 1,659 | 1,700 | 1,742 | 1,785 | 1,829 | 1,874 | 1,921 | 1,968 | 2,016 | 2,066 | 2,117 | 2,169 | 2,223 | 2,278 | 2,334 | 2,391 | 2,450 | 2,511 | 2,574 |
| Property tax net assessed value (\$) | 0 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 | 38,632 |
| OPERATING EXPENSES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| O&M fixed expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M production-based expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M capacity-based expense (\$) | 0 | 203 | 208 | 213 | 218 | 224 | 229 | 235 | 241 | 247 | 253 | 259 | 266 | 272 | 279 | 286 | 293 | 301 | 308 | 316 | 324 |
| O&M battery fixed expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M battery production-based expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M battery capacity-based expense (\$) | 0 | 124 | 127 | 130 | 134 | 137 | 140 | 144 | 147 | 151 | 155 | 159 | 163 | 167 | 171 | 175 | 180 | 184 | 189 | 193 | 198 |
| Battery replacement cost (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Property tax expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Insurance expense (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Net salvage value (\$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total operating expense (\$) | 0 | 327 | 335 | 343 | 352 | 360 | 370 | 379 | 388 | 398 | 408 | 418 | 429 | 439 | 450 | 461 | 473 | 485 | 497 | 509 | 521 |
| Deductible expenses (\$) | -0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DEBT REPAYMENT | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Debt balance (\$) | 38,632 | 38,021 | 37,368 | 36,669 | 35,920 | 35,120 | 34,263 | 33,346 | 32,366 | 31,316 | 30,193 | 28,992 | 27,706 | 26,330 | 24,858 | 23,284 | 21,598 | 19,795 | 17,866 | 15,801 | 13,5 |
| Interest payment (\$) | 0 | 2,704 | 2,661 | 2,616 | 2,567 | 2,514 | 2,458 | 2,398 | 2,334 | 2,266 | 2,192 | 2,114 | 2,029 | 1,939 | 1,843 | 1,740 | 1,630 | 1,512 | 1,386 | 1,251 | 1,1 |
| Principal payment (\$) | 0 | 611 | 654 | 699 | 748 | 801 | 857 | 917 | 981 | 1,049 | 1,123 | 1,202 | 1,286 | 1,376 | 1,472 | 1,575 | 1,685 | 1,803 | 1,929 | 2,064 | 2,208 |
| Total Debt Account (\$) | 0 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 | 3,315 |

Figura 31 – Parametri economici per la valutazione dell’investimento

In conclusione, SAM rappresenta e mostra tutti i parametri energetici ed economici necessari per l’analisi del problema in pochi secondi. Inoltre, se il sistema di accumulo deve essere ancora installato, permette di trovare il BESS più adatto per l’applicazione esaminata, mostrando il vantaggio economico e il miglioramento della situazione energetica in termini di aumento dell’autoconsumo.

Capitolo 3

Caso studio

Il presente studio ha l'obiettivo di determinare la taglia del "Battery Energy Storage System" (BESS) che sia in grado di massimizzare sia l'autoconsumo energetico di un edificio dell'impresa Loccioni S.p.A., sia il ritorno economico dell'investimento comprensivo di specifiche voci di costo/ricavo.

In ambito energetico, l'impresa sviluppa e progetta sistemi di accumulo di energia, impianti di raffreddamento di batterie, impianti di produzione rinnovabile e molto altro, contribuendo alla transizione energetica in modo attivo e collaborando con aziende internazionalmente conosciute. L'impresa punta a ridurre il più possibile i costi dovuti al prelievo di energia dalla rete, sfruttando al massimo i propri impianti di energia rinnovabile. Pur avendo molti impianti, soprattutto di tipo fotovoltaico, l'impresa è obbligata a prelevare energia dalla rete soprattutto durante il periodo notturno. Il motivo per cui, dunque, si vuole installare un sistema di accumulo di energia è quello di accumulare il più possibile energia elettrica rinnovabile dall'impianto fotovoltaico ed utilizzarla successivamente per alimentare lo stabilimento, principalmente durante la notte, in modo da incrementare l'autoconsumo proveniente da tale fonte rinnovabile.

Il presente capitolo è suddiviso in cinque parti:

- Nel paragrafo §3.1 è descritta la microrete dell'edificio analizzato;
- Nel paragrafo §3.2 si calcola la produzione dell'impianto fotovoltaico;
- Nel paragrafo §3.3 si analizzano i prelievi dalla rete elettrica e le immissioni in rete;
- Nel paragrafo §3.4 sono riportati i consumi energetici dell'edificio;
- Infine, nel paragrafo §3.5 vengono riportati i risultati ottenuti mediante simulazione SAM. Tali risultati sono stati confrontati con quelli reali per valutare l'accuratezza delle simulazioni effettuate.

Il dimensionamento del BESS è stato svolto basandosi esclusivamente su dati reali, non simulati. Il programma SAM è stato un utile strumento di supporto all'analisi, ma nessun dato proveniente da esso è stato utilizzato direttamente per il dimensionamento.

3.1 Edificio/microrete della Loccioni S.p.A.

La Loccioni S.p.A. ha edifici situati in luoghi diversi. Lo stabilimento principale si trova in via Fiume 16, Angeli di Rosora (AN), in cui sono installati diversi impianti fotovoltaici, vari impianti di tipo mini-idroelettrico e diversi sistemi di accumulo dell'energia, sia di tipo termico che elettrochimico. L'edificio che è stato oggetto di studio, invece, si trova in via Monteschiavo 3, Moie (AN), separato dalla rete principale della Loccioni S.p.A. (Figura 32). Questo edificio sarà identificato nella trattazione come "edificio L1", secondo la denominazione usata dall'impresa stessa.



Figura 32 – Sede di Moie della Loccioni S.p.A.

L'edificio L1 si trova ad una altitudine s.l.m. di 114 m e ha le seguenti coordinate (Tabella 3):

Tabella 3 – Coordinate dell'edificio L1 di Loccioni

| | |
|-------------|----------------|
| Latitudine | 43°30'26.88" N |
| Longitudine | 13°9'55.86" E |

L'edificio L1 è alimentato da due impianti di tipo fotovoltaico, entrambi entrati in funzione nel 2022. Entrambi gli impianti sono stati allestiti utilizzando lo stesso modulo fotovoltaico, di tipo Longi_LR4-60HPH_380M, che ha una potenza nominale pari a 380 Wp. I pannelli non hanno una struttura di supporto e sono stati installati direttamente sulla lamiera grecata della copertura.

Il primo impianto fotovoltaico è composto da 306 moduli, ognuno dei quali ha una potenza nominale di 380 Wp, per una potenza complessiva di 116 kWp. I moduli sono tutti orientati allo stesso modo: l'angolo di tilt è 10° mentre quello di azimuth è $173,93^\circ$, considerando il sud a 180° e l'est a 90° . I pannelli sono organizzati in 16 stringhe complessive di cui 14 costituite da 19 pannelli e 2 da 20. La conoscenza della configurazione dell'impianto e del suo orientamento è fondamentale poiché tutti i dati fin qui riportati sono stati inseriti nel programma di simulazione SAM.

Il secondo impianto è composto da 480 moduli, uguali a quelli della sezione precedente, per una potenza complessiva di 182 kWp. L'orientazione, però, è diversa: infatti l'angolo di azimuth è di $85,99^\circ$, considerando il sud a 180° e l'est a 90° , mentre l'angolo di tilt è di 10° . Questa sezione è composta da 23 stringhe, di cui 11 costituite da 22 pannelli, 4 da 21, 3 da 20, 4 da 19 e una da 18.

I moduli totali delle due sezioni sono 786 e la potenza complessiva di 298 kWp. L'impianto complessivo è servito da tre inverter SUNNY TRIPOWER CORE 2 STP 110-60, ognuno dei quali ha una potenza nominale di 110 kW. Ogni inverter è dotato di 12 ingressi MPPT ("Maximum Power Point Tracking"), ognuno dei quali può essere collegato con due stringhe. L'inverter, inoltre, ha tutti i dispositivi di protezione e sezionamento delle stringhe (sezionatori DC, fusibili di stringa e scaricatori di tensione) integrati al suo interno. L'impianto fotovoltaico farà capo alla connessione alla rete elettrica in media tensione (20 kV, 50 Hz) su cui è allacciato l'impianto elettrico a servizio dello stabilimento.

3.2 Analisi della produzione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico complessivo è stato analizzato con lo scopo di vedere quanto fosse elevata la produzione giornaliera, mensile e annuale. Questa analisi è stata fondamentale per capire se e quanto convenisse l'installazione di un sistema di accumulo di energia. I dati di produzione sono stati presi dal portale dell'impresa in cui vengono registrati tutti i dati dei

diversi impianti con risoluzione temporale di 15 minuti. La produzione dell'impianto fotovoltaico è stata studiata nel dettaglio in un periodo temporale di un anno: da inizio giugno 2023 a fine maggio 2024. Questo periodo non è casuale; l'impianto, infatti, è entrato in funzione nel giugno del 2022, esattamente un anno prima dell'inizio del periodo considerato. Questa assunzione ha permesso di ottenere un buon confronto tra i dati reali e quelli simulati da SAM (come descritto nel paragrafo §3.5) poiché nel programma è stata inserita una degradazione dei moduli dovuta all'anno precedente di produzione.

Partendo dai dati di produzione del portale dell'impresa è stata ricavata la produzione oraria dell'energia, sommando i quattro valori che compongono la singola ora. Questo procedimento è stato svolto in Excel ed iterato per tutte le ore dell'anno considerato. Si è poi ricavata la produzione giornaliera sommando tutti i dati delle ventiquattro ore del giorno e, successivamente, anche quella mensile e annuale sempre con lo stesso procedimento (Tabella 4). La produzione complessiva dell'impianto fotovoltaico nell'anno considerato è di 376 MWh. Figura 33 e Tabella 4, come tutti i grafici e le tabelle seguenti nei prossimi paragrafi, sono stati realizzati partendo dal mese di gennaio anziché giugno per ricavare l'andamento tipico delle curve di produzione dell'impianto fotovoltaico (crescente in primavera ed estate e decrescente in autunno e inverno) per agevolare il confronto tra i dati reali e numerici di SAM. Il periodo temporale considerato e rappresentato, tuttavia, è sempre quello che inizia a giugno 2023 e termina a maggio 2024.

Tabella 4 – Produzione mensile di energia elettrica del fotovoltaico in MWh

| Mesi | ENERGIA PRODOTTA DAL FOTOVOLTAICO [MWh] |
|---------------|---|
| Gennaio | 12,9 |
| Febbraio | 19,1 |
| Marzo | 26,4 |
| Aprile | 38,8 |
| Maggio | 45,1 |
| Giugno | 48,8 |
| Luglio | 50,6 |
| Agosto | 47,8 |
| Settembre | 34,0 |
| Ottobre | 25,1 |
| Novembre | 14,7 |
| Dicembre | 12,5 |
| TOTALE | 375,9 |

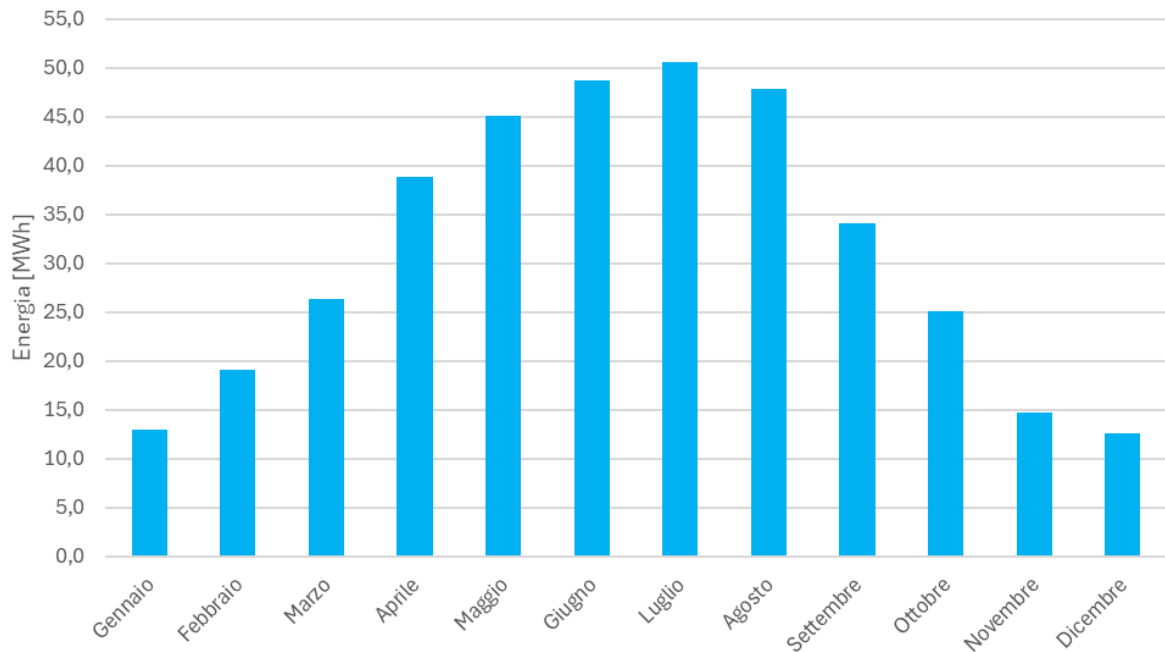


Figura 33 – Rappresentazione della produzione mensile di energia elettrica mediante istogramma

3.3 Analisi delle immissioni (e prelievi) dell'energia elettrica in rete (dalla rete)

Dopo aver valutato la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, si sono consultati i dati di immissione di energia alla rete e quelli di prelievo di energia tramite il contatore di scambio. Sia i dati di immissione che quelli di prelievo dell'energia sono disponibili ad intervalli di 15 minuti, come quelli di produzione del fotovoltaico. Anche in questo caso sono stati calcolati i dati di immissione e prelievo dell'energia con risoluzione oraria, giornaliera, mensile e annuale con lo stesso procedimento usato nel paragrafo precedente. I dati mensili sono mostrati in Tabella 5 e sono stati rappresentati mediante un istogramma (Figura 34).

Tabella 5 – Dati mensili di immissione in rete e prelievo dalla rete di energia elettrica

| Mese | IMMISSIONI IN RETE [MWh] | PRELIEVI DALLA RETE [MWh] |
|---------------|--------------------------|---------------------------|
| Gennaio | 2,9 | 27,3 |
| Febbraio | 6,7 | 17,3 |
| Marzo | 12,4 | 14,7 |
| Aprile | 23,3 | 9,3 |
| Maggio | 26,5 | 8,0 |
| Giugno | 31,4 | 7,8 |
| Luglio | 26,2 | 9,3 |
| Agosto | 26,5 | 9,9 |
| Settembre | 17,7 | 10,8 |
| Ottobre | 13,0 | 10,6 |
| Novembre | 6,7 | 14,8 |
| Dicembre | 4,0 | 21,7 |
| TOTALE | 197,3 | 161,5 |

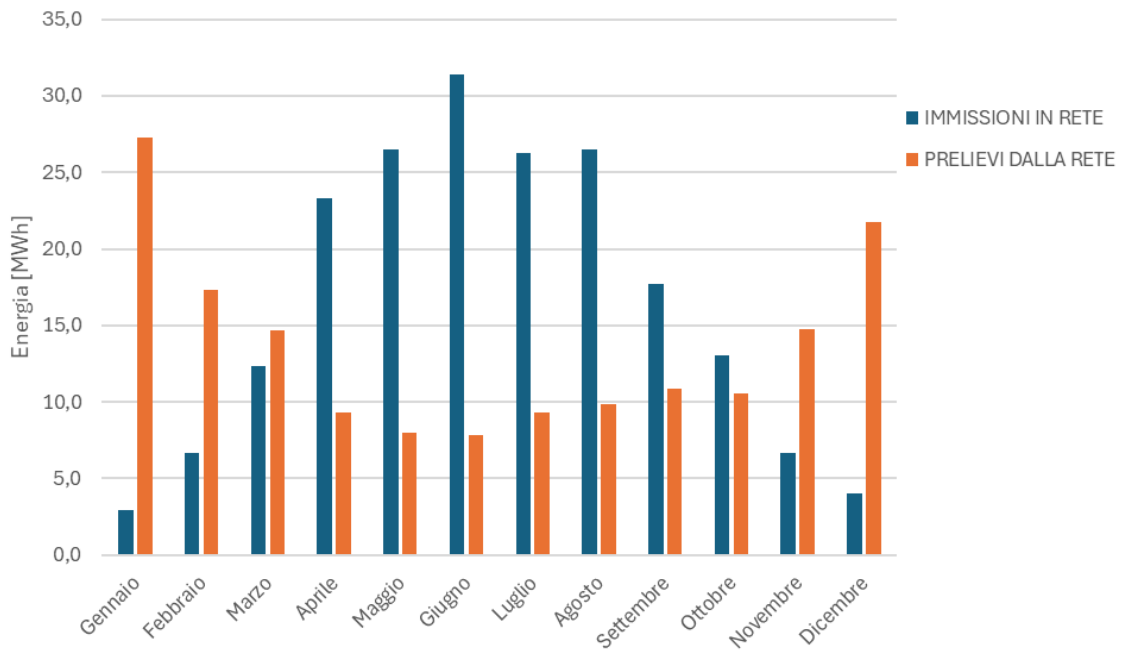


Figura 34 – Rappresentazione dei dati di immissione in rete e prelievo dalla rete

Come ci si aspettava, le immissioni in rete assumono il loro valore massimo durante i mesi estivi, quando la produzione del fotovoltaico è più elevata, mentre il loro valore minimo si registra a gennaio e, in generale, durante i mesi invernali. Al contrario, i prelievi dalla rete sono minimi nei mesi estivi e sono massimi durante i mesi invernali, soprattutto a gennaio.

3.4 Analisi dei consumi dell'edificio oggetto di studio

Avendo a disposizione i dati mensili di consumo dell'edificio, è stato necessario calcolare il consumo ad intervalli di 15 minuti. Il consumo dell'edificio è stato calcolato con l'Equazione (3.1):

$$F = E_{pv} + E_{pr} - E_{ir} \quad (3.1)$$

dove: F è il fabbisogno o consumo dell'edificio [kWh], E_{pv} è la produzione del fotovoltaico [kWh], E_{pr} è l'energia prelevata dalla rete [kWh] e E_{ir} è l'energia immessa in rete [kWh].

Tramite l'Equazione (3.1) si è calcolato il consumo energetico dell'edificio per tutto il periodo considerato con risoluzione temporale di 15 minuti. I dati di consumo sono stati sommati per poter calcolare il consumo giornaliero e poi mensile: questo procedimento è stato svolto in modo tale che i consumi mensili calcolati potessero essere confrontati con i consumi mensili che già si avevano a disposizione. I dati calcolati e quelli a disposizione sono risultati identici ed hanno confermato la validità del procedimento utilizzato. Il grafico del consumo giornaliero, o fabbisogno dell'edificio giornaliero, è rappresentato in Figura 35.

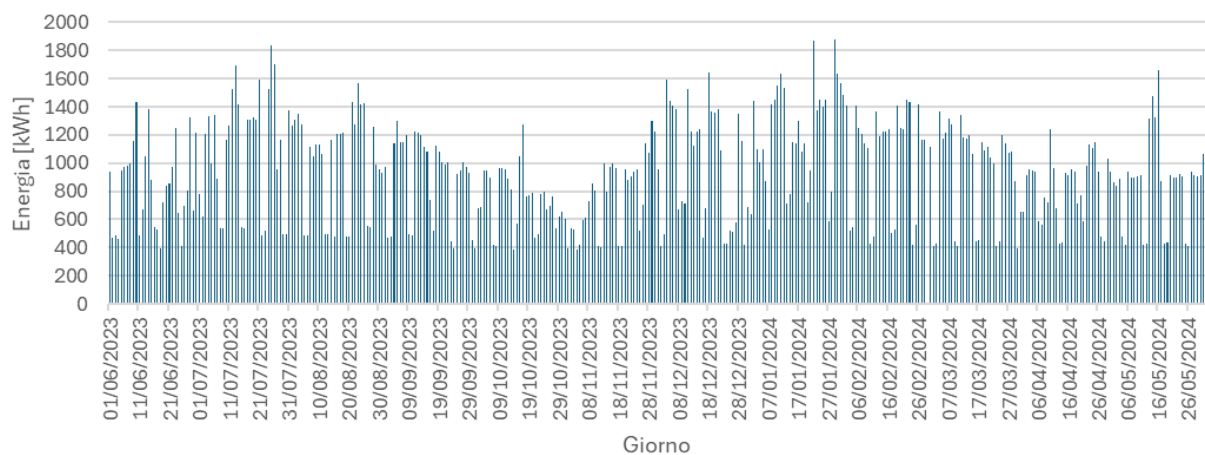


Figura 35 – Rappresentazione del fabbisogno energetico giornaliero dell'edificio

Il fabbisogno medio giornaliero di energia elettrica è pari a 932 kWh, mentre i consumi massimi e minimi nell'anno considerato sono rispettivamente di 1878 kWh e 383 kWh. Il valore minimo

si registra, in particolare, il 14/10/2023 e in molti altri giorni i consumi assumono valori molto simili a quello minimo. Ciò è dovuto al fatto che nel fine settimana, quando l'impresa è chiusa, sono comunque presenti dei carichi che l'edificio deve sostenere, come l'illuminazione. Mediamente il consumo orario per l'illuminazione è pari a circa 16 kWh che, moltiplicato per 24 ore, restituisce il valore del consumo minimo di energia giornaliero.

I consumi mensili sono riportati in Tabella 6 e sono stati rappresentati mediante un istogramma (Figura 36).

Tabella 6 – Consumo mensile dell'edificio L1

| Mese | CONSUMO EDIFICIO [MWh] |
|---------------|------------------------|
| Gennaio | 37,3 |
| Febbraio | 29,8 |
| Marzo | 28,7 |
| Aprile | 24,8 |
| Maggio | 26,5 |
| Giugno | 25,2 |
| Luglio | 33,8 |
| Agosto | 31,3 |
| Settembre | 27,2 |
| Ottobre | 22,7 |
| Novembre | 22,8 |
| Dicembre | 30,2 |
| TOTALE | 340,1 |

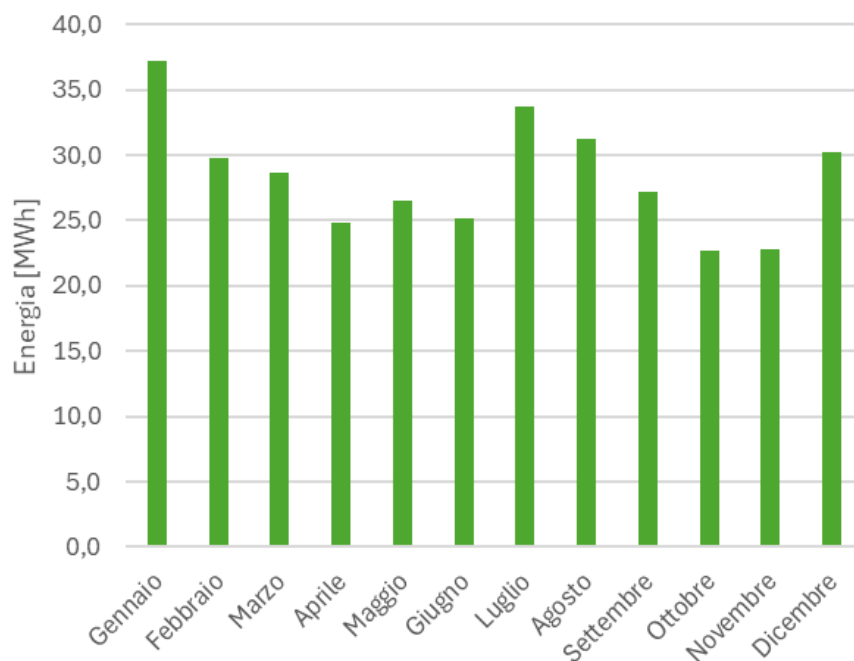


Figura 36 – Rappresentazione del consumo energetico dell'edificio L1 durante il periodo considerato

Il consumo dell'edificio, come si può vedere da Figura 36 e da Tabella 6, è abbastanza stabile ed assume il valore più elevato nel mese di gennaio pari a circa 37 kWh.

La Tabella 7 riassume i dati mensili di produzione del fotovoltaico, di immissione in rete, di prelievo dalla rete e di consumo dell'edificio; tutti questi dati sono rappresentati in Figura 37.

Tabella 7 – Dati mensili di produzione, immissione, prelievo e consumo dell'edificio

| Mese | PRODUZIONE FOVOLTAICO [MWh] | IMMISSIONI IN RETE [MWh] | PRELIEVI DALLA RETE [MWh] | CONSUMO EDIFICIO [MWh] |
|---------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|
| Gennaio | 12,9 | 2,9 | 27,3 | 37,3 |
| Febbraio | 19,1 | 6,7 | 17,3 | 29,8 |
| Marzo | 26,4 | 12,4 | 14,7 | 28,7 |
| Aprile | 38,8 | 23,3 | 9,3 | 24,8 |
| Maggio | 45,1 | 26,5 | 8,0 | 26,5 |
| Giugno | 48,8 | 31,4 | 7,8 | 25,2 |
| Luglio | 50,6 | 26,2 | 9,3 | 33,8 |
| Agosto | 47,8 | 26,5 | 9,9 | 31,3 |
| Settembre | 34,0 | 17,7 | 10,8 | 27,2 |
| Ottobre | 25,1 | 13,0 | 10,6 | 22,7 |
| Novembre | 14,7 | 6,7 | 14,8 | 22,8 |
| Dicembre | 12,5 | 4,0 | 21,7 | 30,2 |
| TOTALE | 375,9 | 197,3 | 161,5 | 340,1 |

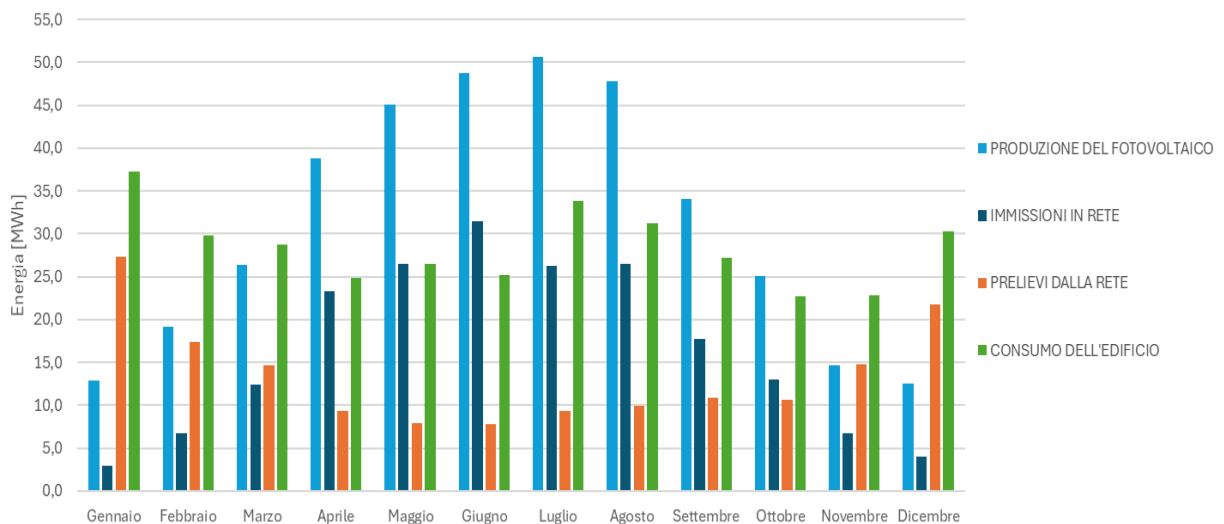


Figura 37 – Rappresentazione della produzione, delle immissioni, dei prelievi e del consumo di energia elettrica dell'edificio mediante istogramma

Come si vede da Figura 37 e da Tabella 7, la produzione dell’impianto fotovoltaico spesso è maggiore del consumo dell’edificio. Infatti, le immissioni in rete assumono di frequente valori elevati: questo comporta che molta energia venga venduta in rete ad un prezzo basso per poi essere importata in un secondo momento ad un prezzo più elevato. Risulta evidente, dunque, che un sistema di accumulo dell’energia di tipo BESS potrebbe svolgere un ruolo importante per aumentare l’autoconsumo e l’autosufficienza dell’edificio L1 di Loccioni, riducendo notevolmente i costi dell’energia prelevata.

3.5 Analisi della simulazione del programma SAM

Inizialmente sono stati inseriti in SAM i dati della località dell’edificio, del modulo fotovoltaico, dell’inverter, delle perdite e sono state impostate tutte le inclinazioni delle due sezioni dell’impianto. Per procedere con la simulazione, SAM acquisisce i dati meteorologici da “National Solar Radiation DataBase” (NSRDB), mentre i dati dei pannelli e degli inverter sono stati inseriti manualmente, consultando le rispettive schede tecniche (Figura 38).

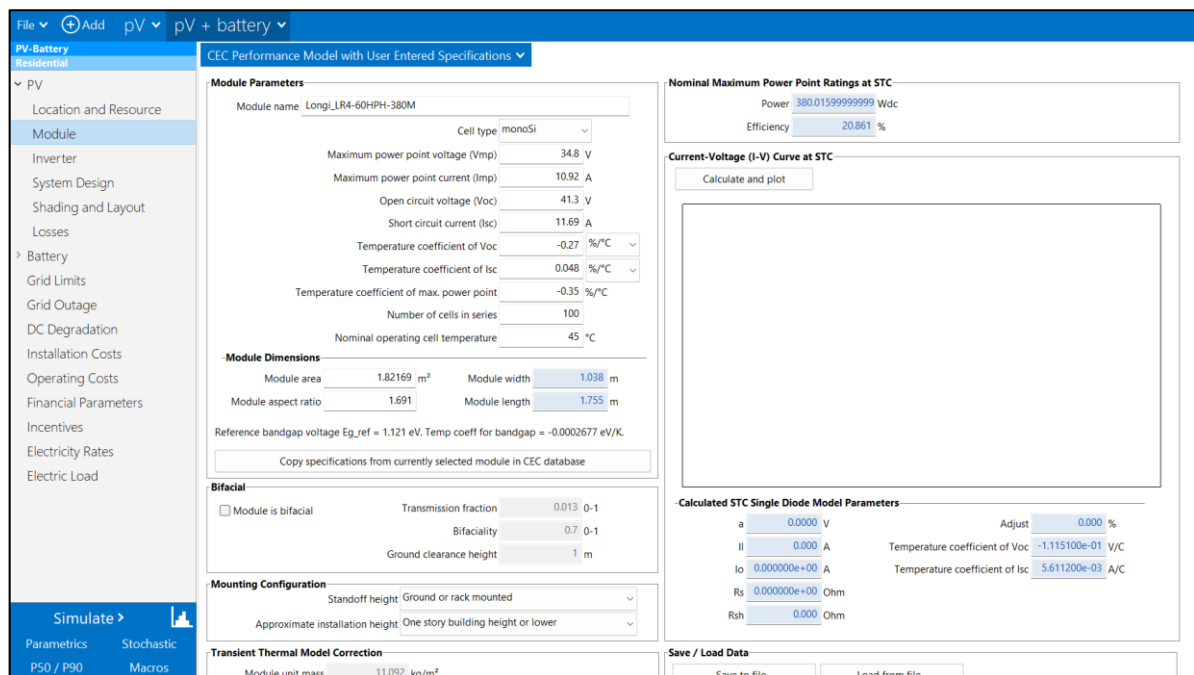


Figura 38 – Inserimento di tutti i parametri del modulo fotovoltaico in SAM

Dopo aver inserito tutti i parametri richiesti è stata svolta la simulazione per vedere quanto SAM stimasse la produzione dell'impianto fotovoltaico. Per semplicità di lettura e confronto, nella seguente tabella sono stati illustrati i dati reali di produzione dell'impianto fotovoltaico, i dati simulati di produzione dell'impianto stesso e la differenza di energia che sussiste tra questi due (Tabella 8).

Tabella 8 – Confronto tra i dati reali e simulati di produzione del fotovoltaico

| Mesi | Produzione reale del fotovoltaico [MWh] | Produzione simulata con SAM [MWh] | Δ ENERGIA [MWh] |
|---------------|---|-----------------------------------|------------------------|
| Gennaio | 12,92 | 12,86 | 0,06 |
| Febbraio | 19,11 | 14,95 | 4,16 |
| Marzo | 26,35 | 25,57 | 0,79 |
| Aprile | 38,81 | 38,86 | -0,05 |
| Maggio | 45,09 | 45,92 | -0,84 |
| Giugno | 48,77 | 51,22 | -2,46 |
| Luglio | 50,64 | 52,71 | -2,07 |
| Agosto | 47,84 | 46,28 | 1,55 |
| Settembre | 34,04 | 34,97 | -0,93 |
| Ottobre | 25,10 | 22,22 | 2,89 |
| Novembre | 14,71 | 11,91 | 2,80 |
| Dicembre | 12,52 | 9,47 | 3,06 |
| TOTALE | 375,90 | 366,93 | 8,97 |

La produzione annuale reale del fotovoltaico è di circa 376 MWh, come si vede dalla tabella precedente, mentre quella annuale simulata è di 367 MWh; pertanto, c'è una differenza di circa 9 MWh tra le due, che comporta un errore del 2,4%. Il programma, in generale, sovrastima la produzione nei mesi estivi e la sottostima nei mesi invernali (Figura 39). Infatti, la produzione reale è maggiore di quella simulata nei mesi invernali (la più grande differenza si registra a febbraio ed è pari a circa 4 MWh), mentre è minore nei mesi estivi ad esclusione di agosto (la più grande differenza si registra a giugno ed è pari a -2,5 MWh circa).

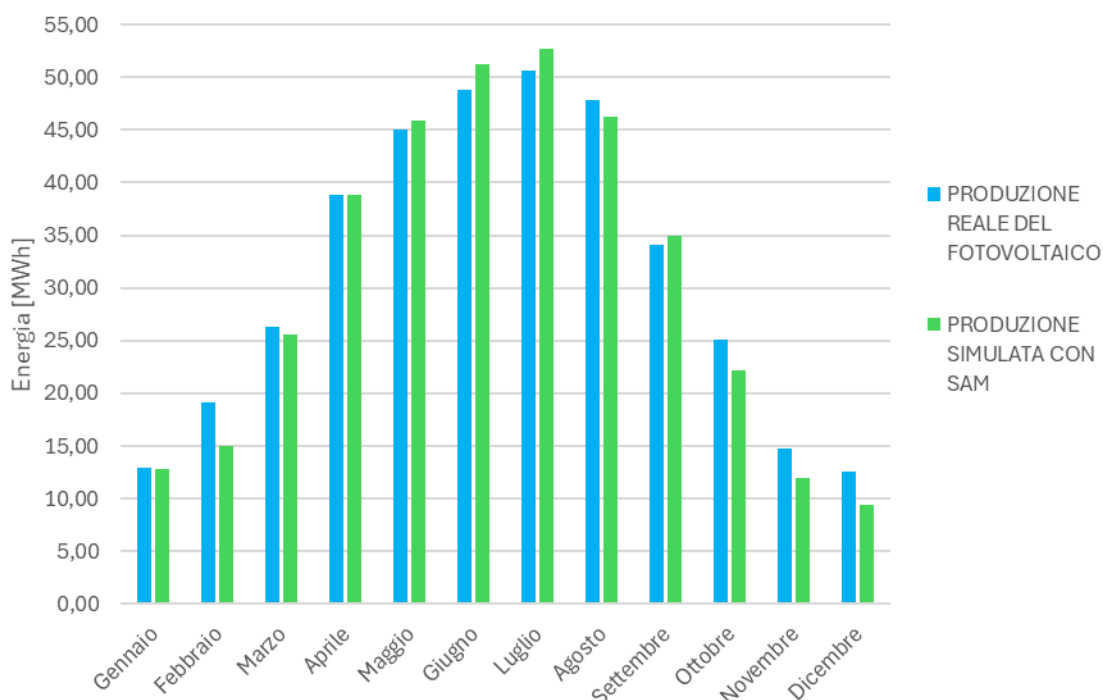


Figura 39 – Rappresentazione dei dati reali e simulati di produzione dell’impianto fotovoltaico

Essendo i risultati simulati molto simili ai dati reali si sono inseriti i dati del consumo dell’edificio nel software così da ispezionare come variassero i prelievi e le immissioni in rete. Il software, infatti, richiede i dati di consumo dell’edificio come input e, attraverso questi, calcola quanta energia viene autoconsumata, immessa in rete o prelevata. Per facilità di lettura, anche i dati di prelievo e di immissione reali, calcolati precedentemente, sono stati riscritti nella tabella seguente, in modo da poter essere paragonati con quelli simulati in modo più semplice (Tabella 9).

Tabella 9 – Immissioni e prelievi di energia elettrica simulati a confronto con quelli reali

| Mese | SIMULATI | | REALI | | DELTA | |
|---------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|
| | IMMISSIONI IN RETE SAM [MWh] | PRELIEVI DALLA RETE SAM [MWh] | IMMISSIONI IN RETE [MWh] | PRELIEVI DALLA RETE [MWh] | IMMISSIONI IN RETE [MWh] | PRELIEVI DALLA RETE [MWh] |
| Gennaio | 5,0 | 27,3 | 2,9 | 27,3 | 2,1 | 0,1 |
| Febbraio | 4,7 | 19,5 | 6,7 | 17,3 | -1,9 | 2,2 |
| Marzo | 12,6 | 15,7 | 12,4 | 14,7 | 0,2 | 1,0 |
| Aprile | 24,3 | 10,2 | 23,3 | 9,3 | 1,0 | 0,9 |
| Maggio | 27,9 | 8,5 | 26,5 | 8,0 | 1,4 | 0,6 |
| Giugno | 34,0 | 8,0 | 31,4 | 7,8 | 2,6 | 0,2 |
| Luglio | 32,0 | 10,1 | 26,2 | 9,3 | 5,8 | 0,7 |
| Agosto | 28,5 | 11,5 | 26,5 | 9,9 | 2,0 | 1,6 |
| Settembre | 19,4 | 11,6 | 17,7 | 10,8 | 1,7 | 0,8 |
| Ottobre | 12,3 | 11,2 | 13,0 | 10,6 | -0,7 | 0,7 |
| Novembre | 5,7 | 15,6 | 6,7 | 14,8 | -1,0 | 0,8 |
| Dicembre | 2,5 | 23,3 | 4,0 | 21,7 | -1,5 | 1,5 |
| TOTALE | 208,9 | 172,6 | 197,3 | 161,5 | 11,7 | 11,0 |

Come si vede in Tabella 9, i dati di prelievo e immissione simulati sono diversi da quelli reali: ciò è dovuto soprattutto al fatto che la produzione simulata differisce da quella reale per circa 9 MWh totali (Tabella 8). Inoltre, i profili di produzione giornalieri simulati dell'impianto fotovoltaico sono a volte molto diversi da quelli di produzione reale e contribuiscono ad aumentare la differenza tra i prelievi simulati e reali. In ogni caso, le immissioni e i prelievi di energia elettrica simulati sono maggiori di quelli reali rispettivamente di 12 MWh e 11 MWh circa, comportando un errore accettabile del 5,9% e del 6,8%. I dati reali e simulati sono rappresentati in Figura 40.

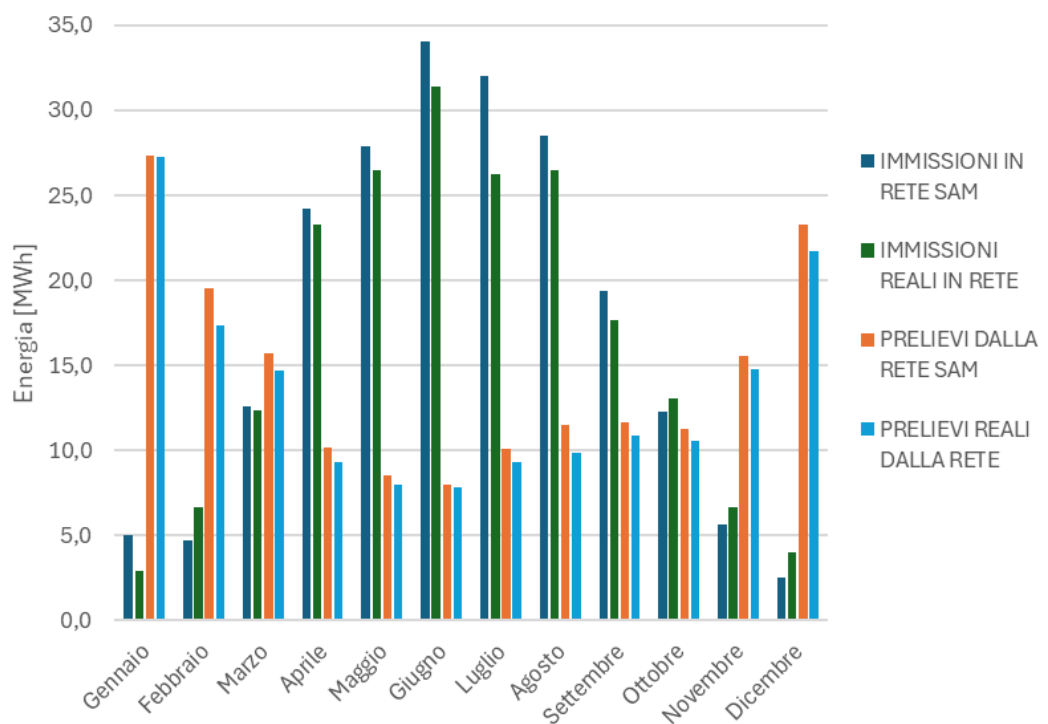


Figura 40 – Rappresentazione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reali e simulati

Capitolo 4

Analisi tecnica, economica e ambientale del BESS

Dopo aver valutato la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico, le immissioni e i prelievi dalla rete e il consumo dell'edificio, presentati nel capitolo precedente, si è eseguita la valutazione del BESS. Lo scopo dell'installazione di un sistema di accumulo dell'energia nel presente caso studio è quello di massimizzare l'autoconsumo dell'edificio L1 dell'impresa Loccioni. Il BESS da installare ha il compito di immagazzinare l'energia elettrica quando la produzione dell'impianto fotovoltaico eccede il carico dell'edificio e rilasciarla quando questa non è più sufficiente, o assente, per soddisfare la domanda energetica richiesta. Il BESS non potrà fornire servizi alla rete e la sua unica finalità sarà quella di abbassare il più possibile i prelievi di energia elettrica, aumentando quindi l'autoconsumo. Le batterie installate sono le classiche batterie a ioni litio, tipiche nelle applicazioni di accumulo energetico.

Il presente capitolo è suddiviso in cinque parti:

- Nel paragrafo §4.1 si effettua la valutazione energetica/prestazionale dove sono analizzate la potenza e l'energia del BESS più adatte per l'edificio L1. Infine, si è svolta un'analisi energetica dei BESS proposti dal fornitore;
- Nel paragrafo §4.2 si effettua la valutazione della degradazione delle batterie al variare della temperatura e della profondità di scarica;
- Nel paragrafo §4.3 si effettua la valutazione economica delle due taglie proposte dal fornitore per il BESS. In questo paragrafo, inoltre, si sceglie il BESS più idoneo per il presente caso studio;
- Nel paragrafo §4.4 si effettua la valutazione ambientale, determinando la quantità di CO₂ evitata grazie all'installazione del BESS;
- Nel paragrafo §4.5 si effettua la valutazione complessiva del BESS scelto per l'edificio L1.

4.1 Valutazione energetica/prestazionale

Inizialmente si è cercato di determinare la capacità e la potenza del sistema di accumulo che fossero in grado di aumentare il più possibile l'autoconsumo dell'edificio L1, eseguendo un'analisi puramente energetica. Prima di effettuare la valutazione si sono impostati i parametri fondamentali di partenza: la DoD ("Depth of Discharge") è stata impostata ad un massimo del 75% della capacità della batteria, il massimo stato di carica è pari al 95% della capacità e il minimo al 20%.

Il confronto tra le diverse taglie dei BESS è stato effettuato sfruttando le potenzialità di SAM: il software, infatti, permette di valutare con un'unica simulazione come variano i flussi di energia (ad esempio energia prelevata dalla rete o immessa in rete) al variare della taglia del sistema di accumulo. Per il confronto si è posta particolare attenzione alla valutazione di cinque diversi flussi di energia:

- Energia annuale esportata alla rete;
- Energia annuale importata dalla rete;
- Energia mensile che fluisce dall'impianto fotovoltaico alla batteria;
- Energia mensile che fluisce dalla batteria all'edificio;
- Energia mensile effettiva che fluisce dalla rete all'edificio (che sarebbe l'energia annuale importata dalla rete considerando piccole perdite dovute ai collegamenti elettrici dell'edificio).

4.1.1 Valutazione della potenza del BESS

Per la valutazione della taglia dell'accumulo si sono studiate le variazioni dei flussi di energia elencati precedentemente, modificando la potenza e mantenendo la capacità costante. Il confronto è stato effettuato considerando un periodo di 25 anni, con degradazioni annuali delle prestazioni dello 0,5%, sia per la produzione di energia del fotovoltaico sia per la batteria. I livelli di potenza che sono stati ispezionati sono: 25 kW, 50 kW, 75 kW e 100 kW. L'energia annuale esportata alla rete e importata dalla rete al variare della potenza installata è mostrata in Tabella 10 e in Tabella 11.

Tabella 10 – Energia annuale esportata alla rete

| Energia annuale esportata alla rete [MWh] | | | | |
|---|--------|--------|--------|---------|
| Years | 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 |
| 1 | 161,9 | 155,8 | 154,5 | 154,2 |
| 2 | 161,0 | 155,2 | 154,0 | 153,7 |
| 3 | 159,9 | 154,4 | 153,2 | 152,9 |
| 4 | 158,8 | 153,4 | 152,3 | 152,0 |
| 5 | 157,6 | 152,4 | 151,3 | 150,9 |
| 6 | 156,3 | 151,2 | 150,2 | 149,8 |
| 7 | 155,1 | 150,1 | 149,0 | 148,7 |
| 8 | 153,8 | 148,9 | 147,8 | 147,5 |
| 9 | 152,4 | 147,6 | 146,5 | 146,2 |
| 10 | 151,1 | 146,3 | 145,3 | 145,0 |
| 11 | 149,7 | 145,0 | 144,0 | 143,7 |
| 12 | 148,3 | 143,7 | 142,7 | 142,4 |
| 13 | 146,9 | 142,3 | 141,3 | 141,1 |
| 14 | 145,5 | 141,0 | 140,0 | 139,8 |
| 15 | 144,1 | 139,7 | 138,7 | 138,4 |
| 16 | 142,7 | 138,3 | 137,4 | 137,1 |
| 17 | 141,3 | 137,0 | 136,0 | 135,8 |
| 18 | 139,9 | 135,6 | 134,7 | 134,4 |
| 19 | 138,5 | 134,3 | 133,3 | 133,1 |
| 20 | 137,0 | 132,9 | 132,0 | 131,8 |
| 21 | 135,6 | 131,6 | 130,7 | 130,4 |
| 22 | 134,2 | 130,2 | 129,3 | 129,1 |
| 23 | 132,8 | 128,8 | 128,0 | 127,8 |
| 24 | 131,4 | 127,4 | 126,6 | 126,4 |
| 25 | 129,9 | 126,1 | 125,2 | 125,0 |

Tabella 11 – Energia annuale importata dalla rete

| Energia annuale importata dalla rete [MWh] | | | | |
|--|--------|--------|--------|---------|
| Years | 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 |
| 1 | 134,4 | 129,4 | 128,8 | 128,7 |
| 2 | 135,3 | 130,7 | 130,1 | 130,0 |
| 3 | 136,1 | 131,7 | 131,1 | 131,0 |
| 4 | 136,8 | 132,6 | 132,0 | 131,9 |
| 5 | 137,4 | 133,3 | 132,8 | 132,7 |
| 6 | 138,0 | 134,0 | 133,5 | 133,4 |
| 7 | 138,6 | 134,7 | 134,2 | 134,1 |
| 8 | 139,1 | 135,3 | 134,8 | 134,7 |
| 9 | 139,6 | 135,8 | 135,3 | 135,2 |
| 10 | 140,1 | 136,4 | 135,9 | 135,8 |
| 11 | 140,5 | 136,9 | 136,4 | 136,3 |
| 12 | 141,0 | 137,4 | 136,9 | 136,8 |
| 13 | 141,4 | 137,9 | 137,4 | 137,4 |
| 14 | 141,9 | 138,4 | 138,0 | 137,9 |
| 15 | 142,3 | 138,9 | 138,5 | 138,4 |
| 16 | 142,7 | 139,4 | 139,0 | 138,9 |
| 17 | 143,2 | 139,9 | 139,4 | 139,4 |
| 18 | 143,6 | 140,4 | 139,9 | 139,9 |
| 19 | 144,1 | 140,9 | 140,4 | 140,4 |
| 20 | 144,5 | 141,4 | 140,9 | 140,9 |
| 21 | 144,9 | 141,9 | 141,4 | 141,4 |
| 22 | 145,4 | 142,4 | 141,9 | 141,9 |
| 23 | 145,8 | 142,8 | 142,4 | 142,3 |
| 24 | 146,2 | 143,3 | 142,9 | 142,8 |
| 25 | 146,6 | 143,7 | 143,3 | 143,3 |

Sia l'energia annuale esportata alla rete che quella importata dalla rete diminuiscono all'aumentare della potenza, mantenendo la capacità costante. Si nota subito che, passando da un accumulo di 250 kWh e 25 kW a un altro di 250 kWh e 50 kW, sia l'energia importata che quella esportata subiscono delle variazioni significative. Aumentando ulteriormente la potenza, però, i livelli di energia subiscono variazioni molto limitate, soprattutto passando da una potenza di 75 kW a una di 100 kW. Ne possiamo concludere che la potenza di 50 kW sarà sufficiente per l'applicazione nell'edificio L1 poiché potenze maggiori porterebbero piccoli miglioramenti a fronte di un aumento di costi ingiustificato.

L'analisi delle diverse potenze è stata fatta anche su base mensile per vedere come variassero i flussi di energia dalla/alla batteria e calcolare la "round-trip efficiency". I risultati della simulazione sono mostrati in Tabella 12.

Tabella 12 – Flussi di energia mensili dal fotovoltaico alla batteria, dalla batteria all'edificio e dalla rete all'edificio

| Mesi | Energia dal fotovoltaico alla batteria [MWh] | | | | Energia dalla batteria all'edificio [MWh] | | | | Energia dalla rete all'edificio [MWh] | | | |
|------------|--|-------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|-------------|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 | 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 | 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 |
| Gennaio | 1,6 | 2,2 | 2,3 | 2,3 | 1,5 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 25,8 | 25,3 | 25,2 | 25,2 |
| Febbraio | 2,4 | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 2,1 | 2,8 | 2,9 | 2,9 | 18,4 | 17,7 | 17,6 | 17,6 |
| Marzo | 3,8 | 4,5 | 4,7 | 4,7 | 3,4 | 4,0 | 4,2 | 4,2 | 12,3 | 11,7 | 11,6 | 11,5 |
| Aprile | 5,5 | 5,9 | 6,0 | 6,0 | 5,0 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,2 | 4,9 | 4,9 | 4,9 |
| Maggio | 6,0 | 6,5 | 6,6 | 6,7 | 5,5 | 5,8 | 5,9 | 5,9 | 4,0 | 3,7 | 3,7 | 3,6 |
| Giugno | 6,0 | 6,2 | 6,3 | 6,3 | 5,5 | 5,5 | 5,6 | 5,6 | 2,5 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Luglio | 6,0 | 6,2 | 6,3 | 6,3 | 5,4 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 5,2 | 5,2 |
| Agosto | 5,8 | 6,1 | 6,2 | 6,2 | 5,2 | 5,5 | 5,5 | 5,5 | 7,3 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Settembre | 5,4 | 5,8 | 6,0 | 6,0 | 4,8 | 5,1 | 5,2 | 5,2 | 7,8 | 7,5 | 7,4 | 7,4 |
| Ottobre | 4,6 | 5,2 | 5,4 | 5,5 | 4,2 | 4,8 | 4,8 | 4,9 | 9,6 | 9,0 | 8,9 | 8,9 |
| Novembre | 2,5 | 3,3 | 3,4 | 3,4 | 2,3 | 3,0 | 3,1 | 3,1 | 14,3 | 13,6 | 13,5 | 13,5 |
| Dicembre | 1,7 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 1,6 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 21,7 | 21,4 | 21,3 | 21,3 |
| TOT | 51,1 | 57,3 | 58,5 | 58,9 | 46,4 | 51,4 | 52,0 | 52,2 | 134,3 | 129,4 | 128,7 | 128,6 |

È possibile calcolare la "round-trip efficiency" con l'Equazione (1.12) dove l'energia in entrata è quella che fluisce dall'impianto fotovoltaico alla batteria mentre l'energia in uscita è quella che fluisce dalla batteria all'edificio. Il risultato del calcolo è mostrato in Tabella 13.

Tabella 13 – Calcolo della round-trip efficiency

| Round-trip efficiency | | | |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|
| 250/25 | 250/50 | 250/75 | 250/100 |
| 0,91 | 0,90 | 0,89 | 0,89 |

Per il sistema di accumulo con potenza minore la “round-trip efficiency” assume valori più elevati rispetto a potenze maggiori, anche se la variazione è molto limitata.

4.1.2 Valutazione della capacità del BESS

Avendo calcolato la potenza più adeguata, è stata modificata la capacità dell'accumulo per vedere come variassero i flussi di energia elencati nel paragrafo §4.1. Si è partiti quindi da una capacità di 50 kWh per arrivare a 500 kWh e sono state esaminate tutte le capacità comprese tra queste, con variazioni di 50 kWh una dall'altra. La potenza considerata per tutte le diverse taglie è stata di 50 kW, ad eccezione del BESS con capacità minore (50 kWh) in cui la potenza è di 25 kW.

L'energia esportata e prelevata dalla rete al variare della capacità è mostrata in Tabella 14 e in Tabella 15.

Tabella 14 – Energia elettrica annuale esportata alla rete

| Anno | Energia annuale esportata alla rete [MWh] | | | | | | | | | |
|------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| 1 | 197,3 | 186,2 | 175,6 | 165,3 | 155,8 | 147,3 | 140,0 | 134,9 | 131,1 | 129,0 |
| 2 | 195,9 | 185,0 | 174,7 | 164,6 | 155,2 | 146,7 | 139,4 | 134,2 | 130,2 | 127,8 |
| 3 | 194,5 | 183,6 | 173,6 | 163,7 | 154,4 | 145,9 | 138,5 | 133,2 | 129,2 | 126,6 |
| 4 | 193,1 | 182,2 | 172,4 | 162,6 | 153,4 | 145,1 | 137,6 | 132,2 | 128,2 | 125,3 |
| 5 | 191,6 | 180,8 | 171,2 | 161,5 | 152,4 | 144,0 | 136,6 | 131,2 | 127,0 | 124,1 |
| 6 | 190,1 | 179,4 | 169,9 | 160,3 | 151,2 | 142,9 | 135,5 | 130,0 | 125,8 | 122,8 |
| 7 | 188,5 | 178,0 | 168,6 | 159,1 | 150,1 | 141,8 | 134,4 | 128,9 | 124,7 | 121,6 |
| 8 | 187,0 | 176,5 | 167,2 | 157,8 | 148,9 | 140,6 | 133,2 | 127,7 | 123,4 | 120,2 |
| 9 | 185,5 | 175,1 | 165,8 | 156,4 | 147,6 | 139,4 | 132,0 | 126,4 | 122,1 | 118,9 |
| 10 | 183,9 | 173,6 | 164,4 | 155,1 | 146,3 | 138,2 | 130,7 | 125,1 | 120,8 | 117,6 |
| 11 | 182,4 | 172,2 | 162,9 | 153,7 | 145,0 | 136,9 | 129,5 | 123,8 | 119,5 | 116,2 |
| 12 | 180,8 | 170,7 | 161,5 | 152,3 | 143,7 | 135,6 | 128,2 | 122,5 | 118,1 | 114,9 |
| 13 | 179,3 | 169,2 | 160,1 | 150,9 | 142,3 | 134,3 | 126,9 | 121,2 | 116,8 | 113,5 |
| 14 | 177,7 | 167,8 | 158,6 | 149,6 | 141,0 | 133,0 | 125,6 | 119,9 | 115,5 | 112,1 |
| 15 | 176,2 | 166,3 | 157,2 | 148,2 | 139,7 | 131,7 | 124,4 | 118,6 | 114,1 | 110,8 |
| 16 | 174,6 | 164,9 | 155,8 | 146,8 | 138,3 | 130,4 | 123,1 | 117,3 | 112,8 | 109,4 |
| 17 | 173,1 | 163,4 | 154,3 | 145,4 | 137,0 | 129,1 | 121,7 | 115,9 | 111,4 | 108,0 |
| 18 | 171,6 | 162,0 | 152,9 | 144,0 | 135,6 | 127,8 | 120,5 | 114,6 | 110,1 | 106,7 |
| 19 | 170,0 | 160,5 | 151,4 | 142,6 | 134,3 | 126,4 | 119,2 | 113,3 | 108,8 | 105,3 |
| 20 | 168,5 | 159,0 | 150,0 | 141,2 | 132,9 | 125,1 | 117,9 | 112,0 | 107,4 | 104,0 |
| 21 | 166,9 | 157,6 | 148,5 | 139,8 | 131,6 | 123,8 | 116,5 | 110,7 | 106,1 | 102,6 |
| 22 | 165,4 | 156,1 | 147,1 | 138,4 | 130,2 | 122,5 | 115,3 | 109,4 | 104,7 | 101,3 |
| 23 | 163,9 | 154,7 | 145,7 | 137,0 | 128,8 | 121,2 | 113,9 | 108,0 | 103,3 | 99,9 |
| 24 | 162,3 | 153,2 | 144,2 | 135,6 | 127,4 | 119,8 | 112,6 | 106,7 | 102,0 | 98,5 |
| 25 | 160,8 | 151,8 | 142,7 | 134,2 | 126,1 | 118,5 | 111,2 | 105,3 | 100,6 | 97,2 |

Tabella 15 – Energia elettrica annuale importata dalla rete

| Anno | Energia annuale importata dalla rete [MWh] | | | | | | | | | |
|------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| 1 | 163,0 | 154,2 | 145,7 | 137,5 | 129,4 | 121,5 | 114,8 | 110,0 | 106,4 | 104,4 |
| 2 | 163,5 | 154,9 | 146,7 | 138,7 | 130,7 | 122,9 | 116,0 | 111,1 | 107,4 | 105,1 |
| 3 | 163,9 | 155,5 | 147,4 | 139,5 | 131,7 | 123,9 | 117,0 | 112,0 | 108,2 | 105,7 |
| 4 | 164,2 | 156,0 | 148,0 | 140,3 | 132,6 | 124,8 | 117,9 | 112,8 | 109,0 | 106,3 |
| 5 | 164,6 | 156,5 | 148,6 | 141,0 | 133,3 | 125,6 | 118,7 | 113,6 | 109,7 | 106,9 |
| 6 | 164,9 | 156,9 | 149,1 | 141,6 | 134,0 | 126,3 | 119,4 | 114,3 | 110,3 | 107,5 |
| 7 | 165,2 | 157,3 | 149,6 | 142,2 | 134,7 | 127,0 | 120,1 | 115,0 | 111,0 | 108,1 |
| 8 | 165,5 | 157,7 | 150,1 | 142,7 | 135,3 | 127,7 | 120,7 | 115,6 | 111,6 | 108,6 |
| 9 | 165,8 | 158,0 | 150,5 | 143,2 | 135,8 | 128,3 | 121,3 | 116,1 | 112,1 | 109,1 |
| 10 | 166,1 | 158,4 | 151,0 | 143,7 | 136,4 | 128,8 | 121,9 | 116,7 | 112,7 | 109,6 |
| 11 | 166,3 | 158,7 | 151,4 | 144,1 | 136,9 | 129,4 | 122,5 | 117,2 | 113,2 | 110,1 |
| 12 | 166,6 | 159,1 | 151,8 | 144,6 | 137,4 | 129,9 | 123,1 | 117,8 | 113,7 | 110,6 |
| 13 | 166,9 | 159,4 | 152,2 | 145,1 | 137,9 | 130,5 | 123,6 | 118,3 | 114,2 | 111,0 |
| 14 | 167,2 | 159,8 | 152,6 | 145,5 | 138,4 | 131,0 | 124,2 | 118,8 | 114,7 | 111,5 |
| 15 | 167,5 | 160,1 | 153,0 | 146,0 | 138,9 | 131,6 | 124,7 | 119,3 | 115,2 | 112,0 |
| 16 | 167,8 | 160,5 | 153,4 | 146,4 | 139,4 | 132,1 | 125,2 | 119,9 | 115,7 | 112,5 |
| 17 | 168,1 | 160,8 | 153,8 | 146,8 | 139,9 | 132,6 | 125,8 | 120,4 | 116,1 | 113,0 |
| 18 | 168,3 | 161,1 | 154,1 | 147,3 | 140,4 | 133,1 | 126,3 | 120,9 | 116,6 | 113,4 |
| 19 | 168,6 | 161,5 | 154,5 | 147,7 | 140,9 | 133,6 | 126,9 | 121,4 | 117,1 | 113,9 |
| 20 | 168,9 | 161,8 | 154,9 | 148,2 | 141,4 | 134,2 | 127,4 | 121,9 | 117,6 | 114,4 |
| 21 | 169,2 | 162,2 | 155,3 | 148,6 | 141,9 | 134,7 | 127,9 | 122,5 | 118,1 | 114,9 |
| 22 | 169,5 | 162,5 | 155,7 | 149,1 | 142,4 | 135,2 | 128,5 | 123,0 | 118,6 | 115,4 |
| 23 | 169,8 | 162,8 | 156,1 | 149,5 | 142,8 | 135,7 | 129,0 | 123,5 | 119,1 | 115,9 |
| 24 | 170,1 | 163,2 | 156,5 | 149,9 | 143,3 | 136,2 | 129,5 | 124,0 | 119,6 | 116,3 |
| 25 | 170,4 | 163,5 | 156,9 | 150,3 | 143,7 | 136,7 | 130,0 | 124,5 | 120,1 | 116,8 |

Sia l'energia elettrica esportata alla rete, che quella importata dalla rete, diminuiscono all'aumentare della capacità poiché aumenta l'autoconsumo. Per una maggior chiarezza, entrambe sono state raffigurate in Figura 41.

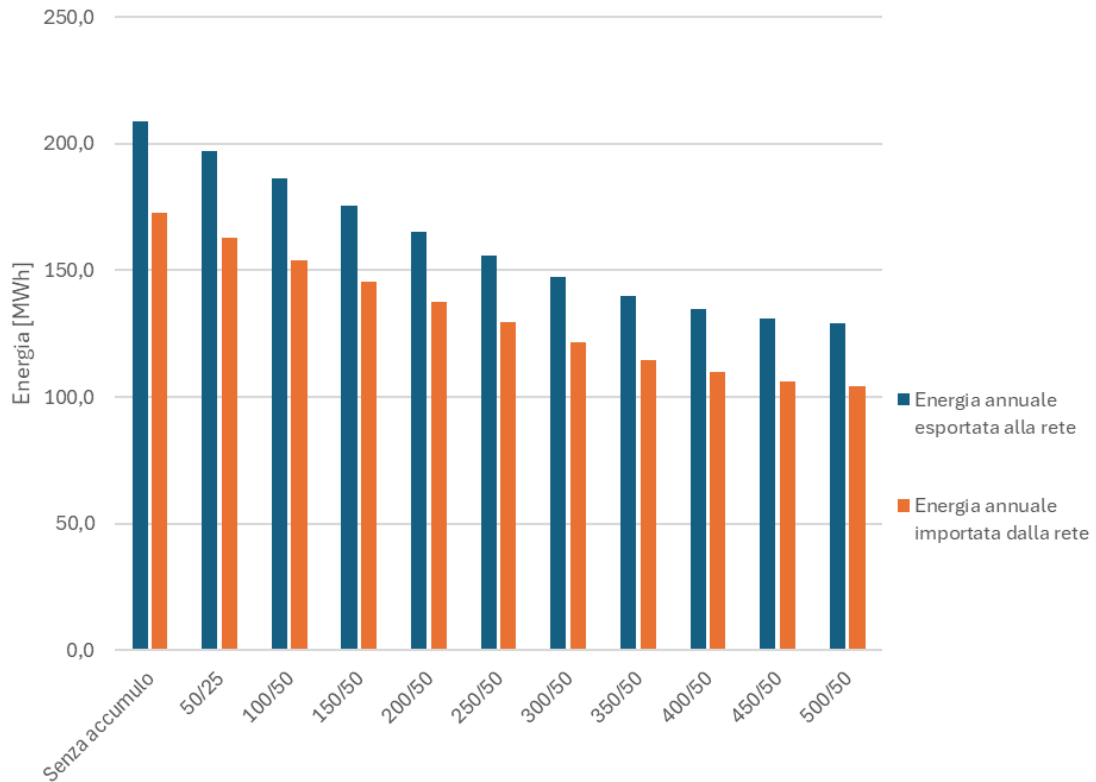


Figura 41 – Rappresentazione dell’energia annuale esportata e importata dalla rete al variare della capacità dell’accumulo

Successivamente si è svolta l’analisi dei flussi mensili di energia dalla/alla batteria per analizzare come questi variassero durante l’arco dell’anno e per calcolare la “round-trip efficiency”. I risultati delle valutazioni riguardanti l’energia che fluisce dall’impianto fotovoltaico alla batteria, dalla batteria al carico e dalla rete al carico sono mostrati rispettivamente in Tabella 16, Tabella 17 e Tabella 18.

Tabella 16 – Energia che passa dall’impianto fotovoltaico alla batteria in fase di carica

| Mesi | Energia dal fotovoltaico alla batteria [MWh] | | | | | | | | | |
|------------|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| Gennaio | 0,7 | 1,1 | 1,5 | 1,8 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| Febbraio | 0,7 | 1,4 | 2,0 | 2,5 | 2,9 | 3,2 | 3,5 | 3,6 | 3,7 | 3,8 |
| Marzo | 1,0 | 1,9 | 2,7 | 3,5 | 4,2 | 4,7 | 5,2 | 5,7 | 6,0 | 6,2 |
| Aprile | 1,0 | 2,1 | 3,2 | 4,4 | 5,5 | 6,6 | 7,6 | 8,2 | 8,8 | 9,0 |
| Maggio | 1,3 | 2,4 | 3,6 | 4,9 | 6,0 | 7,0 | 7,8 | 8,2 | 8,5 | 8,6 |
| Giugno | 1,2 | 2,3 | 3,4 | 4,6 | 5,7 | 6,7 | 7,3 | 7,5 | 7,7 | 7,8 |
| Luglio | 1,1 | 2,2 | 3,4 | 4,6 | 5,8 | 6,9 | 7,9 | 8,6 | 9,1 | 9,3 |
| Agosto | 1,1 | 2,2 | 3,4 | 4,5 | 5,7 | 6,8 | 7,8 | 8,6 | 9,3 | 9,7 |
| Settembre | 1,1 | 2,2 | 3,3 | 4,4 | 5,4 | 6,4 | 7,4 | 8,3 | 9,0 | 9,5 |
| Ottobre | 1,1 | 2,1 | 3,1 | 4,0 | 4,9 | 5,6 | 6,3 | 6,9 | 7,3 | 7,5 |
| Novembre | 0,7 | 1,4 | 2,0 | 2,6 | 3,1 | 3,5 | 3,7 | 3,9 | 3,9 | 4,0 |
| Dicembre | 0,7 | 1,3 | 1,6 | 1,8 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| TOT | 11,6 | 22,7 | 33,3 | 43,6 | 53,1 | 61,6 | 68,9 | 74,0 | 77,8 | 79,9 |

Tabella 17 – Energia che passa dalla batteria all'edificio in fase di scarica

| Mesi | Energia dalla batteria all'edificio [MWh] | | | | | | | | | |
|------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| Gennaio | 0,6 | 1,0 | 1,3 | 1,7 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,3 |
| Febbraio | 0,6 | 1,2 | 1,8 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 3,1 | 3,3 | 3,3 | 3,4 |
| Marzo | 0,8 | 1,7 | 2,4 | 3,1 | 3,7 | 4,2 | 4,7 | 5,1 | 5,4 | 5,5 |
| Aprile | 0,9 | 1,8 | 2,8 | 3,9 | 4,9 | 6,0 | 6,8 | 7,4 | 7,9 | 8,2 |
| Maggio | 1,1 | 2,1 | 3,2 | 4,3 | 5,4 | 6,4 | 7,1 | 7,4 | 7,7 | 7,8 |
| Giugno | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,1 | 5,1 | 6,0 | 6,6 | 6,8 | 7,0 | 7,1 |
| Luglio | 0,9 | 1,9 | 3,0 | 4,1 | 5,2 | 6,2 | 7,0 | 7,7 | 8,1 | 8,3 |
| Agosto | 1,0 | 1,9 | 3,0 | 4,0 | 5,1 | 6,1 | 7,0 | 7,8 | 8,4 | 8,8 |
| Settembre | 0,9 | 1,9 | 2,9 | 3,9 | 4,8 | 5,7 | 6,6 | 7,4 | 8,1 | 8,6 |
| Ottobre | 0,9 | 1,9 | 2,7 | 3,6 | 4,4 | 5,1 | 5,8 | 6,3 | 6,7 | 6,9 |
| Novembre | 0,6 | 1,2 | 1,8 | 2,3 | 2,8 | 3,2 | 3,5 | 3,6 | 3,7 | 3,8 |
| Dicembre | 0,6 | 1,1 | 1,4 | 1,6 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| TOT | 10,0 | 19,7 | 29,3 | 38,8 | 47,7 | 55,6 | 62,3 | 67,1 | 70,7 | 72,7 |

Tabella 18 – Energia che passa dalla rete all'edificio

| Mesi | Energia dalla rete all'edificio [MWh] | | | | | | | | | |
|------------|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| Gennaio | 25,7 | 25,6 | 25,5 | 25,4 | 25,3 | 25,1 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| Febbraio | 19,1 | 18,7 | 18,3 | 18,0 | 17,7 | 17,5 | 17,2 | 17,1 | 17,0 | 16,9 |
| Marzo | 14,2 | 13,5 | 12,8 | 12,2 | 11,7 | 11,2 | 10,7 | 10,3 | 10,0 | 9,9 |
| Aprile | 8,8 | 7,9 | 6,9 | 5,9 | 4,9 | 3,8 | 2,9 | 2,3 | 1,8 | 1,6 |
| Maggio | 8,0 | 6,9 | 5,8 | 4,8 | 3,7 | 2,7 | 2,0 | 1,6 | 1,4 | 1,3 |
| Giugno | 6,6 | 5,6 | 4,5 | 3,5 | 2,4 | 1,6 | 1,0 | 0,7 | 0,6 | 0,5 |
| Luglio | 9,3 | 8,4 | 7,3 | 6,3 | 5,2 | 4,2 | 3,3 | 2,7 | 2,2 | 2,0 |
| Agosto | 10,9 | 10,0 | 9,0 | 8,0 | 7,0 | 6,0 | 5,0 | 4,3 | 3,6 | 3,2 |
| Settembre | 11,1 | 10,2 | 9,3 | 8,4 | 7,5 | 6,6 | 5,7 | 4,8 | 4,1 | 3,6 |
| Ottobre | 12,2 | 11,3 | 10,5 | 9,8 | 9,0 | 8,3 | 7,6 | 7,1 | 6,7 | 6,5 |
| Novembre | 15,3 | 14,8 | 14,4 | 14,0 | 13,6 | 13,2 | 12,9 | 12,7 | 12,7 | 12,6 |
| Dicembre | 21,7 | 21,5 | 21,4 | 21,4 | 21,4 | 21,3 | 21,2 | 21,2 | 21,2 | 21,2 |
| TOT | 163,0 | 154,2 | 145,7 | 137,5 | 129,4 | 121,4 | 114,7 | 109,9 | 106,3 | 104,3 |

L'andamento dell'energia che fluisce dall'impianto fotovoltaico alla batteria in fase di carica è stato rappresentato in Figura 42.

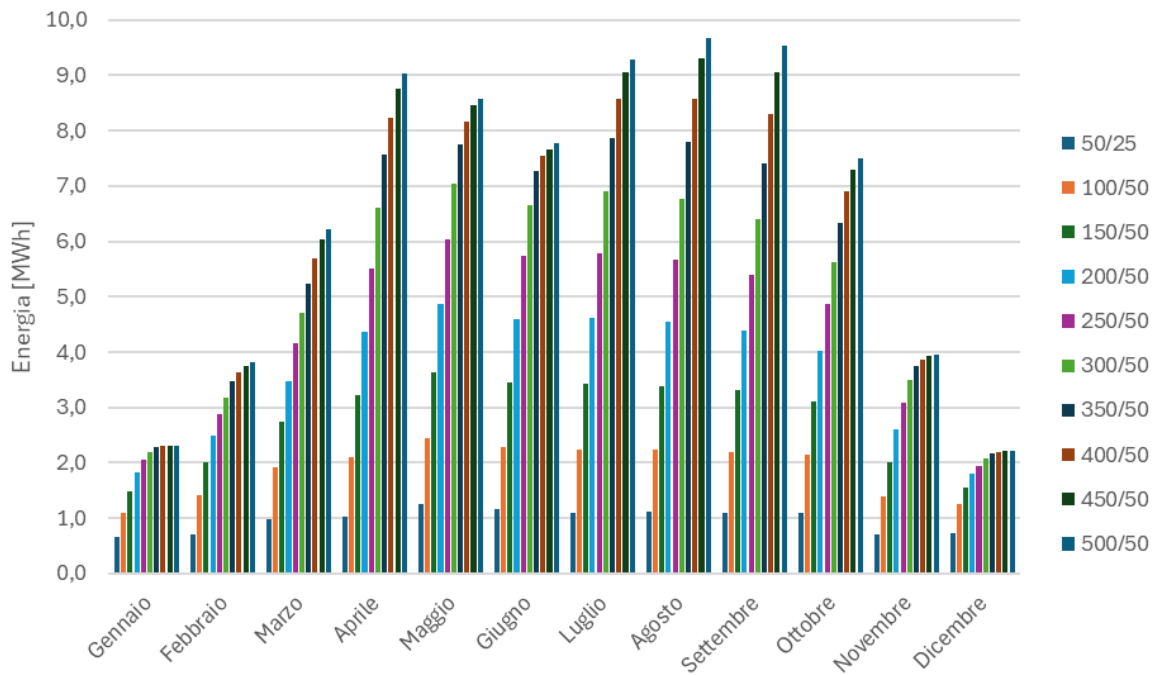


Figura 42 – Rappresentazione dell’energia che passa dall’impianto fotovoltaico alla batteria in fase di carica durante il corso dell’anno al variare della capacità

È possibile calcolare la “round-trip efficiency” mediante l’Equazione (1.12) dove l’energia in entrata è quella che fluisce dall’impianto fotovoltaico alla batteria, mentre l’energia in uscita è quella che fluisce dalla batteria all’edificio. I risultati ottenuti sono mostrati in Tabella 19.

Tabella 19 – Calcolo della round-trip efficiency

| Round-trip efficiency | | | | | | | | | |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 50/25 | 100/50 | 150/50 | 200/50 | 250/50 | 300/50 | 350/50 | 400/50 | 450/50 | 500/50 |
| 0,86 | 0,87 | 0,88 | 0,89 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,91 | 0,91 | 0,91 |

L’analisi effettuata mostra come variano i flussi di energia al variare della capacità ma non permette di effettuare facilmente la scelta del sistema di accumulo più idoneo. Per scegliere la capacità più opportuna è necessario seguire un altro procedimento che necessita della conoscenza dell’energia rilasciata dalla batteria e del numero di cicli di carica/scarica totali. In Tabella 17 è stata riportata l’energia effettiva che fluisce dal sistema di accumulo all’edificio nella fase di scarica, durante tutto l’anno. Il numero di cicli completi di carica e scarica che le batterie possono effettuare si calcola mediante l’Equazione (4.1):

$$n^{\circ} \text{ cicli} = \frac{E_{st}}{C} \quad (4.1)$$

dove: E_{st} è l'energia stoccata dall'accumulo nel corso di tutto l'anno [kWh] mentre C è la capacità dell'accumulo stesso [kWh].

I risultati ottenuti per i sistemi di accumulo di diversa taglia sono mostrati in Tabella 20.

Tabella 20 – Energia stoccata e numero di cicli per i diversi sistemi di accumulo

| Capacità [kWh] | Potenza [kW] | Energia stoccata [MWh] | Numero di cicli completi |
|----------------|--------------|------------------------|--------------------------|
| 50 | 25 | 10,0 | 200,1 |
| 100 | 50 | 19,7 | 196,5 |
| 150 | 50 | 29,3 | 195,7 |
| 200 | 50 | 38,8 | 194,0 |
| 250 | 50 | 47,7 | 190,6 |
| 300 | 50 | 55,6 | 185,3 |
| 350 | 50 | 62,3 | 178,0 |
| 400 | 50 | 67,1 | 167,7 |
| 450 | 50 | 70,7 | 157,1 |
| 500 | 50 | 72,7 | 145,4 |

All'aumentare della capacità, il sistema d'accumulo svolgerà sempre meno cicli completi e immagazzinerà sempre più energia. Si è costruita quindi la curva dell'energia stoccata in funzione della capacità, poiché da essa si può effettuare la scelta del sistema di accumulo più adeguato all'edificio L1 (Figura 43).

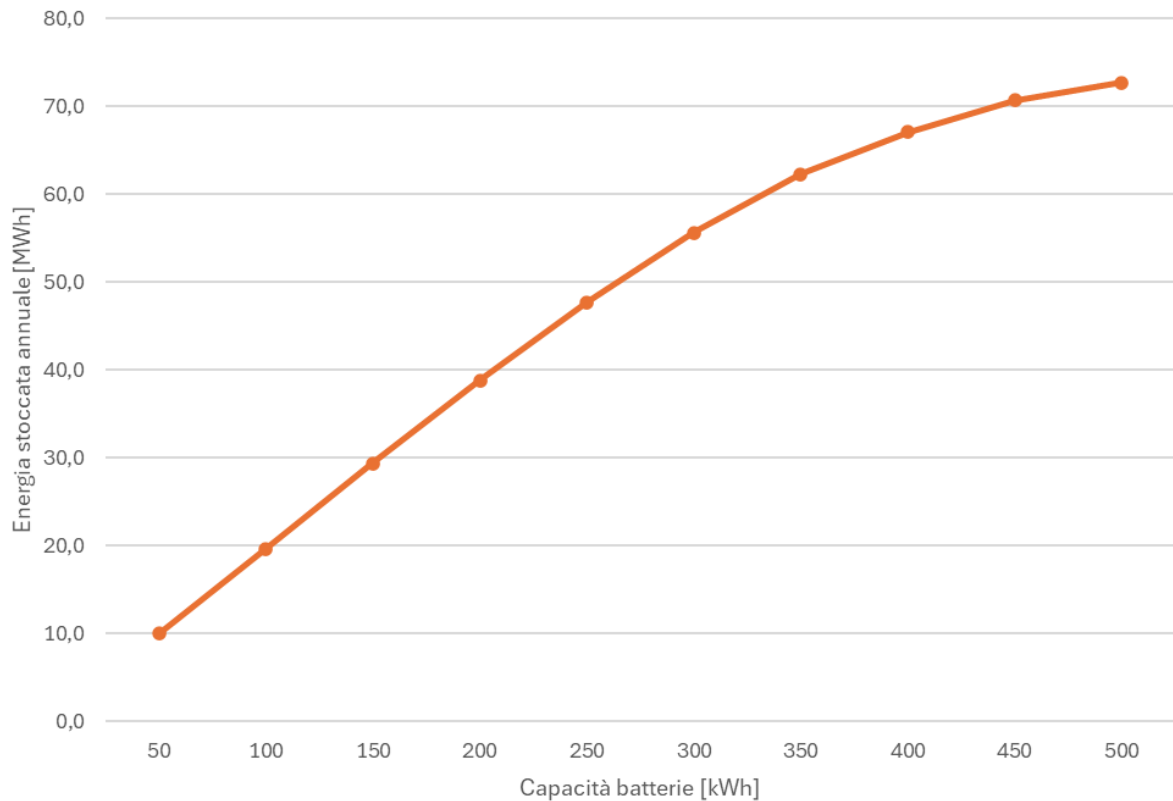


Figura 43 – Rappresentazione dell'energia stoccata in funzione della capacità

Come si nota dalla Figura 43, l'energia stoccata nel primo tratto è crescente quasi linearmente con la capacità ma poi, ad un certo punto, inizia ad appiattirsi per formare un plateau: il punto dove si perde la proporzionalità lineare indica la taglia ottimale del sistema di accumulo. Nel grafico precedente questo punto può essere individuato per capacità di circa 350 kWh, poiché in quella zona la curva inizia ad appiattirsi. La Figura 44 mostra la curva con sovrapposta la retta che minimizza le distanze da quest'ultima per l'accumulo da 350 kWh, calcolata attraverso il metodo di regressione dei minimi quadrati.

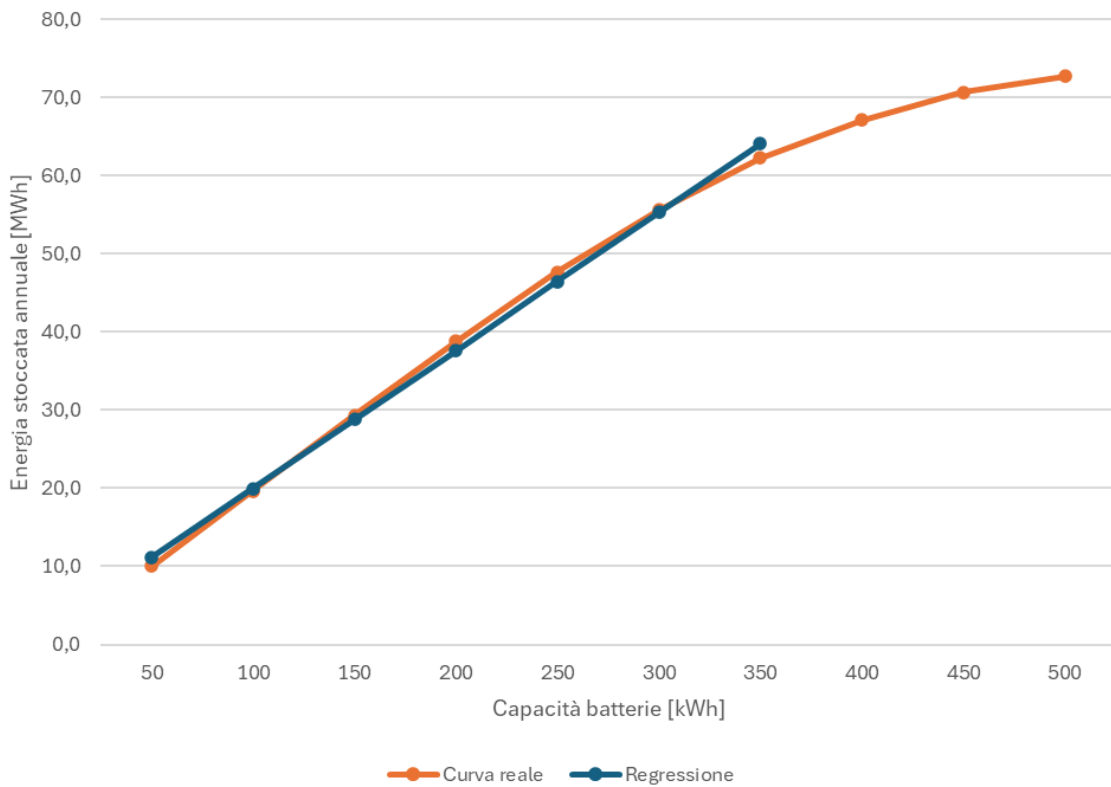


Figura 44 – Rappresentazione della curva energia stoccata-capacità e della retta che minimizza le distanze da essa per un sistema di accumulo da 350 kWh di capacità

L'accumulo con 350 kWh di capacità risulterà quindi essere conveniente dal punto di vista energetico/prestazionale. Andando oltre questa capacità, verso i 400 kWh, la curva inizia ad appiattirsi sempre di più per poi diventare quasi costante (verso i 500 kWh).

4.1.3 Valutazione delle taglie proposte dal fornitore

Dall'analisi energetica, il sistema di accumulo più adatto per l'edificio L1 è risultato quello da 50 kW di potenza e 350 kWh di capacità. Si è effettuata una ricerca sul mercato per individuare i BESS che si avvicinassero di più alla potenza e alla capacità richiesta. Le due taglie individuate, e successivamente analizzate, sono:

- 186 kWh di capacità e 100 kW di potenza;
- 372 kWh di capacità e 100 kW di potenza.

È stata valutata l'energia in eccesso dell'impianto fotovoltaico che carica il sistema di accumulo e quella che è scaricata da esso: il procedimento è stato applicato per entrambe le tagli proposte. Attraverso molteplici calcoli si è giunti ai risultati mostrati in Tabella 21.

Tabella 21 – Energia mensile caricata e scaricata dalla batteria durante il periodo considerato

| Mesi | 186 kWh / 100 kW | | 372 kWh / 100 kW | |
|------------|--------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| | Energia che carica la batteria [MWh] | Energia che scarica la batteria [MWh] | Energia che carica la batteria [MWh] | Energia che scarica la batteria [MWh] |
| Gennaio | 1,91 | 1,75 | 2,68 | 2,53 |
| Febbraio | 2,70 | 2,38 | 4,08 | 3,68 |
| Marzo | 3,78 | 3,31 | 6,25 | 5,51 |
| Aprile | 4,50 | 3,93 | 8,69 | 7,76 |
| Maggio | 5,06 | 4,41 | 8,82 | 7,97 |
| Giugno | 4,77 | 4,17 | 8,02 | 7,16 |
| Luglio | 4,79 | 4,16 | 8,86 | 7,90 |
| Agosto | 4,70 | 4,09 | 8,91 | 7,92 |
| Settembre | 4,59 | 3,98 | 8,61 | 7,54 |
| Ottobre | 4,33 | 3,80 | 7,34 | 6,64 |
| Novembre | 2,73 | 2,40 | 4,45 | 4,09 |
| Dicembre | 1,94 | 1,74 | 2,44 | 2,21 |
| TOT | 45,80 | 40,12 | 79,14 | 70,91 |

L'energia che fluisce dall'impianto fotovoltaico alla batteria e quella che fluisce dalla batteria al carico sono diverse in quanto durante la fase di carica, stoccaggio e scarica si manifestano delle perdite. Il parametro "round-trip efficiency" quantifica tutte le perdite che si manifestano durante le tre fasi ed esprime l'efficienza complessiva del sistema di accumulo. Le "round-trip efficiency" per il BESS da 186 kWh/100 kW e da 372 kWh/100 kW sono rispettivamente dell'88% e del 90%. Come si evince da Tabella 21, l'energia effettiva che è scaricata dal BESS da 186 kWh/100 kW è circa 40 MWh, mentre per il BESS da 372 kWh/100 kW è circa 71 MWh. Ciò significa che grazie all'installazione dell'accumulo l'edificio preleverà una minor quantità di energia pari a 40 MWh e 71 MWh, a seconda del BESS installato. La valutazione economica al paragrafo §4.3 permetterà di valutare il BESS più adatto; prima di essa, però, deve essere valutata la degradazione delle batterie per quantificare la loro vita utile e, successivamente, il conseguente ricavo economico.

4.2 Valutazione della degradazione delle batterie

La degradazione delle batterie è stata valutata mediante SAM poiché il programma riesce a calcolarla in base alla DoD e alla temperatura. Il procedimento che è stato utilizzato per il calcolo è descritto in [70]. Il C-rate è spesso considerato nella valutazione della degradazione delle batterie; in questa trattazione, però, la sua influenza non è stata studiata dato che il C-rate massimo è limitato a 0,5, quindi assume valori massimi molto bassi. Tabella 22 mostra i valori percentuali dello SoH al variare della profondità di scarica (DoD). I dati sono stati ottenuti da SAM mettendo in input i valori presi dalla scheda tecnica delle batterie. Il fine vita utile della batteria si raggiunge per valori pari all'80% della capacità nominale: oltre tale soglia la batteria deve essere sostituita e non è più utilizzabile. I valori inferiori all'80% della capacità nominale non sono stati inseriti nelle tabelle.

Tabella 22 – Valori dello SoH in funzione al numero di cicli per diversi valori della DoD

| Numero di cicli | SoH | | | |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| | 40% | 60% | 75% | 100% |
| 0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 500 | 97,3 | 96,0 | 95,7 | 95,0 |
| 1000 | 96,0 | 94,3 | 93,7 | 91,3 |
| 1500 | 92,5 | 91,6 | 90,4 | 88,9 |
| 2000 | 91,0 | 90,5 | 88,2 | 85,8 |
| 2500 | 90,0 | 89,0 | 85,8 | 82,8 |
| 3000 | 88,5 | 87,4 | 84,1 | 81,6 |
| 3500 | 86,9 | 85,0 | 82,3 | 80,2 |
| 4000 | 86,0 | 84,3 | 81,6 | / |
| 4500 | 85,3 | 84,1 | 80,4 | / |
| 5000 | 84,6 | 83,2 | / | / |

Come ci si aspettava, lo SoH diminuisce all'aumentare del numero di cicli poiché la capacità della batteria diminuisce. Per valori di DoD più elevati la degradazione è maggiore; infatti, per valori di DoD pari al 100% la batteria riesce a fare circa 3500 cicli. Nel presente caso studio la DoD è stata limitata a valori massimi del 75%, quindi la batteria riuscirà a fare più di 4500 cicli, prima di dover essere sostituita. Tale risultato era prevedibile in quanto dalla scheda tecnica si prevedevano valori del numero di cicli molto elevati. Per valori di DoD del 60% e del 40% la batteria riuscirà a operare più di 5000 cicli. I dati di Tabella 22 sono stati rappresentati in Figura 45.

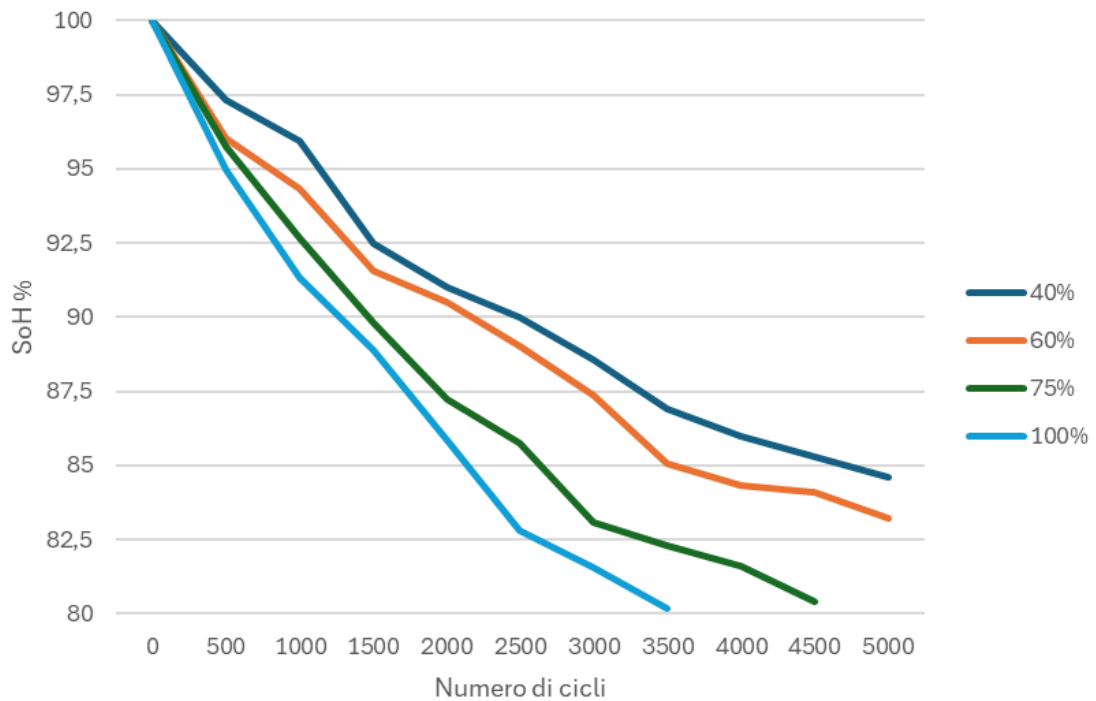


Figura 45 – Rappresentazione grafica dello SoH in funzione del numero di cicli per diversi valori della DoD

Oltre alla DoD, lo SoH è influenzato notevolmente anche dalla temperatura. Infatti, all’aumentare della temperatura, la durata della batteria diminuisce. Si è svolta la simulazione in SAM per temperature di 20°C, 25°C, 30°C, 35°C che hanno portato ai risultati mostrati in Tabella 23.

Tabella 23 – Valori dello SoH in funzione al numero di cicli per diversi valori della temperatura

| Numero di cicli | SoH | | | |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| | 20°C | 25°C | 30°C | 35°C |
| 0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 500 | 99,1 | 98,9 | 98,6 | 98,3 |
| 1000 | 98,0 | 97,5 | 96,7 | 95,8 |
| 1500 | 96,3 | 95,8 | 94,6 | 92,2 |
| 2000 | 94,1 | 93,5 | 92,1 | 87,8 |
| 2500 | 91,7 | 90,9 | 89,2 | 82,3 |
| 3000 | 89,0 | 87,9 | 85,2 | / |
| 3500 | 86,1 | 84,3 | 80,3 | / |
| 4000 | 83,1 | 80,4 | / | / |
| 4500 | 80,0 | / | / | / |
| 5000 | / | / | / | / |

La batteria ispezionata riesce a fare circa 4500 cicli quando si trova a una temperatura fissa di 20 °C. La stessa batteria, all'aumentare della temperatura, durerà molto di meno: se la batteria è sottoposta a una temperatura di 25°C, riuscirà a fare poco più di 4000 cicli mentre per temperature di 30°C e 35°C ne farà rispettivamente 3500 e 2500 circa. Si nota, dunque, che la batteria sottoposta ad una temperatura di 35 °C avrà una vita utile poco più che dimezzata rispetto a quella che lavora a 20°C. I risultati prodotti dall'analisi dell'influenza della temperatura sono stati graficati in Figura 46.

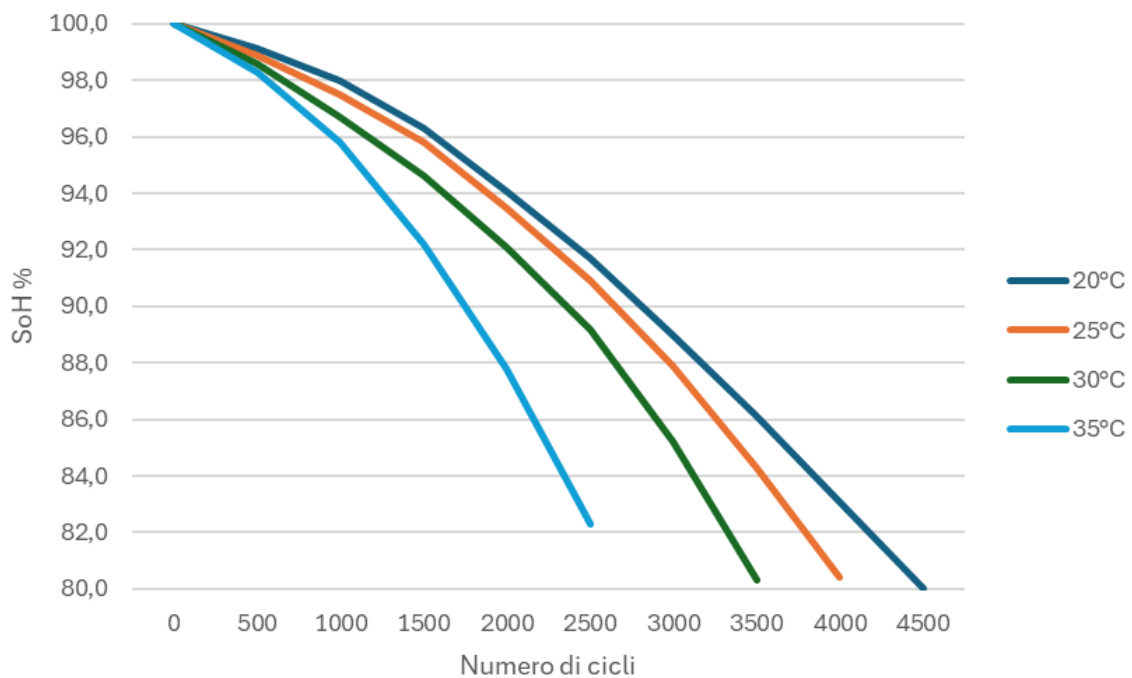


Figura 46 – Rappresentazione grafica dello SoH in funzione del numero di cicli per diversi valori della temperatura

Il BESS esaminato, in ogni caso, è fornito di un sistema HVAC che permette di mantenere la temperatura ad un valore di circa 20°C, indipendentemente dalla temperatura esterna. Per determinare esattamente la durata della batteria dovrebbe essere fatta una analisi che considera tutti i molteplici fattori che influenzano la sua vita utile. In prima approssimazione, però, l'analisi effettuata consente di affermare che la batteria riuscirà a fare sicuramente più di 4000 cicli, dato che la temperatura è mantenuta nel range ottimale, il C-rate è molto basso e la DoD è contenuta. Utilizzando nuovamente l'Equazione (4.1), si trova il numero di cicli che le due taglie ipotizzate dal fornitore svolgono durante l'anno (Tabella 24).

Tabella 24 – Determinazione del numero di cicli annuali svolti dai BESS

| Capacità [kWh] | Potenza [kW] | Energia stoccata [MWh] | Numero di cicli completi |
|----------------|--------------|------------------------|--------------------------|
| 186 | 100 | 40,12 | 215,7 |
| 372 | 100 | 70,91 | 190,6 |

Prendendo 4000 come valore di riferimento del numero di cicli, si trova la durata della vita utile della batteria con l’Equazione (4.2):

$$V_u = \frac{n^\circ \text{ cicli } TOT}{n^\circ \text{ cicli}} \tag{4.2}$$

dove: V_u è la durata della vita utile della batteria [anni], $n^\circ \text{ cicli } TOT$ è il numero di cicli totali che la batteria svolge durante tutta la sua vita utile [cicli] e $n^\circ \text{ cicli}$ è il numero di cicli che la batteria svolge in un anno $[\frac{\text{cicli}}{\text{anno}}]$.

Applicando l’Equazione (4.2) si trova che la vita del BESS con taglia 186 kWh e 100 kW è di circa 19 anni mentre quello da 372 kWh e 100 kW avrà una vita utile di 21 anni.

4.3 Valutazione economica

La valutazione economica consente di scegliere il BESS più adatto all’edificio L1 e quantificare il guadagno economico che esso determina. Il costo dei due sistemi di accumulo analizzati è stato allegato dal fornitore insieme ai dati tecnici del BESS (Tabella 25).

Tabella 25 – Costo dei due BESS

| Taglia accumulo | Costo accumulo [€] |
|-----------------|--------------------|
| 186 kWh/100 kW | 99804 |
| 372 kWh/100 kW | 148860 |

Ai costi di installazione di Tabella 25, si affiancano i costi di manutenzione, che devono essere considerati nel calcolo del PBP per determinare quale dei due accumuli è più conveniente e

quale determina il maggior vantaggio economico. Il costo dell'“Operation and Maintenance” (O&M) che è stato considerato, ottenuto dall'esperienza maturata dell'azienda e dalla consultazione dei costi medi attuali, è di 9,68 €/kWhdc. Il costo totale per la manutenzione ordinaria del BESS è mostrato nella Tabella 26.

Tabella 26 – Costo O&M dei due BESS

| Costo O&M fisso per capacità [€/kWh] | Capacità accumulata [kWh] | Costo O&M [€] |
|--------------------------------------|---------------------------|----------------|
| 9,68 | 186 | 1800,48 |
| 9,68 | 372 | 3600,96 |

Il costo di manutenzione dell'accumulo con capacità minore è di 1800 €, la metà di quello con capacità maggiore, pari a 3600 €.

A questo punto, sono stati valutati i costi dell'energia specifici. Il costo dell'energia dell'edificio non varia con il PUN (Prezzo Unico Nazionale), che è in continuo cambiamento nell'arco della giornata e dei diversi giorni. Infatti, l'azienda acquista energia a prezzi mensili fissi: ciò determina che nell'intero mese il prezzo dell'energia al kWh è sempre costante, indipendentemente dal giorno o dall'ora in cui è prelevata l'energia elettrica. I costi dell'energia mensili specifici sono riassunti in Tabella 27.

Tabella 27 – Costo unitario dell'energia elettrica mensile

| Mesi | Costo energia unitario [€/kWh] |
|-----------|--------------------------------|
| Gennaio | 0,228 |
| Febbraio | 0,231 |
| Marzo | 0,240 |
| Aprile | 0,260 |
| Maggio | 0,280 |
| Giugno | 0,240 |
| Luglio | 0,260 |
| Agosto | 0,250 |
| Settembre | 0,240 |
| Ottobre | 0,250 |
| Novembre | 0,260 |
| Dicembre | 0,250 |

Conoscendo il costo di energia al kWh mensile e l'energia effettiva rilasciata dall'accumulo in fase di scarica, si può determinare il risparmio economico. Per farlo, si moltiplica il costo unitario dell'energia per l'energia rilasciata dal BESS in fase di scarica:

$$R = C_u * E_s \tag{4.3}$$

dove: R è il risparmio economico [€], C_u è il costo unitario dell'energia [$\frac{€}{kWh}$] ed E_s è l'energia elettrica rilasciata dal sistema di accumulo in fase di scarica [kWh].

L'Equazione (4.3) deve essere applicata mese per mese per ricavare il risparmio economico di tutto l'anno. I risultati per entrambi gli accumuli di taglia diversa sono mostrati in Tabella 28.

Tabella 28 – Calcolo del risparmio economico per i due BESS

| Mesi | Costo energia unitario [€/kWh] | 186 kWh/100 kW | | 372 kWh/100 kW | |
|------------|--------------------------------|--|-----------------|--|-----------------|
| | | Energia effettiva scaricata dalla batteria [MWh] | Risparmio [€] | Energia effettiva scaricata dalla batteria [MWh] | Risparmio [€] |
| Gennaio | 0,228 | 1,75 | 399,73 | 2,53 | 577,13 |
| Febbraio | 0,231 | 2,38 | 549,40 | 3,68 | 849,17 |
| Marzo | 0,240 | 3,31 | 795,06 | 5,51 | 1323,09 |
| Aprile | 0,260 | 3,93 | 1021,06 | 7,76 | 2017,84 |
| Maggio | 0,280 | 4,41 | 1235,95 | 7,97 | 2230,29 |
| Giugno | 0,240 | 4,17 | 1000,40 | 7,16 | 1718,77 |
| Luglio | 0,260 | 4,16 | 1082,34 | 7,90 | 2053,98 |
| Agosto | 0,250 | 4,09 | 1022,16 | 7,92 | 1979,01 |
| Settembre | 0,240 | 3,98 | 955,38 | 7,54 | 1809,97 |
| Ottobre | 0,250 | 3,80 | 949,50 | 6,64 | 1659,69 |
| Novembre | 0,260 | 2,40 | 624,92 | 4,09 | 1062,47 |
| Dicembre | 0,250 | 1,74 | 434,12 | 2,21 | 553,61 |
| TOT | / | 40,12 | 10070,01 | 70,91 | 17835,02 |

L'accumulo di taglia minore permette di risparmiare circa 10.000 € durante il primo anno mentre quello di taglia superiore permette di risparmiare quasi 18.000 €.

Per valutare il tempo di ritorno dell'investimento (PBP) si è impostata una degradazione delle prestazioni dello 0,5% annuo, sia per la produzione del fotovoltaico che per le batterie. Inoltre, come è stato descritto precedentemente, ogni anno sono stati considerati dei costi di O&M per i due sistemi di accumulo (Tabella 26). Dato che l'accumulo sarà acquistato pagando l'intero

prezzo in un unico investimento, non sono stati considerati tassi di interesse di alcun tipo. L'Equazione (4.4) permette di trovare l'andamento dell'investimento nel primo anno:

$$I = -C_a + R - C_{O\&M} \quad (4.4)$$

dove: I è l'andamento dell'investimento [€], C_a è il costo di acquisto dell'accumulo [€], R è il risparmio dovuto all'accumulo nell'anno considerato [€] e $C_{O\&M}$ è il costo di manutenzione [€].

Partendo, dunque, da una perdita pari all'importo iniziale di acquisto del BESS, è stato sommato il risparmio economico annuale dovuto all'accumulo e sottratto il costo di O&M, uguale per tutti gli anni di lavoro del BESS. Negli anni seguenti al primo si applica l'Equazione (4.5):

$$I_n = I_{n-1} + R - C_{O\&M} \quad (4.5)$$

dove: I_n è l'andamento dell'investimento nell'anno n [€], I_{n-1} è l'andamento dell'investimento nell'anno precedente a quello considerato ($n - 1$) [€], R è il risparmio dovuto all'accumulo nell'anno considerato [€] e $C_{O\&M}$ è il costo di manutenzione [€].

Il procedimento descritto ha prodotto i risultati mostrati in Tabella 29.

Tabella 29 – Andamento dell'investimento, risparmio energetico ed economico annuo

| | Energia da batteria al carico [kWh] | | Risparmio annuo [€] | | Andamento investimento [€] | |
|---------|-------------------------------------|----------------|---------------------|----------------|----------------------------|----------------|
| | 186 kWh/100 kW | 372 kWh/100 kW | 186 kWh/100 kW | 372 kWh/100 kW | 186 kWh/100 kW | 372 kWh/100 kW |
| Anno 0 | / | / | / | / | -99804 | -148860 |
| Anno 1 | 40124,12 | 70905,12 | 10070,01 | 17835,02 | -89733,99 | -131024,98 |
| Anno 2 | 39722,88 | 70196,07 | 9969,31 | 17656,67 | -81565,16 | -116969,27 |
| Anno 3 | 39325,65 | 69494,11 | 9869,62 | 17480,10 | -73496,02 | -103090,13 |
| Anno 4 | 38932,39 | 68799,17 | 9770,92 | 17305,30 | -65525,58 | -89385,79 |
| Anno 5 | 38543,07 | 68111,18 | 9673,21 | 17132,25 | -57652,85 | -75854,50 |
| Anno 6 | 38157,64 | 67430,06 | 9576,48 | 16960,93 | -49876,85 | -62494,54 |
| Anno 7 | 37776,06 | 66755,76 | 9480,72 | 16791,32 | -42196,61 | -49304,18 |
| Anno 8 | 37398,30 | 66088,21 | 9385,91 | 16623,40 | -34611,18 | -36281,74 |
| Anno 9 | 37024,32 | 65427,32 | 9292,05 | 16457,17 | -27119,61 | -23425,53 |
| Anno 10 | 36654,08 | 64773,05 | 9199,13 | 16292,60 | -19720,96 | -10733,89 |
| Anno 11 | 36287,53 | 64125,32 | 9107,14 | 16129,67 | -12414,31 | 1794,82 |
| Anno 12 | 35924,66 | 63484,07 | 9016,07 | 15968,37 | -5198,72 | 14162,24 |
| Anno 13 | 35565,41 | 62849,23 | 8925,91 | 15808,69 | 1926,70 | 26369,97 |
| Anno 14 | 35209,76 | 62220,73 | 8836,65 | 15650,60 | 8962,87 | 38419,61 |
| Anno 15 | 34857,66 | 61598,53 | 8748,28 | 15494,10 | 15910,67 | 50312,75 |
| Anno 16 | 34509,08 | 60982,54 | 8660,80 | 15339,16 | 22770,99 | 62050,95 |
| Anno 17 | 34163,99 | 60372,72 | 8574,19 | 15185,77 | 29544,70 | 73635,75 |
| Anno 18 | 33822,35 | 59768,99 | 8488,45 | 15033,91 | 36232,66 | 85068,70 |
| Anno 19 | 33484,13 | 59171,30 | 8403,56 | 14883,57 | 42835,75 | 96351,31 |
| Anno 20 | 33149,29 | 58579,59 | 8319,53 | 14734,73 | 49354,79 | 107485,08 |
| Anno 21 | 32817,80 | 57993,79 | 8236,33 | 14587,39 | 55790,65 | 118471,51 |
| Anno 22 | 32489,62 | 57413,85 | 8153,97 | 14441,51 | 62144,13 | 129312,06 |
| Anno 23 | 32164,72 | 56839,71 | 8072,43 | 14297,10 | 68416,08 | 140008,20 |
| Anno 24 | 31843,07 | 56271,32 | 7991,70 | 14154,13 | 74607,31 | 150561,36 |
| Anno 25 | 31524,64 | 55708,60 | 7911,79 | 14012,58 | 80718,61 | 160972,99 |

La valutazione svolta permette di calcolare il PBP dell'investimento che è di circa 13 anni per il BESS di taglia 186 kWh e 100 kW, mentre per quello di 372 kWh e 100 kW è di quasi 11 anni.

Ricordando la valutazione della degradazione delle batterie, svolta nel paragrafo §4.2, il BESS di taglia minore ha una vita utile di 19 anni mentre quello di taglia maggiore di 21 anni. Dunque bisogna escludere da Tabella 29 gli anni seguenti a queste due soglie massime poiché la capacità della batteria scende sotto l'80% di quella nominale. Il BESS di taglia minore produce quindi un guadagno di circa 43.000 € mentre quello di taglia maggiore permette di ricavare circa 120.000 € (Figura 47).

Nell'analisi svolta, inoltre, i prezzi dell'energia al kWh per tutti gli anni sono stati considerati uguali a quelli del primo anno anche se, si pensa, che i prezzi dell'energia aumenteranno e quindi l'investimento potrebbe diventare ancor più redditizio.

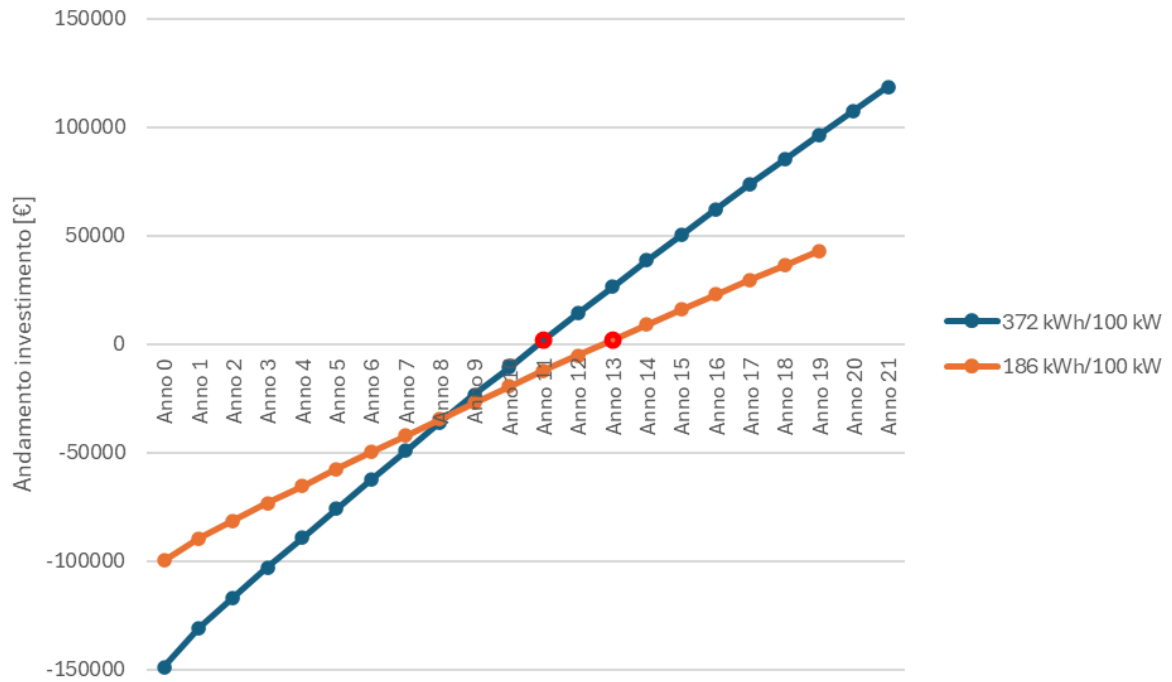


Figura 47 – Andamento dell’investimento per i due BESS con evidenziato il punto del PBP

Essendo giunti alla fine della valutazione, il sistema BESS da 372 kWh e 100 kW risulta molto più redditizio dell’altro in quanto l’investimento ritorna in tempi più brevi e il guadagno previsto è molto maggiore (circa il triplo di quello di taglia minore).

4.4 Valutazione ambientale

La valutazione ambientale permette di calcolare quante tonnellate di CO₂ sono risparmiate grazie all’installazione del BESS scelto. Il fattore di emissione nel settore di potenza è determinato dall’ISPRA, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, che ogni anno pubblica dei rapporti sulle emissioni dei gas serra sostenuti nei vari settori. Nel 2023 il fattore di emissione nel settore di produzione dell’energia elettrica è stato pari a 256,6 gCO₂/kWh, cioè per ogni kWh di energia consumata sono prodotti 256,6 g di CO₂ [71]. Questo valore comprende tutto il mix di energie non rinnovabili e rinnovabili che l’Italia ha utilizzato per produrre energia elettrica. Attraverso questo valore si calcolano le emissioni che l’utilizzo del BESS permette di evitare nell’arco del periodo o dell’anno considerato utilizzando l’Equazione (4.6):

$$E_{CO_2} = 256,6 * E_s \quad (4.6)$$

dove: E_{CO_2} è il valore delle emissioni evitate dal BESS [g] ed E_s è l'energia rilasciata dal BESS in fase di scarica [kWh].

Le emissioni evitate dalla presenza del BESS nel corso di tutta la sua vita utile sono riportate in Tabella 30.

Tabella 30 – Emissioni di CO₂ evitate grazie alla presenza del BESS nell'arco di tutta la sua vita utile

| | Energia scaricata dalla batteria [MWh] | Emissioni evitate di CO ₂ [t] |
|------------|--|--|
| Anno 1 | 70,91 | 18,19 |
| Anno 2 | 70,20 | 18,01 |
| Anno 3 | 69,49 | 17,83 |
| Anno 4 | 68,80 | 17,65 |
| Anno 5 | 68,11 | 17,48 |
| Anno 6 | 67,43 | 17,30 |
| Anno 7 | 66,76 | 17,13 |
| Anno 8 | 66,09 | 16,96 |
| Anno 9 | 65,43 | 16,79 |
| Anno 10 | 64,77 | 16,62 |
| Anno 11 | 64,13 | 16,45 |
| Anno 12 | 63,48 | 16,29 |
| Anno 13 | 62,85 | 16,13 |
| Anno 14 | 62,22 | 15,97 |
| Anno 15 | 61,60 | 15,81 |
| Anno 16 | 60,98 | 15,65 |
| Anno 17 | 60,37 | 15,49 |
| Anno 18 | 59,77 | 15,34 |
| Anno 19 | 59,17 | 15,18 |
| Anno 20 | 58,58 | 15,03 |
| Anno 21 | 57,99 | 14,88 |
| TOT | 1349,13 | 346,19 |

Nel primo anno la presenza del BESS fa diminuire il prelievo di energia elettrica dalla rete di circa 71 MWh, determinando una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a 18 tonnellate. Negli anni seguenti le prestazioni del BESS peggiorano, come anche quelle dell'impianto fotovoltaico, riducendo l'energia scaricata dalla batteria rispetto a quella del primo anno. Durante tutta la sua vita utile il BESS evita l'emissione di 346 tonnellate di CO₂.

Si può eseguire anche una valutazione dell'impianto fotovoltaico, per vedere come varia l'impatto ambientale con/senza fotovoltaico e con/senza BESS. Se si considerano i dati energetici dei prelievi dalla rete, i risultati della valutazione ambientale nelle varie configurazioni sono riassunti in Tabella 31.

Tabella 31 – Confronto tra le emissioni di CO₂ nelle varie configurazioni

| | Energia prelevata [MWh] | Emissioni di CO ₂ [t] |
|------------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| Senza il fotovoltaico e senza BESS | 340 | 87,2 |
| Con il fotovoltaico e senza BESS | 161 | 41,3 |
| Con il fotovoltaico e con il BESS | 90 | 23,1 |

Le emissioni di CO₂ risultanti dal procedimento e riassunte in Tabella 31 sono state riportate in Figura 48.

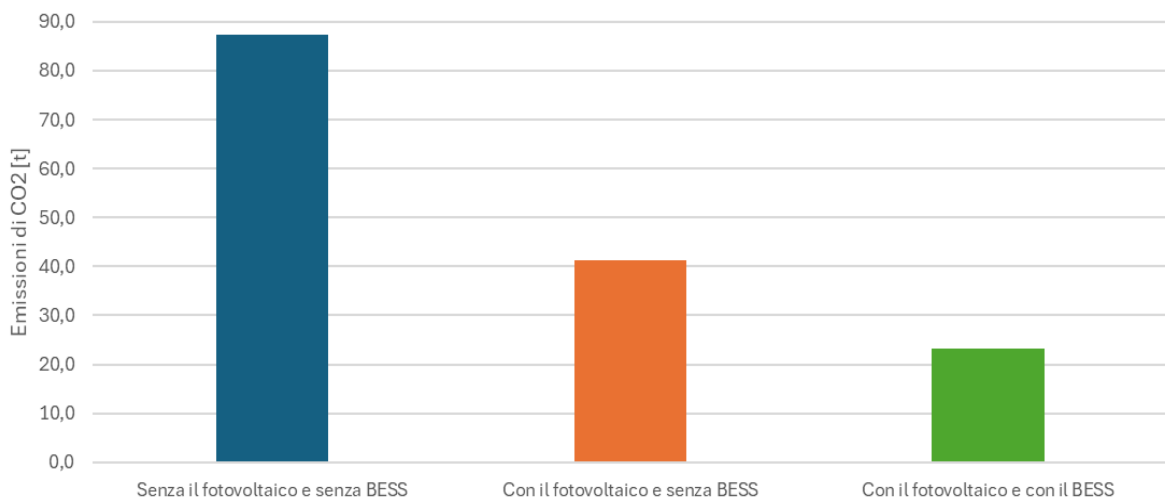


Figura 48 – Confronto tra le emissioni di CO₂ nelle varie configurazioni

Il sistema fotovoltaico e il BESS permettono di ridurre le emissioni di CO₂ da 87 tonnellate a 23 tonnellate nel primo anno di valutazione. Il sistema fotovoltaico riduce le immissioni di 46 tonnellate mentre il BESS di 18 tonnellate, per un totale di circa 64 tonnellate di CO₂ evitate ogni anno. Solo il BESS, riducendo di 18 tonnellate le emissioni di CO₂ ogni anno, permette una diminuzione dell'impatto ambientale dell'edificio del 21%, portandolo dal 47% al 26%.

4.5 Valutazione complessiva del BESS

Il BESS di taglia 372 kWh e 100 kW risulta essere idoneo per l'edificio L1 preso in esame nel presente caso studio. Infatti, esso consente di risparmiare circa 71 MWh di energia elettrica, evitando che questi vengano acquistati dalla rete (Tabella 32).

Tabella 32 – Energia immessa e prelevata dalla rete prima e dopo l'installazione del BESS

| | ENERGIA IMMESSA IN RETE [MWh] | ENERGIA PRELEVATA DALLA RETE [MWh] |
|-----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Prima dell'installazione del BESS | 197 | 161 |
| Dopo l'installazione del BESS | 126 | 90 |

I dati in Tabella 32 sono stati raffigurati nel grafico seguente (Figura 49):

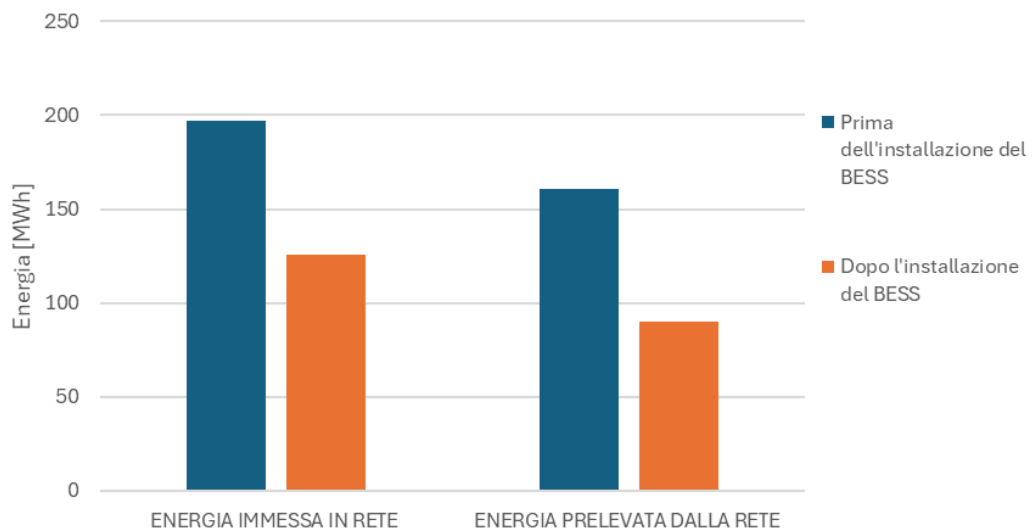


Figura 49 – Energia immessa e prelevata dalla rete prima e dopo l'installazione del BESS

Tipicamente l'impresa Loccioni raffigura in due diagrammi, detti "diagrammi S", la situazione energetica ed economica di una microrete. Sono stati, dunque, costruiti i due diagrammi per l'edificio L1, che mostrano la situazione prima e dopo l'aggiunta dello storage e consentono di

avere una visione più chiara dei benefici apportati dall'installazione del sistema di accumulo. Il diagramma energetico generale, cioè il primo diagramma S, è rappresentato in Figura 50.

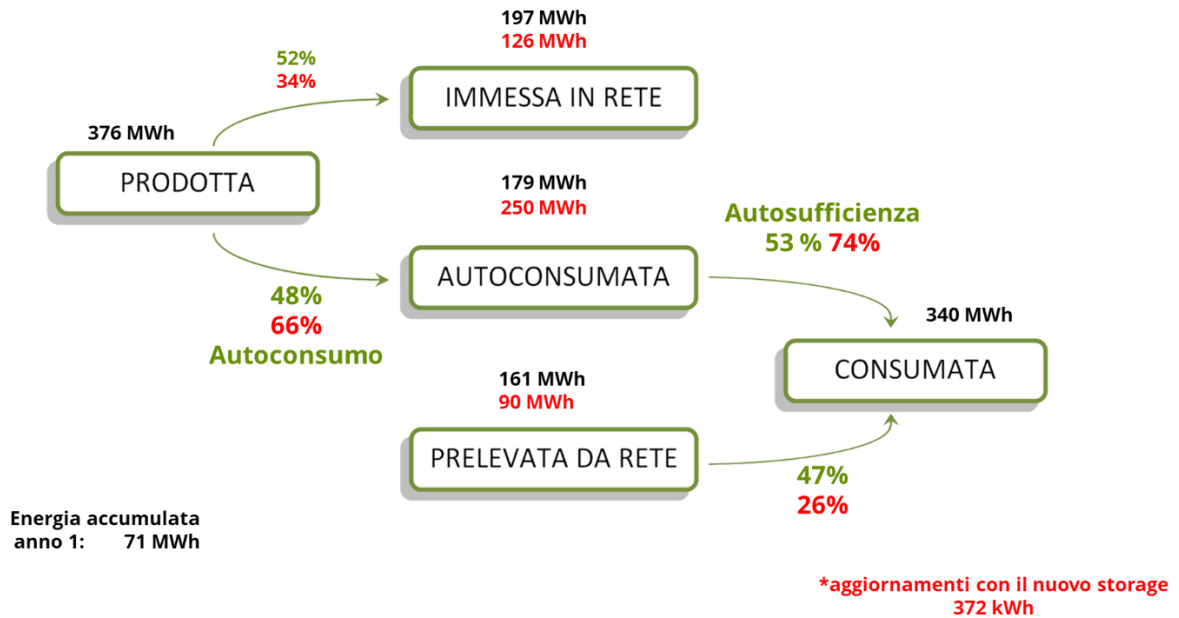


Figura 50 – Diagramma S energetico dell'edificio L1

Come si vede da Figura 50 l'energia immessa in rete diminuisce e aumenta quella autoconsumata, incrementando l'autoconsumo da una percentuale del 48% ad una del 66%. L'energia prodotta è quella del sistema fotovoltaico, cioè 376 MWh, mentre l'energia consumata è quella che necessita l'edificio durante l'anno, cioè 340 MWh. L'energia prelevata dalla rete diminuisce di 71 MWh grazie all'accumulo, passando da una percentuale del 47% al 26%. Infine, l'autosufficienza aumenta notevolmente, dal 53% al 74%, poiché 250 MWh su un totale di 340 MWh sono forniti dall'impianto fotovoltaico e dal BESS installato.

Il diagramma energetico permette di costruire l'altro diagramma S che rappresenta i benefici in termini puramente economici (Figura 51).

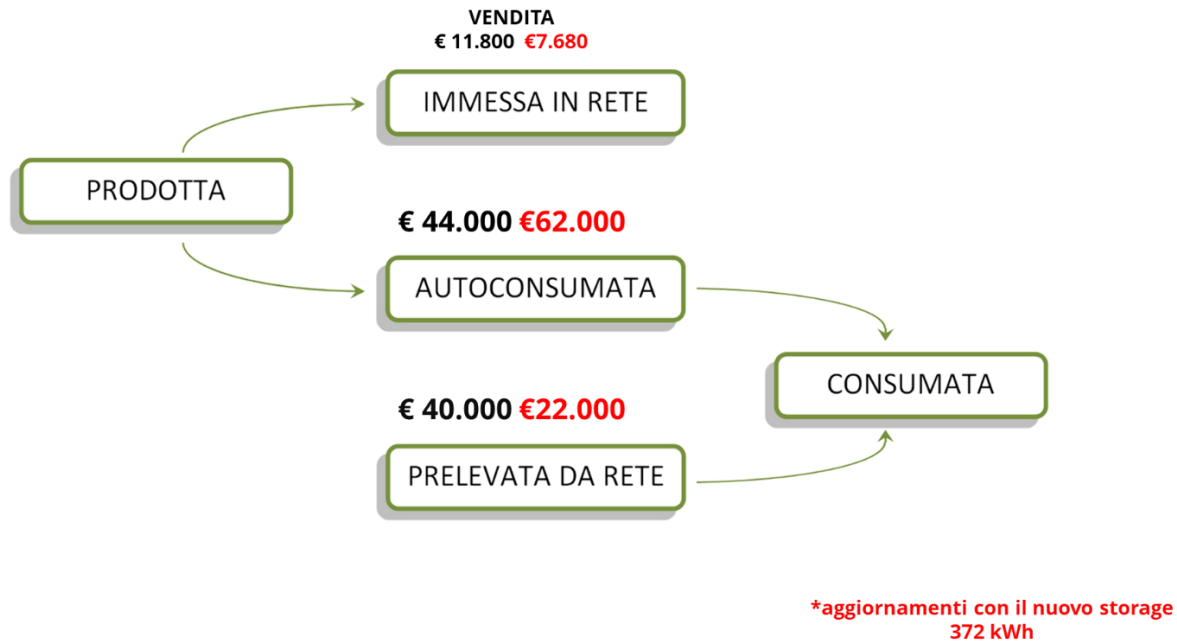


Figura 51 – Diagramma S economico dell'edificio L1

Il costo dell'energia prelevata dalla rete diminuisce di 18.000 € grazie all'installazione dello storage: questa cifra è quella che si era trovata calcolando il risparmio annuo che lo storage avesse determinato (Tabella 28). La stessa somma di 18.000 €, non essendo più prelevata dalla rete, incrementa l'autoconsumo, facendolo passare da 44.000 € a 62.000 €. Inoltre, dato che l'energia immessa in rete diminuisce, diminuirà anche il ricavo che ne deriva. Si è considerato un prezzo di 0,06 €/kWh per la vendita di energia in rete, su indicazione della Loccioni, che ha comportato una diminuzione dei ricavi di circa 4.000 €. Infine, la presenza del BESS permette di ridurre le emissioni di CO₂: solo nel primo anno, infatti, grazie al BESS si evita la produzione di 18 tonnellate di CO₂. Se si considera tutta la vita utile, il sistema di accumulo ridurrà le emissioni per un totale di 346 tonnellate di CO₂. Tabella 33 riassume tutti i benefici e le caratteristiche principali conseguenti all'installazione del BESS da 372 kWh e 100 kW.

Tabella 33 – Riepilogo delle principali caratteristiche dell'investimento determinate dall'installazione del BESS da 372 kWh e 100 kW

| BESS 372 kWh / 100 kW | |
|--|-------------|
| Risparmio energetico primo anno [MWh] | 71 |
| Risparmio economico relativo al BESS [k€] | 18 |
| PayBack Period [anni] | 11 |
| Diminuzione dei ricavi annuali dovuti alla vendita di energia [k€] | 4 |
| Risparmio economico totale primo anno [k€] | 14 |
| Emissioni evitate di CO2 primo anno [t] | 18 |
| Vita utile [anni] | 21 |
| Risparmio energetico per tutta la vita utile [MWh] | 1350 |
| Guadagno economico dell'investimento [k€] | 120 |
| Emissioni evitate di CO2 totali [t] | 346 |

Conclusioni

Negli ultimi anni le consistenti emissioni di gas serra hanno causato gravi catastrofi naturali e un forte aumento della temperatura. L'Europa ha messo in atto nuove misure per ridurre le emissioni e si è posta l'obiettivo di azzerarle completamente entro il 2050. Le emissioni di anidride carbonica possono essere ridotte attraverso l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile che, però, hanno un profilo aleatorio e non prevedibile. La soluzione a tale problema risiede nei sistemi di accumulo, che immagazzinano l'energia per poi renderla disponibile in un secondo momento. I sistemi di accumulo permettono di gestire l'energia nel modo desiderato e contribuiscono a dare flessibilità e affidabilità alla rete elettrica nazionale.

Nel presente lavoro di tesi si è analizzato il dimensionamento di un BESS avente lo scopo di massimizzare l'autoconsumo di una sede dell'impresa Loccioni, detta edificio L1. Il dimensionamento è iniziato dall'analisi dei consumi dell'edificio L1, della produzione energetica dell'impianto fotovoltaico già in funzione, dei prelievi e delle immissioni alla rete. Si è trovata poi la potenza e l'energia più idonea per il sistema di accumulo e, successivamente, si è consultato il mercato per scegliere il BESS migliore per l'applicazione presa in esame. Sono state individuate nel mercato due taglie: in seguito alla loro analisi si è scelta quella che consentiva il guadagno economico più elevato e il maggiore aumento dell'autoconsumo. La taglia più adeguata all'edificio L1 è risultata essere quella da 372 kWh e 100 kW. Si è svolta anche l'analisi della degradazione prestazionale della batteria, che ha permesso di calcolare la vita utile del BESS e l'influenza esercitata dalla temperatura e dalla DoD sul numero di cicli. Essendo equipaggiato da un sistema HVAC, il BESS selezionato può svolgere un elevato numero di cicli prima di raggiungere la capacità residua dell'80%, che indica la fine della sua vita utile. Infine, si è svolta l'analisi ambientale dove si è valutata la riduzione delle emissioni di anidride carbonica conseguente all'installazione del BESS.

I principali risultati determinati dall'analisi del BESS da 372 kWh e 100 kW sono riassunti qui di seguito:

- Risparmio energetico annuo: 71 MWh;
- Aumento dell'autoconsumo dal 48% al 66% e dell'autosufficienza dal 53% al 74%;
- PBP di circa undici anni;

- Risparmio economico al netto delle immissioni in rete nel primo anno: 18 k€;
- Diminuzione dei guadagni dovuti alle immissioni di energia in rete nel primo anno: 4 k€;
- Risparmio economico annuo: 14 k€;
- Emissioni evitate nel primo anno: 18 tonnellate di CO₂;
- Vita utile del BESS: 21 anni;
- Risparmio energetico totale per tutta la vita utile del BESS: 1350 MWh;
- Guadagno economico dell'investimento: 120.000 €;
- Riduzione delle emissioni totali nel corso della vita utile del BESS: 346 tonnellate di CO₂.

Dai precedenti risultati si evince che l'installazione del BESS da 372 kWh e 100 kW determina un grande aumento dell'autoconsumo e dell'autosufficienza dell'impresa. Inoltre, l'investimento produrrà un guadagno molto elevato, evitando l'emissione di una notevole quantità di gas serra.

Bibliografia

- [1] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l’Energia e per il Clima» [Online] (2024). Available: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024%20errata%20corriga%20pulito.pdf. [Consultato il giorno 2 ottobre 2024].
- [2] Parlamento Europeo, «Green Deal europeo: la chiave per un’UE sostenibile e climaticamente neutrale», [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/it/article/20200618STO81513/green-deal-europeo-la-chiave-per-un-ue-sostenibile-e-climaticamente-neutrale>.
- [3] Parlamento Europeo, «Ridurre le emissioni di anidride carbonica: obiettivi e politiche dell’UE», [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/it/article/20180305STO99003/ridurre-le-emissioni-di-anidride-carbonica-obiettivi-e-azioni-dell-ue#obiettivi-dellue-in-materia-di-cambiamenti-climatici-e-green-deal-europeo-3>. [Consultato il giorno 4 ottobre 2024].
- [4] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione – Transizione energetica: Sector Coupling» (2024).
- [5] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione – Possibili applicazioni e servizi degli accumulo di energia» (2024).
- [6] IRENA, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf. [Consultato il giorno 7 ottobre 2024].
- [7] MASE, «Relazione Situazione Energetica Nazionale 2023», [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Relazione%20Situazione%20Energetica%20Nazionale%202023.pdf>. [Consultato il giorno 10 ottobre 2024].
- [8] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Sistemi di accumulo meccanici» (2024).
- [9] Fuxiang Hao, Anle Mu, Zhongnan Lv, Hanyang Zhou, «A comprehensive review of liquid piston compressed air energy storage for sustainable renewable energy integration», *Journal of Energy Storage*, Volume 98, Part A, (2024) 113071.

- [10] Andrea Vecchi, Yongliang Li, Yulong Ding, Pierluigi Mancarella, Adriano Sciacovelli, «Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives», *Advances in Applied Energy*, Volume 3 (2021) 100047.
- [11] Ephraim Bonah Agyekum, Flavio Odoi-Yorke, «Liquid air energy storage (LAES) – Systematic review of two decades of research and future perspectives», *Journal of Energy Storage*, Volume 102, Part A, (2024) 114022.
- [12] Ahmad Arabkoohsar, Meisam Sadi, «Chapter Five - Flywheel energy storage», *Mechanical Energy Storage Technologies* (2021), Pages 101-124.
- [13] Zongjie Wang, Abdollah Younesi, «Energy Storage Applications in Power Systems», *IntechOpen* (2023).
- [14] Laia Miró, Eduard Oró, Dieter Boer, Luisa F. Cabeza, «Embodied energy in thermal energy storage (TES) systems for high temperature applications», *Applied Energy*, Volume 137 (2015), Pages 793-799.
- [15] A. Arteconi, N.J. Hewitt, F. Polonara, «Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems», *Applied Thermal Engineering* Volume 51, Issues 1–2 (2013), Pages 155-165.
- [16] Studio Madera, «Impianto solare naturale e forzato: schemi e funzionamento», [Online] (2023). Available: <https://www.studiomadera.it/news/593-solare?highlight=WyJpbXBpYW50byIsInNvbGFyZSjd>. [Consultato il 12 ottobre 2024].
- [17] Hitesh Khurana, Rudrodip Majumdar, Sandip K. Saha, «Improved realistic stratification model for estimating thermocline thickness in vertical thermal energy storage undergoing simultaneous charging and discharging», *Journal of Energy Storage* Volume 82 (2024), 110490.
- [18] G. Angelini, A. Lucchini, G. Manzolini, «Comparison of thermocline molten salt storage performances to commercial two-tank configuration», *Energy Procedia* 49 (2014) 694 – 704.
- [19] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Sistemi di accumulo termici» (2024).
- [20] Liu Liu, Jianlei Niu, Jian-Yong Wu, «Preparation of Stable Phase Change Material Emulsions for Thermal Energy Storage and Thermal Management Applications: A Review», (2021).
- [21] T.M.I. Mahlia, T.J. Saktisahdan, A. Jannifar, M.H. Hasan, H.S.C. Matseelar, «A review of available methods and development on energy storage; technology update», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014) 532-545.

- [22] Hamza Ayaz, Veerakumar Chinnasamy, Junhyeok Yong, Honghyun Cho, «Review of Technologies and Recent Advances in Low-Temperature Sorption Thermal Storage Systems», *Energies* (2021).
- [23] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione – Idrogeno come vettore di accumulo energetico» (2024).
- [24] Rui Qiu, Haoran Zhang, Guotao Wang, Yongtu Liang, Jinyue Yan, «Green hydrogen-based energy storage service via power-to-gas technologies integrated with multi-energy microgrid», *Applied Energy* 350 (2023) 121716.
- [25] Jimena Incer-Valverde, Amira Korayem, George Tsatsaronis, Tatiana Morosuk, «“Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity», *Energy Conversion and Management* 291 (2023), 117294.
- [26] Automazione Plus, «Non solo verde e marrone: tutti i colori dell'idrogeno», [Online] (2022). Available: https://automazione-plus.it/non-solo-verde-e-marrone-tutti-i-colori-dellidrogeno_138126/. [Consultato il 4 settembre 2024].
- [27] Mingjia Sun, Liqiang Duan, Yufei Zhou, Hanfei Zhang, Licheng Huang, Nan Zheng, «Study on a novel hydrogen purification approach base on methane steam reforming process with CO-preferential oxidation and CO₂ removal», *Applied Energy* 377 (2025), 124727.
- [28] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Tecnologie e sistemi di elettrolisi per la produzione di idrogeno» (2024).
- [29] Scuola e cultura, «Corrente nei liquidi», [Online]. Available: <https://www.scuola-e-cultura.it/fisica/corrente-nei-liquidi.htm>. [Consultato il 13 settembre 2024].
- [30] Mehdi Mahboobtos, D. D. Ganji, Mofid Gorji, Khashayar Hosseinzadeh, «Investigation and thermodynamic analysis of hydrogen liquefaction cycles: Energy and exergy study», *Heliyon* 10 (2024) e37570.
- [31] UNSW SYDNEY, tesi di Minsoo Jang, «Fuel cell systems based on single conversion stage inverters with a battery back-up energy storage unit» (2012).
- [32] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Tecnologie e sistemi Fuel Cell» (2024).
- [33] Cahyani Windarto, Uttam Kumar Chanda, Ocktaeck Lim, «A review of materials and surface processing for bipolar plates in polymer electrolyte membrane fuel cells», *International Journal of Hydrogen Energy* 92 (2024) 419-433.
- [34] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Supercondensatori» (2024).

- [35] Electronic Design, «Supercapacitors: Past, Present, and Future», [Online] (2018). Available: <https://www.electronicdesign.com/technologies/power/alternative-energy/article/21199519/supercapacitors-past-present-and-future>. [Consultato il 18 settembre 2024].
- [36] P. Tixador, «13 - Superconducting magnetic energy storage (SMES) systems», Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems, Woodhead Publishing Series in Energy (2013), Pages 442-477.
- [37] Allelco, «Introduction to Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES): Principles and Applications» [Online] (2024). Available: [https://www.allelcoelec.com/blog/introduction-to-superconducting-magnetic-energy-storage\(smes\)-principles-and-applications.html](https://www.allelcoelec.com/blog/introduction-to-superconducting-magnetic-energy-storage(smes)-principles-and-applications.html). [Consultato il 22 settembre 2024].
- [38] T. A. Coombs, «11 - High-temperature superconducting magnetic energy storage (SMES) for power grid applications», Superconductors in the Power Grid, Materials and Applications, Woodhead Publishing Series in Energy (2015), Pages 345-365.
- [39] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione – Sistemi di accumulo elettrochimico (Batterie)» (2024).
- [40] Huntkey, «Batteria cilindrica: il potenziale nascosto nell'accumulo di energia», [Online] (2023). Available: <https://www.huntkeyenergystorage.com/it/cylindrical-battery/>. [Consultato il 29 settembre 2024].
- [41] SlideShare, «Brief Introduction of Lithium-ion Battery_ChristinaDu» [Online] (2016). Available: <https://www.slideshare.net/slideshow/brief-introduction-of-lithium-ion-batterychristinadu/62366928>. [Consultato il 2 ottobre 2024].
- [42] COMESTO, «AR1.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto», 2017.
- [43] CST Rigenera, «Cos'è la solfatazione», [Online]. Available: <https://rigenerare-batteria.com/cose-la-solfatazione/>. [Consultato il 18 ottobre 2024].
- [44] Hikari Sakaebe, Jun-ichi Yamaki, «Lithium Batteries – Lithium Secondary Batteries – Li-ion battery | Overview», Encyclopedia of Electrochemical Power Sources (Second Edition) Volume 4 (2025), Pages 149-158.
- [45] FLASH BATTERY, «Qual è la chimica più adatta per l'elettrificazione del tuo mezzo? Scopriamo i vari tipi di batteria», [Online] (2022). Available: <https://www.flashbattery.tech/tipi-batterie-litio-qual-chimica-utilizzare/#:~:text=Le%20batterie%20con%20chimica%20LFP,la%20stabilit%C3%A0%20compromettendo%20la%20sicurezza>. [Consultato il 18 ottobre 2024].

- [46] R. Ricci, «Appunti Termotronica – Generazione di calore in componenti elettrici ed elettronici» (2023).
- [47] SVOLT, «Completely cobalt-free battery cells from SVOLT roll off the production line», [Online] (2021). Available: https://www.svolt-eu.com/media/mgrhcgqg4/2021-07_22_svolt_nmx_mass-production_en.pdf. [Consultato il 19 ottobre 2024].
- [48] ATECH Antriebstechnik GmbH, «Which chemistry is most suitable for the electrification of your vehicle? » [Online] (2023). Available: https://www.atech-antriebstechnik.de/en/unternehmen/news-1/details?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=111&cHash=685db6e82cd0a111b3cafb49088083dc. [Consultato il 21 ottobre 2024].
- [49] ENEA, Maria Montanino, Pier Paolo Prosini, «Batterie metallo-aria: stato dell'arte e prospettive», [Online] (2013). Available: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/accumulo/2012/rds-2013-254.pdf. [Consultato il 22 ottobre 2024].
- [50] C.P. de Leon, A. Frias-Ferrer, J. Gonzalez-Garcia, D.A. Szanto, F.C. Walsh, «Redox flow cells for energy conversion», *Journal of Power Sources*, 160 (2006), pp. 716-732.
- [51] ENEA, C. Paoletti, A. Pozio, P. P. Prosini, «Studio preliminare su sistemi redox a flusso», [Online] (2013). Available: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/accumulo/2012/rds-2013-252.pdf. [Consultato il 22 ottobre 2024].
- [52] ENEA, Pier Paolo Prosini, Cinzia Cento, Mariasole Di Carli, «Caratterizzazione di batterie complete litio-zolfo e zolfo-ione», [Online] (2016). Available: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2015-2017/accumulo-di-energia/rds_par2015-190.pdf. [Consultato il 23 ottobre 2024].
- [53] ENEA, G. Tarquini, M. Di Carli, M. Moreno, P. P. Prosini, «Effetto dei polisolfuri di litio sulle prestazioni di batterie litio-zolfo», [Online] (2017). Available: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2015-2017/accumulo-di-energia/rds_par2016_146.pdf. [Consultato il 23 ottobre 2024].
- [54] FLASH BATTERY, «Batterie al sodio: la tecnologia del futuro?», [Online] (2023). Available: <https://www.flashbattery.tech/batterie-al-sodio/>. [Consultato il 23 ottobre 2024].

- [55] Mohammed Sayed Mohammed Farag, B.Sc. «Lithium-Ion Batteries: Modelling and State of Charge Estimation». PhD thesis, McMaster University (2013).
- [56] Xiaojun Tan, Di Zhan, Pengxiang Lyu, Jun Rao, Yuqian Fan, «Online state-of-health estimation of lithium-ion battery based on dynamic parameter identification at multi timescale and support vector regression», *Journal of Power Sources* 484 (2021), 229233.
- [57] BioLogic, «Battery states: State of charge (SoC), State of Health (SoH). Electrochemistry basics series.» [Online] (2024). Available: <https://www.biologic.net/topics/battery-states-state-of-charge-soc-state-of-health-soh/>. [Consultato il 26 settembre 2024].
- [58] Device.report, «EG4 ELECTRONICS 48V 100Ah Waterproof Battery User Manual» [Online] (2021). Available: <https://device.report/manual/9346358>. [Consultato il 26 settembre 2024].
- [59] Riccardo Felicetti, Francesco Ferracuti, Sabrina Iarlori, Andrea Monteriù, «Peak shaving and self-consumption maximization in home energy management systems: A combined integer programming and reinforcement learning approach», *Computers and Electrical Engineering* 117 (2024), 109283.
- [60] Giuliano Rancilio, Filippo Bovera, Matteo Spiller, Marco Merlo, Maurizio Delfanti, «BESS and the ancillary services markets: A symbiosis yet? Impact of market design on performance», *Applied Energy* 375 (2024), 124153.
- [61] M.I. Saleem, S. Saha, U. Izhar, L. Ang, «A stochastic MPC-based energy management system for integrating solar PV, battery storage, and EV charging in residential complexes», *Energy & Buildings* 325 (2024), 114993.
- [62] Akash V. Barva, Siddharth Joshi, «Empowering hybrid renewable energy systems with BESS for self-consumption and self-sufficiency», *Journal of Energy Storage* 82 (2024), 110561.
- [63] Carlos Vargas-Salgado, Dácil Díaz-Bello, David Alfonso-Solar, Fabian Lara-Vargas, «Validations of HOMER and SAM tools in predicting energy flows and economic analysis for renewable systems: Comparison to a real-world system result», *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 69 (2024), 103896.
- [64] Youssef O. Elkhayat, Mona G. Ibrahim, Koji Tokimatsu & Ahmed AbdelMonteleb M. Ali, «Life cycle cost analysis on three high-performance glazing systems for an office building in New Cairo, Egypt», *Architectural Engineering and Design Management* (2021), 17:1-2, 131-145.

- [65] Julio Pombo-Romero, Oliver Rúas-Barrosa, Carlos Vázquez, «Assessing the value and risk of renewable PPAs», *Energy Economics* 139 (2024), 107861.
- [66] NREL, SAM, «SAM 2020 Webinar Series» [Online] (2020). Available: https://sam.nrel.gov/images/webinar_files/sam-webinars-2020-intro-to-sam.pdf. [Consultato il 1° novembre 2024].
- [67] Vaidehi Sagare, Pravin R. Kale, Anindita Roy, Rajkumar Bhimgonda Patil, «Experimental investigation of parameters influencing battery life cycle of lithium-ion batteries at ambient cell surface temperature», *Materials Today: Proceedings* 77 (2023), 631-639.
- [68] E. Marchegiani, F. Ferracuti, A. Monteriù, L. Jin, M. Rossi, G. Comodi e L. Ciabattoni, «Li-ion battery aging model robustness: An analysis using univariate and multivariate techniques», *Journal of Energy Storage* 72 (2023), 108591.
- [69] M. Naumann, M. Schimpe, P. Keil, H.C. Hesse, A. Jossen, «Analysis and modeling of calendar aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell», *J. Energy Storage* 17 (2018) 153-169.
- [70] Kandler Smith, Aron Saxon, Matthew Keyser, Blake Lundstrom, Ziwei Cao, Albert Roc, «Life Prediction Model for Grid-connected Li-ion Battery Energy» (2017). Available: www.nrel.gov/publications. [Consultato il 23 agosto 2024].
- [71] ISPRA, Efficienza energetica e decarbonizzazione, «Rapporto 404/2024» [Online] (2024). Available: https://emissioni.sina.isprambiente.it/wp-content/uploads/2024/10/Rapp-404-2024_Energy-and-Decarbonization_2024.pdf. [Consultato il 3 novembre 2024].