



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

*Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
Sessione di Laurea Dicembre 2023*

Tesi di Laurea Magistrale

**I sistemi di accumulo e l'arbitraggio dell'energia:
valutazione tecno - economica dell'accoppiamento di
un sistema BESS ad un impianto Agrivoltaico**

Relatore:

Prof. Davide Papurello

Candidato:

Luca Di Salvo

Tutor aziendali:

Ing. Marco Cerchio

Dott. Pietro Caselli

Ing. Davide Pascarella

Anno accademico 2022/2023

Abstract

La crisi del cambiamento climatico rappresenta oggi uno dei temi dominanti nel panorama mondiale verso cui vi è un'attenzione sempre più crescente negli ultimi anni. Il settore dell'energia sta quindi vivendo una fase di transizione dall'utilizzo quasi esclusivo di combustibili fossili verso forme di energia rinnovabili e meno impattanti da un punto di vista ambientale per una produzione di energia elettrica sempre più sostenibile. Tuttavia la crescente penetrazione di fonti rinnovabili alternative porta alcune criticità nello scenario energetico tra cui principalmente l'intermittenza e, quindi la non programmabilità, di queste fonti. Come conseguenza di ciò è in divenire una fase di riassetto sia dei mercati, sia dei sistemi energetici veri e propri. I sistemi di accumulo, specialmente quelli elettrochimici, si configurano potenzialmente come la migliore alternativa per garantire flessibilità e affidabilità in uno scenario che sarà principalmente dominato da queste fonti. Le loro caratteristiche di versatilità e scalabilità promettono infatti svariati campi di applicazione. Lo scopo di questo lavoro di tesi, svolto in collaborazione con l'azienda EDIS S.r.l. del gruppo Egea, è quello di valutare la fattibilità tecno - economica dell'aggiunta di un sistema di accumulo elettrochimico al progetto, già previsto, di un impianto Agrivoltaico da realizzare nel contesto del sistema energetico e, quindi, del mercato elettrico italiano. Tra le svariate potenzialità dei sistemi di accumulo, l'attenzione è stata focalizzata sulla valutazione della redditività derivante dalle azioni di arbitraggio sui mercati dell'energia. D'altro canto oggi una delle barriere principali è rappresentata dal costo ancora molto elevato di queste tecnologie. A tale scopo è stato definito un algoritmo deterministico, sviluppato in ambiente MATLAB, che permette la simulazione dell'impianto caratterizzato dalla produzione di energia dal sistema Agrivoltaico e da azioni di arbitraggio grazie alla carica dello storage sfruttando la fonte rinnovabile e alla scarica nei momenti di prezzo più elevato. L'obiettivo principale è quello di analizzare diverse taglie del sistema di accumulo per verificare se l'aggiunta di quest'ultimo possa portare, o meno, ad una effettiva crescita del valore garantito dall'investimento del progetto iniziale. I risultati ottenuti sono stati frutto di diverse analisi di sensitività per valutare l'impatto di diversi parametri, assunti come input iniziali, sugli indicatori di redditività dell'investimento.

Indice Generale

Abstract	i
Indice delle figure	iv
Indice delle tabelle	v
Simbologia	vi
Introduzione	1
1 Panorama energetico internazionale	3
1.1 Policy e government.....	12
1.2 Il contesto normativo e regolatorio italiano.....	13
1.3 Struttura del settore elettrico italiano	15
2 I sistemi di accumulo dell'energia elettrica: overview e applicazioni stazionarie utility-scale 18	
2.1 Battery Energy storage system	19
2.1.1 Caratteristiche Tecniche Batterie agli ioni di litio	28
2.2 Analisi comparativa dei sistemi di accumulo	31
2.3 Overview sui costi	32
2.4 BESS in applicazioni utility-scale	35
3 Presentazione del caso studio e metodologia	40
3.1 Il progetto e l'inquadramento nel contesto italiano	40
3.2 Metodologia di Analisi	42
3.2.1 Le tecniche di dimensionamento dei sistemi di storage	42
3.2.2 Sviluppo del Business Model e del modello economico	44
3.2.3 Scelta dell'anno tipo per la producibilità dell'impianto agrivoltaico	46
3.2.4 Prezzi del mercato dell'energia elettrica	47
3.2.5 Il modello di degrado della BESS	52
4 Risultati	56
4.1 Il modello di simulazione	57
4.2 Analisi tecnica	59
4.2.1 Numero di cicli e risultato modello di degrado empirico	61
4.2.2 Analisi dei flussi energetici	64
4.3 Analisi Economica	67
4.3.1 Risultati Scenario 1	68

4.3.2	Risultati Scenario 2	73
4.3.3	Confronto tra i due scenari	76
4.4	Valutazione del costo livellato dello storage e del costo livellato dell'energia elettrica	78
Conclusioni		82
Bibliografia		86

Indice delle figure

Figura 1.1 - Trend emissioni CO ₂	3
Figura 1.2 - Andamento emissioni CO ₂ scenari IRENA	4
Figura 1.3 - Mix energetico mondiale 2022	5
Figura 1.4 - Dettagli Scenario 1.5 °C IRENA	6
Figura 1.5 - Andamento capacità installata eolico e fotovoltaico.....	7
Figura 1.6 - Proiezioni Scenari IRENA.....	8
Figura 1.7 - Trend elementi descrittivi tecnologia fotovoltaica.....	10
Figura 1.8 - Investimenti annuali su energie green	10
Figura 1.9 - Evoluzione obiettivi Green Deal Europeo	13
Figura 1.10 - Trend previsto nel PNIEC 2019.....	14
Figura 1.11 - Proiezioni PNIEC capacità di generazione	14
Figura 1.12 - Struttura Mercato elettrico italiano.....	16
Figura 1.13 - Zone di mercato e sistema di prezzo marginale.....	17
Figura 2.1 - Classificazione sistemi di accumulo.....	18
Figura 2.2 - Componenti di un sistema BESS.....	19
Figura 2.3 - Struttura generale di una cella elettrochimica.....	21
Figura 2.4 - Cella batteria al Piombo.....	23
Figura 2.5 - Cella batteria Nichel-Cadmio	24
Figura 2.6 - Cella Batteria Sodio-Zolfo.....	25
Figura 2.7 - Esempio cella batteria Ioni-Litio chimica LCO.....	27
Figura 2.8 - Degradamento calendariale al variare di parametri caratteristici	29
Figura 2.9 - N.ro di cicli equivalenti per diverse chimiche ioni-litio	30
Figura 2.10 - Caratteristiche energetiche sistemi di accumulo.....	31
Figura 2.11 - Struttura costo del ciclo di vita	33
Figura 2.12 - Evoluzione processo di "cost reduction"	34
Figura 2.13 - Struttura sistema elettrico decentralizzato	35
Figura 2.14 - Caratteristiche applicazioni sistemi di Storage elettrochimici.....	36
Figura 3.1 - Mappa ENEA identificazione aree sfruttabili sul territorio italiano	40
Figura 3.2 - Esempio di un impianto agrivoltaico	41
Figura 3.3 - Flow chart algoritmo deterministico.....	43
Figura 3.4 - Sviluppo modello economico	45
Figura 3.5 - Carpet plot producibilità impianto anno tipo.....	46

Figura 3.6 - Stima producibilità mensile	47
Figura 3.7 - Rielaborazione curva di prezzo medio orario (2015-2019)	48
Figura 3.8 - Andamento PUN	50
Figura 3.9 - Rielaborazione curva di prezzo medio orario 2019	51
Figura 3.10 - Prezzo medio mensile	51
Figura 3.11 - Rielaborazione differenziali di prezzo medi	52
Figura 3.12 - Confronti dati modello semi-empirico	53
Figura 3.13 - Risultati curve di degrado per diversi cicli di vita dichiarati [51]	55
Figura 3.14 - Schema usato per la stima del tasso di degrado	55
Figura 4.1 - Schema generale metodologia	56
Figura 4.2 - Flow chart algoritmo di simulazione	57
Figura 4.3 - Tabella di output del modello di simulazione per la taglia da 50 MWh	59
Figura 4.4 - Schema dei principali componenti dell'impianto	60
Figura 4.5 - Cicli di vita medi stimati dal modello	62
Figura 4.6 - Andamento capacità disponibile secondo modello di degrado (es. 40 MWh)	63
Figura 4.7 - Risultati curve di degrado da modello	64
Figura 4.8 - Flussi Energetici e stato di carica giorno tipo 1	65
Figura 4.9 - Flussi energetici e stato di carica giorno tipo 2	66
Figura 4.10 - NPV scenario 1	68
Figura 4.11 - Esempi di distribuzione ricavi annui	69
Figura 4.12 - IRR scenario 1	70
Figura 4.13 - Variazione NPV rispetto ad alternativa 0 per scenario base	70
Figura 4.14 - Risultati analisi di sensitività su NPV e IRR	71
Figura 4.15 - Confronto post analisi di sensitività per NPV e IRR scenario 1	72
Figura 4.16 - Risultati IRR scenario 2	74
Figura 4.17 - Risultati NPV scenario 2	75
Figura 4.18 - Confronto scenari per il caso base	76
Figura 4.19 - Confronti scenari per i best case	77
Figura 4.20 - Risultati analisi sul LCOS	79
Figura 4.21 - Risultati LCOS per analisi di sensitività sulle taglie da 20, 30 e 40 MWh	80

Indice delle tabelle

Tabella 2.1 - Rielaborazione dati costi capitali per diverse tecnologie	33
Tabella 2.2 - Potenziali campi di applicazione sistemi BESS	37
Tabella 3.1 - Calcoli statistici per stima probabilità ore di massimo e minimo	49
Tabella 3.2 - Medie prezzo su intervalli identificati	49
Tabella 4.1 - Input tecnici del sistema	60
Tabella 4.2 - Input economici	68
Tabella 4.3 - Risultati delle diverse simulazioni nel secondo scenario	74

Simbologia

CO₂ Anidride carbonica	BESS Battery energy storage system
Gt Giga (10 ⁹) tonnellate	BMS Battery management system
IRENA International Renewable Energy Association	EMS Energy management system
TWh Tera (10 ¹²) Wattora	PCS Power conversion system
GW Giga Watt	AD – AC Corrente continua – alternata
MW Mega (10 ⁶) Watt	Ah Ampere – ora
MWh Mega Wattora	DOD profondità di scarica
LCOE Levelised Cost of Electricity	SOC Stato di carica
IEA International Energy Agency	V Volt
PNIEC Piano nazionale integrato energia e clima	NMC Nichel Manganese Cobalto
PNRR Piano nazionale ripresa e resilienza	LCO Ossido di Litio/Cobalto
FER Fonti energetiche rinnovabili	NCA Nichel Cadmio Alluminio
MTE Mercato elettrica a termine	LMO Ossido di Litio/Manganese
MPE Mercato elettrico a pronti	LFP Litio Ferro Fosfato
MGP Mercato del giorno prima	LCA Analisi del Ciclo di Vita
MI Mercato infra-giornaliero	SOH Stato di Salute Batteria
MSD Mercato dei servizi del Dispacciamento	EOL Fine Vita Batteria
PUN Prezzo unico d'acquisto nazionale	O&M Operation and Maintenance
	FRNP Fonti Rinnovabili Non Programmabili
	FV Fotovoltaico
	T&D Trasmissione e Dispacciamento

ENEA Ente per le nuove tecnologie,

l'energia e l'ambiente

NPV Net Present Value

IRR Tasso Interno di Rendimento

LCOS Costo Livellato dello Storage

TPB Tempo di Pay – back

CAPEX Spesa di Capitale

OPEX Spese Operative

C_b^{dN} Capacità consumata dopo N cicli

$\alpha_{SEI}, \beta_{SEI}$ Coefficienti del modello di
degrado

f_{dl} Parametro di linearizzazione

modello di degrado

k_s Fattore di correzione per l' EOL

N Numero di cicli di carica/scarica

$\delta_{Ch}, \delta_{Disch}$ Variabili binarie per
carica/scarica

E_{Grid} Energia immessa in rete

E_{FV} Energia netta prodotta

dall'impianto FV

E_{charge} Energia in ingresso alla batteria

$E_{discharge}$ Energia in uscita dalla
batteria

M€: Milioni di Euro

FCF Flussi di cassa non scontati

K_E : Costo del capitale proprio

EBITDA Profitti prima di tassazione e
ammortamento

EBIT Profitti meno quota di
ammortamento

NOPAT Margine operativo netto

IRAP, IRES Aliquote di tassazione

Introduzione

Una delle sfide più cruciali del 21° secolo è senza dubbio rappresentata dal contrasto ai cambiamenti climatici. Il cambiamento climatico è un problema complesso nel quale molti fattori si influenzano in modo reciproco. In un contesto simile appare chiaro come le attività antropiche abbiano un impatto estremamente significativo sul nostro pianeta.

La necessità di contrastare il cambiamento climatico ha richiesto, e continuerà a richiedere, una cooperazione che coinvolge tantissime realtà su scala mondiale e un impiego di risorse, non solo economiche, molto oneroso [1]. È in questo contesto che si colloca una delle più grandi sfide nota come “ transizione energetica “. L’analisi di indicatori globali, quali concentrazione di inquinanti e aumento della temperatura media negli ultimi decenni, riflette la necessità di una riforma più totale di un sistema energetico mondiale basato principalmente su combustibili fossili. Appare chiaro come nei prossimi anni sarà necessario un profondo cambiamento del sistema energetico mondiale per far fronte a tale sfida, e ciò non può che passare attraverso strategie che prevedano la decarbonizzazione di quest’ultimo con la contemporanea e proattiva messa in campo di tre pilastri fondamentali a supporto della transizione : lo sviluppo di infrastrutture fisiche; lo sviluppo di cooperazioni politiche su scala mondiale ; lo sviluppo di nuove competenze in un panorama profondamente rinnovato e sostenibile. Si renderà pertanto necessaria l’espansione delle infrastrutture energetiche in quanto sarà fondamentale favorire, anche attraverso policy di tipo economico-sociale, una penetrazione sempre maggior di fonti energetiche rinnovabili a basse emissioni di inquinanti quali, ad esempio, solare, eolico, veicoli elettrici e idrogeno verde [2].

In questo contesto di decarbonizzazione si colloca anche la situazione del panorama energetico italiano che sta vedendo uno sviluppo sempre più consistente di queste fonti, tra cui spicca quella solare. In particolare, negli ultimi anni il concetto di coesistenza sostenibile di questa fonte e dei terreni agricoli ha avuto sempre più enfasi culminando con lo sviluppo sempre più crescente degli impianti agrivoltaici che di fatto rappresentano il connubio che permette di superare la principale pecca degli impianti tradizionali, ovvero il consumo di suolo. Anche i sistemi di accumulo si stanno affermando come soluzioni sempre più concrete per garantire l’ingresso di fonti intermittenti e poter mantenere la stabilità dei sistemi elettrici grazie alla loro flessibilità.

Lo scopo di questo lavoro di tesi è proprio quello di sviluppare una metodologia che permetta di eseguire delle simulazioni del sistema formato dall’accoppiamento dell’impianto agrivoltaico e di un sistema BESS, analizzando l’impatto di diverse taglie sulla redditività dell’investimento grazie alle azioni di arbitraggio energetico con l’obiettivo di stabilire se questa attività risulta redditizia e, in tal caso, per definire la taglia che permetta di ottenere un eventuale ottimo da un punto di vista economico.

In particolare, nel primo capitolo viene fornita una descrizione del panorama energetico attuale e dei cambiamenti auspicabili attraverso l'analisi critica di scenari pubblicati dall'IRENA [2]. Gli sviluppi delle fonti rinnovabili in un contesto come quello attuale richiederanno investimenti e azioni congiunte, tra cui l'adozione sempre più su larga scala dei sistemi di accumulo. Seguirà una breve descrizione del contesto normativo italiano e una descrizione sintetica del funzionamento del mercato elettrico per poter inquadrare il ruolo di mercato che sarà successivamente utilizzato.

Nel secondo capitolo è stata condotta un'analisi dettagliata di fonti letterarie con lo scopo di rielaborare le caratteristiche tecniche e costruttive delle principali tipologie di sistemi di accumulo elettrochimico presenti oggi. Viene inoltre fornita una breve descrizione dei sistemi BESS citando le componenti principali. Infine, viene esplorata la gamma di possibili applicazioni che questi sistemi possono offrire.

Nel terzo capitolo viene inizialmente presentato il progetto di massima con l'inquadramento nel contesto italiano. Successivamente viene esposta in modo dettagliato la metodologia seguita per condurre l'analisi che rappresenta l'aspetto principale di questo elaborato di tesi. Vengono infatti accuratamente modellati tutti gli input e le operazioni necessarie per eseguire il modello di simulazione.

Nel quarto, e ultimo capitolo, vengono presentati il modello di simulazione e tutti i risultati ottenuti in relazioni alle varie simulazioni che sono state condotte. Infatti, verranno ben descritti sia i risultati tecnici ottenuti, per comprendere a pieno il funzionamento del modello e poter analizzare le prestazioni del sistema, sia i risultati economici che saranno rivisitati in chiave critica tramite delle opportune analisi di sensitività condotte su alcuni dei parametri fondamentali.

1 Panorama energetico internazionale

I gas ad effetto serra e il riscaldamento globale

Oggi uno dei problemi più gravi è rappresentato dal surriscaldamento globale. Tale fenomeno è dovuto all'alterazione dell'effetto serra, ovvero un meccanismo naturale presente grazie alla composizione della nostra atmosfera, con presenza di sostanze chiamate appunto gas Serra, che funge da regolatore della temperatura media del pianeta permettendo l'ingresso della radiazione solare e trattenendo quella infrarossa riemessa dalla Terra. La presenza di questi gas (quali ozono, vapore acqueo, anidride carbonica, metano e diossido di azoto) risulta fondamentale, seppur questi siano pari a meno dell'1% nella composizione dell'atmosfera, per garantire la vita sul nostro pianeta. Tuttavia, il trend in profonda crescita delle emissioni di CO₂ mostra come il problema del surriscaldamento globale sia ormai più che evidente.

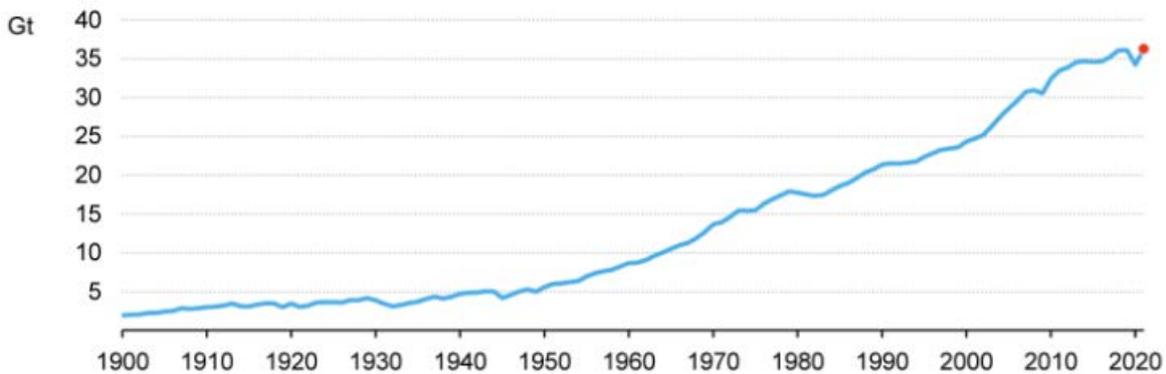


Figura 1.1 - Trend emissioni CO₂ [4]

Negli ultimi 20 anni si nota come la CO₂ equivalente emessa sia aumentata di quasi il 50%, passando da 24.6 Gt nel 2000 alle circa 37 Gt nel 2022. Il settore più impattante risulta quello della generazione di energia elettrica, responsabile del 40% delle emissioni di CO₂ registrate nel 2022.

L'agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) ha pubblicato nel "World Energy transition Outlook 2023" [2] tutti gli studi che sono stati effettuati per dimostrare come, nonostante evidenti risultati in termini di penetrazioni di fonti rinnovabili, oggi si è sostanzialmente fuori strada per raggiungere gli obiettivi prefissati.

Nello studio svolto vengono sostanzialmente analizzati due scenari:

- “The planned energy scenario”: fa riferimento alle prospettive e agli sviluppi basati su politiche e pianificazioni attuali;
- “The 1.5 °C Scenario”: descrive le traiettorie e le raccomandazioni per allinearsi in toto agli accordi di Parigi sui target fissati al 2025;

Per quanto riguarda il trend delle emissioni di CO₂ nello studio menzionato si può notare come tra i due scenari analizzati i risultati mostrati dimostrino una importante discrepanza di risultati raggiungibili (fig. 1.2).

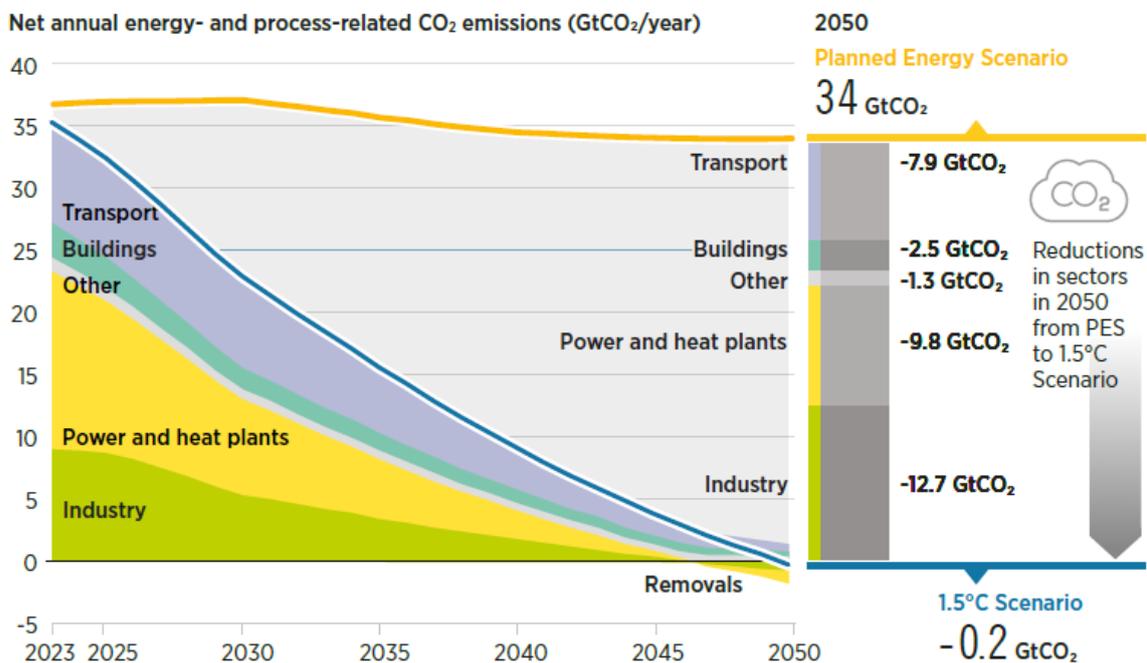


Figura 1.2 - Andamento emissioni CO₂ scenari IRENA [2]

Si può infatti vedere come il PES comporterà una riduzione di emissioni al 2050 di circa 3 Gt che è un dato assolutamente lontano dal net zero degli accordi di Parigi. Lo scenario 1.5 °C prevede invece un trend totalmente in linea con gli obiettivi.

Il MIX energetico mondiale

Le sfide che pone il processo di transizione energetica, con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati, sono estremamente ardue in un contesto che oggi è il frutto di un’evoluzione centenaria del settore energetico che per motivi di sviluppo economico, industriale e politico non ha che potuto basarsi su un larghissimo uso di combustibili fossili [3].

Il panorama energetico mondiale al 2021 presentava la situazione riportata in figura 1.3.

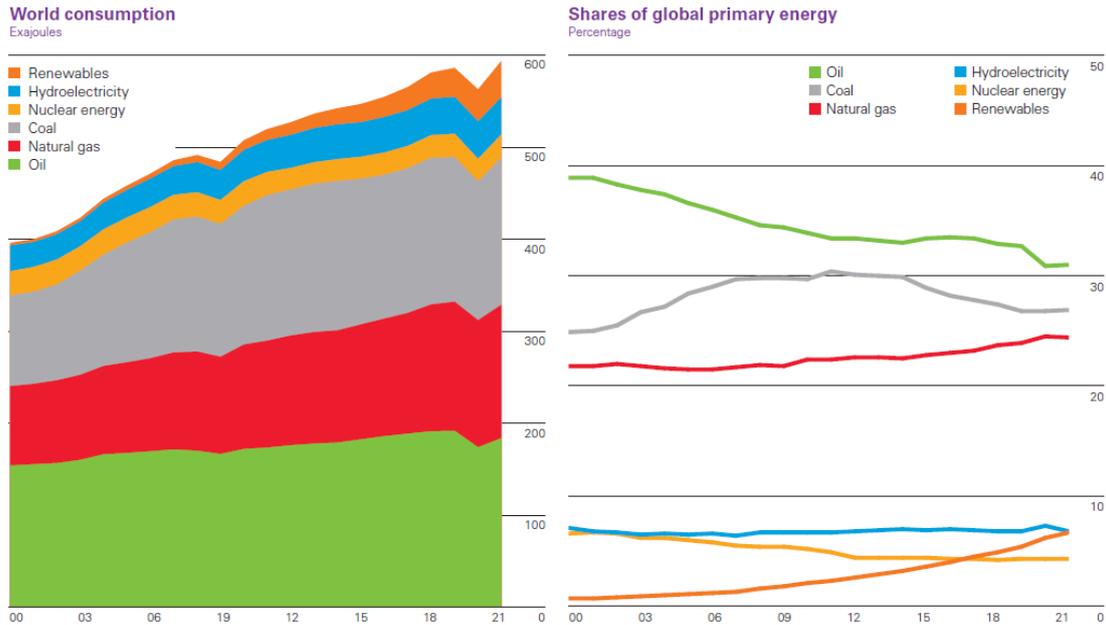


Figura 1.3 - Mix energetico mondiale 2022 [3]

I grafici precedenti mostrano come inevitabilmente la presenza di combustibili fossili sia oggi necessaria nel contesto energetico mondiale attuale come testimonia l'80% di copertura del consumo di energia primaria derivante da combustibili fossili. Rimane ovviamente da segnalare la preponderante crescita di rinnovabili che nel 2021 hanno toccato una quota di circa l'8%. Tutto ciò, seppur in un contesto di profondo cambiamento e spinta verso energia green, deriva da un contesto regolatorio ancora fortemente ancorato ai combustibili fossili che permarranno per decenni nel mix energetico [4].

Quanto esposto sopra rende quindi chiaro come negli anni a venire dovremmo assistere ad un cambiamento radicale relativo alla produzione e all'uso di energia passando attraverso un forte processo di elettrificazione che si rende necessario per il raggiungimento dei target prefissati nel processo di decarbonizzazione. In accordo al report citato in precedenza infatti lo scenario 1.5 °C prevede una copertura della fornitura di energia primaria da fonti rinnovabili che passi dal 16% odierno al 77% nel 2050.

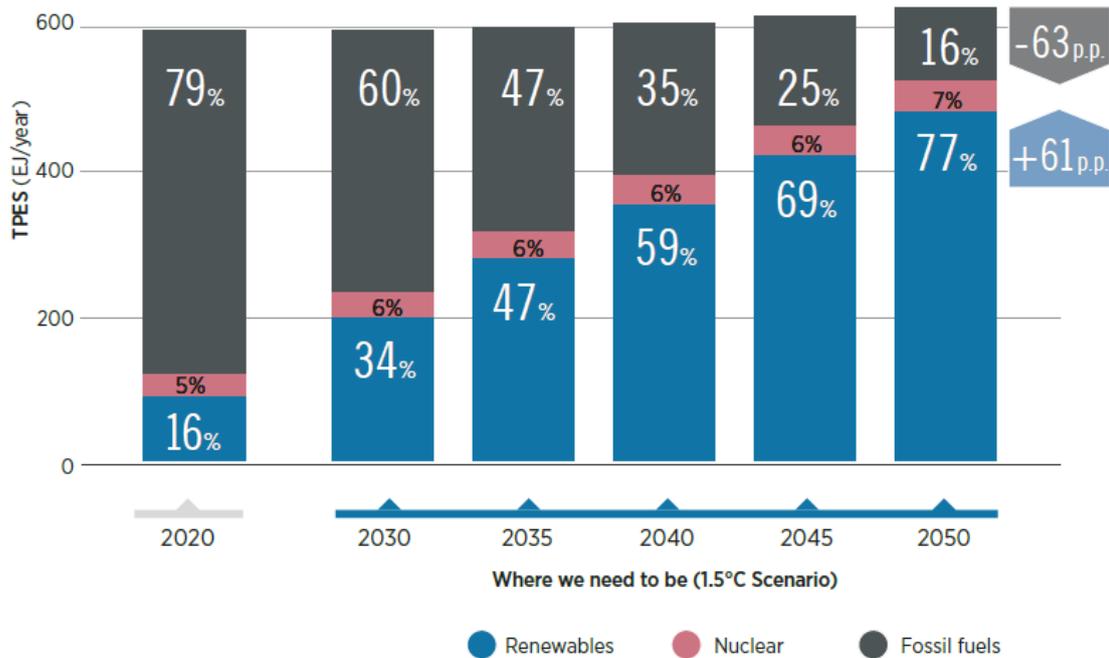


Figura 1.4 - Dettagli Scenario 1.5 °C IRENA [2]

Il cambiamento appena esposto trova uno stretto collegamento con il consumo finale di energia che dovrà essere sempre più rappresentato dall'uso diretto di energia elettrica nei diversi end-users. Nel 2021 il 60% circa era rappresentato dall'uso diretto di combustibili fossili, un 20% circa dall'uso diretto di energia elettrica [4]. La situazione attuale dovrà essere totalmente invertita, in accordo allo scenario 1.5 °C, prevedendo una penetrazione sempre maggiore dell'uso diretto di energia elettrica che dovrà coprire il 50% circa al 2050. La quota di combustibili fossili dovrà invece diminuire di circa il 47-48% al 2050 rispetto allo scenario attuale. Un altro vettore protagonista sarà l'idrogeno verde che dovrà arrivare a coprire il 14% del consumo finale totale di energia [2].

La generazione di energia elettrica e le fonti rinnovabili

L'energia elettrica viene considerata come un elemento fondamentale per favorire la crescita e lo sviluppo economico per un paese, soprattutto se questo è in una fase di sviluppo. Si ritiene infatti che forniture affidabili siano alla base per la crescita spinta soprattutto dall'industrializzazione [1]. A fronte di ciò si assiste ad una normale crescita del consumo di energia elettrica considerando l'avvento di potenze economiche emergenti, fra cui spicca la Cina, che si accompagna ad una spinta sempre più accelerata verso l'elettrificazione in relazione a quanto esposto nello scenario descritto in precedenza per i paesi già sviluppati. Tutto ciò porterà ad un mix energetico differente tra le due categorie citate [5].

La generazione di energia elettrica nel 2022 ha impattato per circa un 40% sulle emissioni di CO₂ e, quindi, questo settore offre un buon margine di riduzione di impatto attraverso la sua decarbonizzazione [4].

Quest'ultima nel 2020 risultava pari a circa 27 000 TWh, di cui 7 500 TWh derivanti da fonti rinnovabili per una percentuale pari al 28%.

Lo scenario 1.5 °C è molto ambizioso in quanto dovrà portare ad una copertura rinnovabile per la generazione di elettricità del 68% al 2030 e del 91% al 2050. Una quota così importante sarà dovuta alla sempre più spinta elettrificazione dei settori finali, tra cui i trasporti e gli edifici, che porterà la domanda di energia elettrica a raggiungere gli 87 000 TWh nel 2050 [2].

La spinta verso le fonti rinnovabili si riflette sul settore energetico che negli ultimi anni sta vivendo un cambiamento evidente. Il grafico in figura 1.5 mostra come l'aumento di capacità installata sia in costante crescita sia per l'eolico che per il solare che hanno raggiunto rispettivamente 900 e 1 050 GW nel 2022 con un incremento complessivo, rispettivamente, del 350% e del 1000% rispetto al 2012.

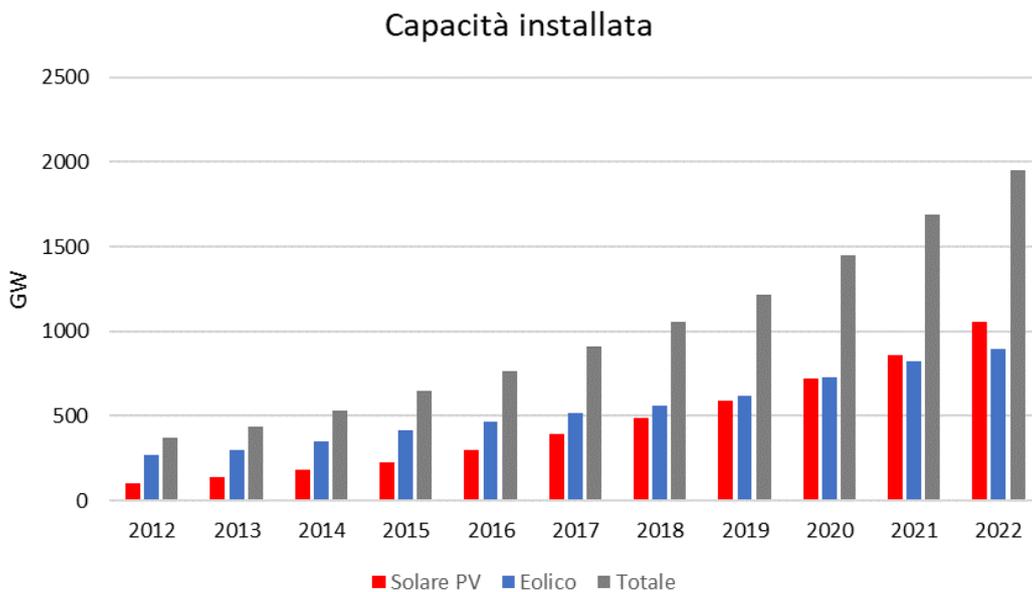


Figura 1.5 - Andamento capacità installata eolico e fotovoltaico – elaborazione da [3]

Questo aumento così accentuato è testimoniato da una capacità addizionale annua in costante crescita che ha visto il 2022 come l'anno in cui si è raggiunto il record di nuove installazioni con circa 265 GW, 190 dei quali relativi ad impianti fotovoltaici.

Dal 2014 inoltre si è assistito per la prima volta all'installazione di una capacità addizionale di impianti a fonti rinnovabili superiore a quella di impianti a fonti fossili. Infatti, da tale anno il trend è ben delineato e mostra una crescente diminuzione di capacità addizionale a fonte fossile che negli ultimi due anni si è assestata a circa il 17-18% della nuova capacità installata [3].

Sebbene la crescita di nuova capacità annuale sia molto importante essa in realtà riflette l'attuale contesto descritto dallo scenario PES che risulta essere abbastanza lontano dallo scenario 1.5 °C.

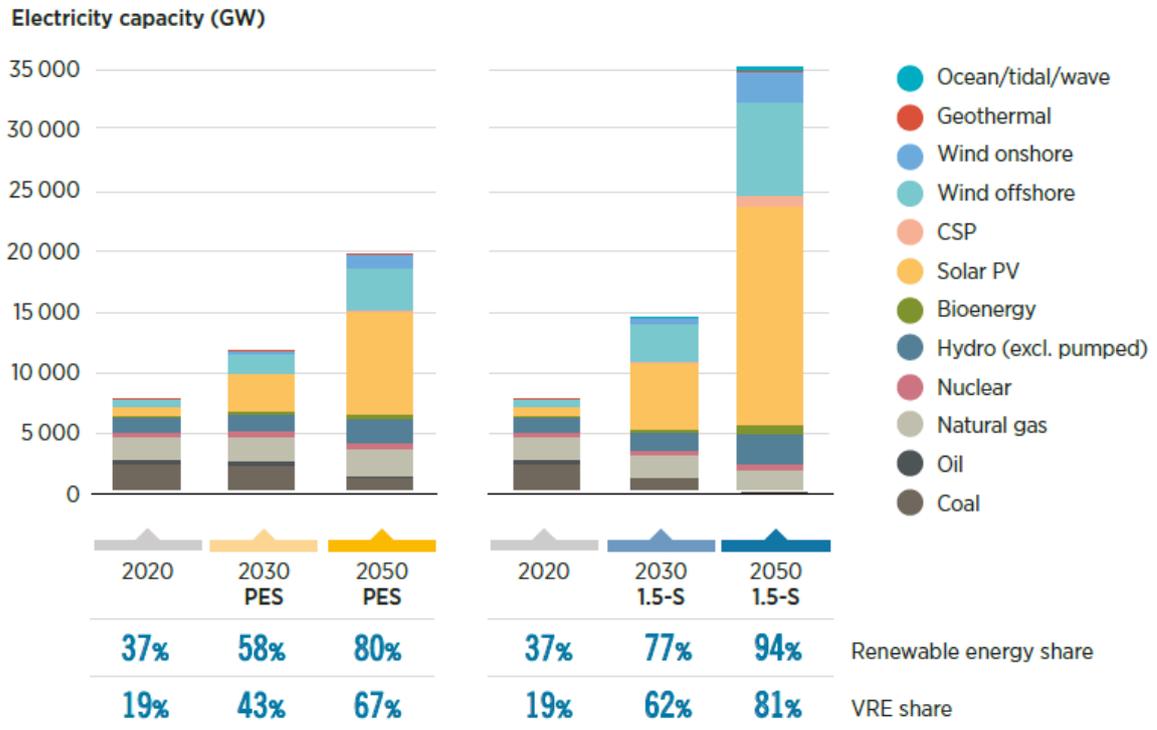


Figura 1.6 - Proiezioni Scenari IRENA [2]

Appare chiara la netta differenza del tasso di crescita di capacità installata tra i due scenari (fig. 1.6). Infatti, se al 2030 la differenza appare contenuta, lo stesso non può dirsi per la proiezione al 2050 in cui la capacità necessaria per lo scenario 1.5 °C supererà di 15 000 GW quella prevista con le attuali proiezioni. Il target precedentemente esposto renderà quindi necessaria l'installazione annuale di circa 1 000 GW/anno derivanti da fonti rinnovabili.

Un punto comune tra i due scenari è sicuramente la grande quota di copertura da fonti rinnovabili sulla capacità di generazione, seppur con le dovute differenze marcate sulle proiezioni di lungo periodo. Le tecnologie trainanti saranno il solare e l'eolico. Per quest'ultima la tendenza mostrato nell'ultimo decennio ha visto fasi altalenanti, tuttavia in accordo allo scenario 1.5 °C si dovrà incrementare la capacità installata fino a raggiungere circa 10 300 GW nel 2050. Perciò si renderà necessario passare da una media di circa 77 GW negli ultimi 5 anni ad una di 335 GW/annui [2].

Fotovoltaico

Rivolgendo particolare attenzione sul fotovoltaico, per cui i dati mostrati evidenziano come questa sarà la fonte che vedrà il maggior sviluppo, si è visto come il 2022 sia stato l'anno con il record di nuova capacità installata con 191 GW [3]. Nello scenario più ambizioso si stima che sarà necessario raggiungere circa 5 400 GW al 2030 e ben 18 200 GW al 2050. Questi target saranno raggiungibili passando ad una nuova capacità media annua di ben 615 GW che rappresenta una sfida importante considerando che negli ultimi 5 anni il tasso medio di nuove installazioni è stato di circa 130 GW/anno [2].

Tutti gli aspetti fin qui citati hanno avuto un indubbio impatto sul piano economico delle tecnologie fotovoltaiche. Infatti, nell'ultimo decennio la costante crescita di nuove installazioni utility-scale è stata frutto di una diminuzione dei costi. Secondo alcuni studi pubblicati in letteratura si può infatti concludere che questi impianti, negli ultimi anni, siano diventati competitivi con quelli tradizionali a fonti fossili. L'indicatore di paragone utilizzato è quello del "levelised costs of electricity" che risulta essere ampiamente utilizzato per comparare il costo di generazione di energia elettrica di diverse tecnologie. Il suo punto di forza è tenere in considerazione costi capitali, fissi, di operation and maintenance e della qualità della risorsa di generazione. Sebbene questo indicatore presenti alcuni limiti dovuti sia al fatto che gli input sono diversi per le diverse regioni del mondo, sia alla comparazione di fonti rinnovabili non dispacciabili con fonti che lo sono totalmente, esso rappresenta una metrica ampiamente utilizzata per riflettere una caratteristica fondamentale come quella dei costi di una tecnologia di generazione [6].

Per gli impianti fotovoltaici utility-scale, secondo quanto riportato da [7], i valori medi globali del costo totale di installazione, del capacity-factor e del LCOE hanno dei trend ben definiti (fig. 1.7). Si può infatti notare come si è assistito ad una consistente diminuzione, dal 2010 al 2021, di circa l'82% del costo totale di installazione, passando da 4 808 a circa 860 \$/kW, e dell'87% dell' LCOE che si è assestato a circa 0.05 \$/kWh nel 2021 in confronto al valore di 0.417 \$/kWh del 2010. Il capacity factor mostra invece un trend in aumento di circa il 3.5 % nel medesimo periodo, ciò grazie al molteplice susseguirsi di più fattori tra cui l'installazione in regioni più idonee per contributo solare, l'aumento dei load-ratio sugli inverter, l'uso di moduli bifacciali e l'uso di tracker solari che consentono maggiori prestazioni alle diverse latitudini.

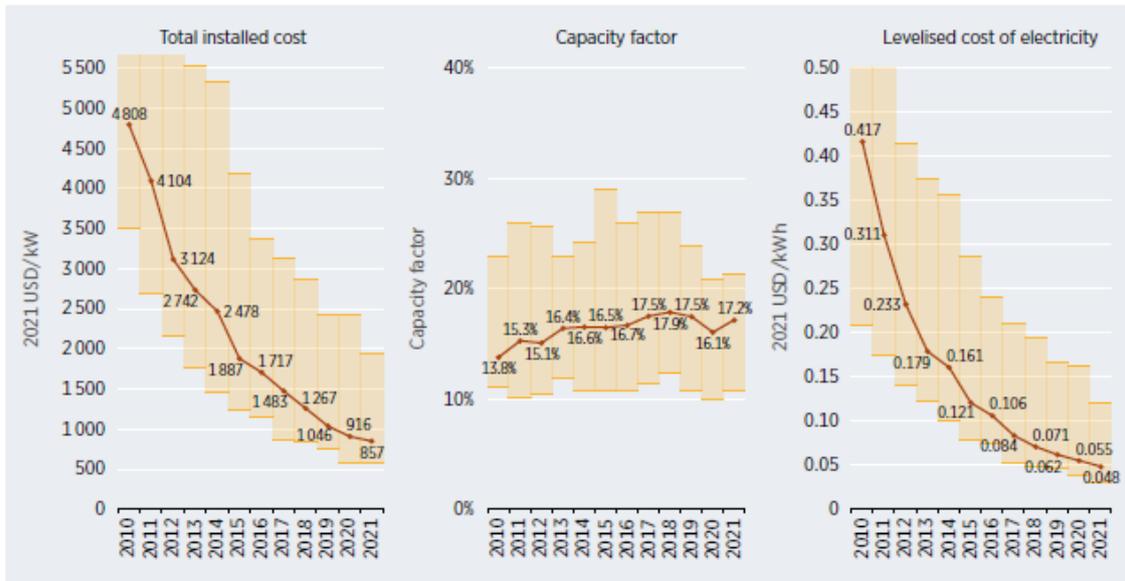


Figura 1.7 - Trend elementi descrittivi tecnologia fotovoltaica [7]

Investimenti nella rete elettrica e sistemi di storage

I cambiamenti evidenziati portano con sé inevitabili sfide non solo economiche, ma anche tecniche e sul piano politico-regolatorio. Da un punto di vista economico gli investimenti nel settore energetico sono stati di nuovo in crescita, dopo il periodo di crisi derivante dal covid-19. In questi ultimi quattro anni, inoltre, gli investimenti annui in green energy sono ormai stabilmente superiori del 40% rispetto ai combustibili fossili.

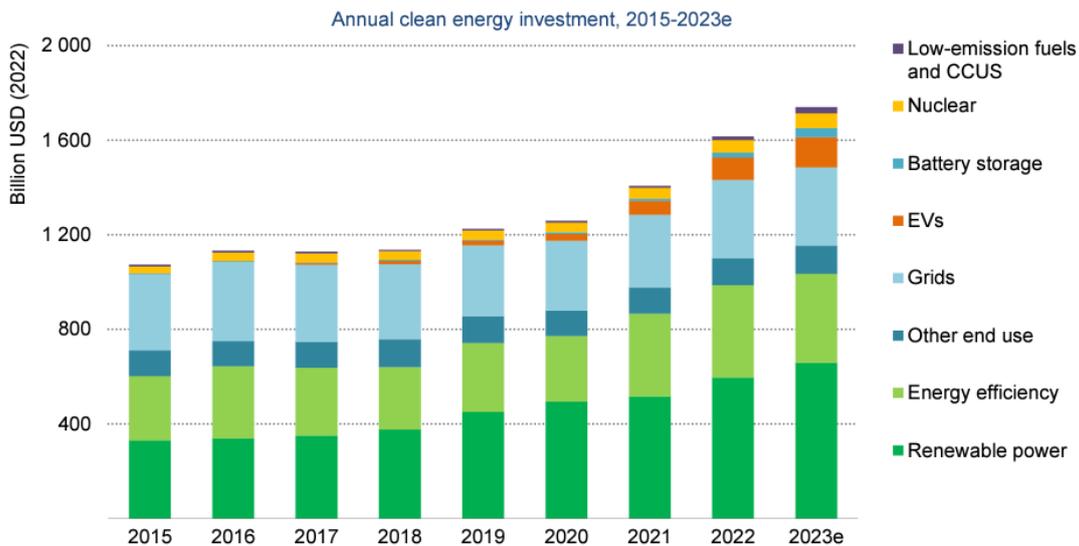


Figura 1.8 - Investimenti annuali su energie green [4]

In figura 1.8 viene mostrata la ripartizione degli investimenti che appare dominata da rinnovabili e reti elettriche [4].

I dati storici precedentemente mostrati sono in linea con quelli riportati dalle stime dell'Irena per raggiungere gli obiettivi climatici saranno necessari investimenti pari a 150 trilioni di \$ da oggi al 2050 [2]. La mole di questi investimenti deriva dai cambiamenti attesi per il settore, tra cui spicca la crescente e preponderante penetrazione di fonti rinnovabili, l'elettrificazione di molti usi finali. Un sistema che sarà sempre più basato sulla presenza di fonti rinnovabili intermittenti, eolico e solare principalmente porta con sé delle inevitabili sfide tecniche. Infatti, una degli aspetti fondamentali alla base di ogni sistema è la flessibilità, ovvero la capacità di gestire in modo affidabile e economico la variabilità di domanda e offerta dal breve al lungo periodo. Ciò implica sia la stabilità sia assicurare la stabilità istantanea sia la sicurezza di approvvigionamento sul lungo termine [4]. Garantire la flessibilità del sistema risulta quindi fondamentale, e se oggi questo viene fatto tramite impianti programmabili a combustibili fossili, in uno scenario di decarbonizzazione con la dismissione quasi totale di questi ultimi e la penetrazione fonti intermittenti e non dispacciabili, come fotovoltaico ed eolico, richiederà un incremento davvero importante di quest'ultima per garantire la stabilità dei sistemi. In accordo a [4] vi sono quattro possibilità di garantire flessibilità: Impianti termoelettrici, reti elettriche, demand-side response ed energy storage. Ad oggi la flessibilità è garantita principalmente da impianti termoelettrici programmabili i quali però verranno gradualmente dismessi per favorire la penetrazione di impianti a fonti rinnovabili, principalmente intermittenti e quindi non dispacciabili. Pertanto, la flessibilità potrà essere garantita con sistemi di storage a breve e lungo termine e demande-side response che sarà sempre più promettente vista l'elettrificazione di molti usi finali. Tutto ciò dovrà essere accompagnato da uno sviluppo, o ammodernamento, delle reti di trasmissione dell'energia elettrica che dovranno rispondere sia ad una crescita sempre maggiore della domanda di energia elettrica, sia all'aumento di capacità da fonte rinnovabile che, come detto, necessiterà di una maggiore stabilità che potrà essere garantita solo da un adeguato sistema di trasporto e distribuzione dell'energia. In quest'ottica appare chiaro come circa il 40% dei 150 trilioni di dollari stimati al 2050, nello scenario presentato, dovranno essere investiti in sviluppo di capacità di generazione da fonte rinnovabile e in infrastrutture di rete e sistemi di flessibilità [2].

In accordo a quanto precedentemente esposto, i sistemi di storage si configurano come una soluzione molto adeguata a garantire adeguati livelli di flessibilità. Tra i sistemi disponibili, che saranno brevemente descritti in seguito, quelli utility-scale basati su batterie sembrano essere i più promettenti grazie ad una serie di caratteristiche che ben si sposano con le esigenze che saranno necessarie [4]. Proprio per questo motivo, nello scenario presentato, questi ultimi vedranno una crescita che li porterà a circa 360 GW al 2030 e a ben 4000 GW nel 2050. Ciò renderà necessari gli investimenti precedentemente descritti e tutta una serie di policy necessarie a superare ostacoli quali costi ad oggi molto elevati, barriere regolatorie e integrazione negli attuali sistemi [2].

1.1 Policy e government

Oggi è in vigore il trattato internazionale noto come “Accordo di Parigi 2015”, stipulato da 196 stati membri, che promuove una serie di misure volte a contenere l’aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto al livello preindustriale con uno sforzo per mantenersi in un aumento limitato a 1.5 °C.

Si stima che in Europa il 75% delle emissioni di CO₂ è legato ad attività di produzione ed uso dell’energia. Nel 2019 il consiglio dell’UE ha intrapreso un percorso che avesse come obiettivo quello di rendere l’europa il primo continente ad emissioni nette pari a 0 entro il 2050 in linea con gli accordi di Parigi. Vengono così fissati fissati degli obiettivi nel periodo dal 2021 al 2030. La strategia dell’unione dell’energia dal suo lancio, nel 2015, ha portato all’emanazione di diversi pacchetti di misure per realizzare gli obiettivi tra cui si trovano appunto le azioni per il clima e la decarbonizzazione. In tempi recenti si è assistito infatti ad una rivisitazione delle attuali policy nel 2019, con l’entrata in vigore del pacchetto “clean energy for all european” (in linea con il precedente 20-20-20) che sanciva obiettivi al 2030 circa l’abbattimento di emissioni del 40%, di copertura del consumo finale lordo da rinnovabili pari al 32% e di diminuzione dei consumi di energia primaria del 32.5%. In seguito all’adozione di questo pacchetto fu definito un chiaro quadro regolatorio tramite diverse direttive emanate tra cui si citano solo le seguenti poiché di stretto interesse per questo lavoro di tesi [9]:

- la direttiva 2018/2001 sulle rinnovabili, detta anche RED II, che fissa il target precedentemente accennato per l’UE , ma anche un valore ad ogni singolo stato membro per raggiungerlo. Per l’Italia è stato stabilito valore invece del 30%;
- Direttive UE 943 e 944 del 2019 relative rispettivamente al mercato interno dell’energia elettrica e alle sue norme comuni;
- Regolamento UE 2018/1999 sulla governance dell’unione dell’energia tramite un meccanismo basato sui PNIEC.

Questo quadro regolatorio è stato soggetto a modifiche, qualche giorno dopo L’UE ha adottato il “Green Deal”, cioè un insieme di iniziative strategiche che puntano ad un transizione socialmente equa e che stringe ancora di più i target al 2030 per raggiungere la neutralità climatica al 2050. La rilevanza di questa azione strategica è stata sottolineata dall’emanazione della legge europea sul clima (Regolamento UE 2021/1119), la quale sancisce il rispetto dei target rispettare in termine giuridici.

A tal proposito, in data 14 Luglio 2021 è stato introdotto il pacchetto “fit for 55”, con tutte le azioni legislative, per raggiungere i nuovi target più ambiziosi al 2030: copertura del consumo finale da rinnovabili del 40%, riduzione consumi di energia primaria del 39% e riduzione

emissioni di gas serra del 55% rispetto al 1990. A questo ambizioso aggiustamento dei target hanno fatto seguito le revisioni delle attuali direttive.

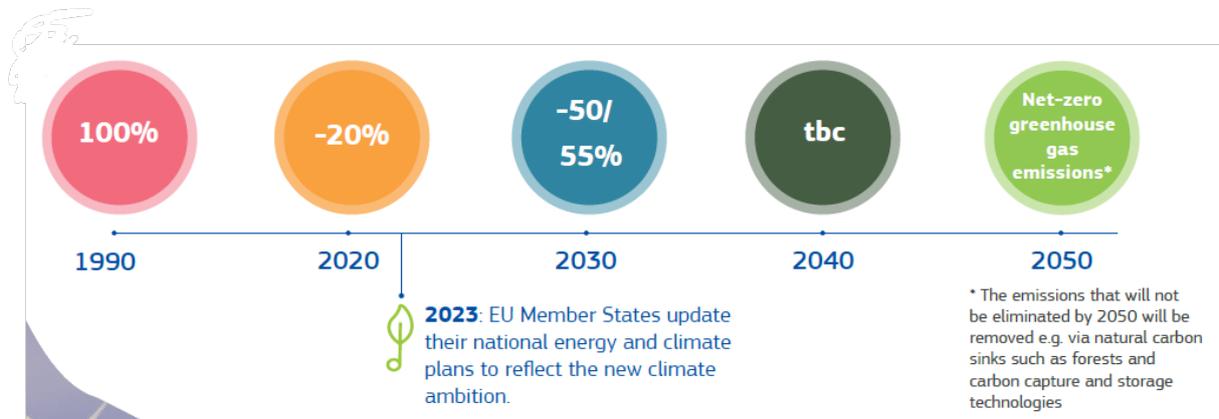


Figura 1.9 - Evoluzione obiettivi Green Deal Europeo [9]

La sfida di transizione energetica dell'UE è strettamente collegata con il piano "next Generation EU" varato nel 2020 come risposta coordinata alla crisi economica-energetica derivante dalla pandemia. In particolare, risulta di grande interesse in termini di transizione il "Dispositivo di ripresa e resilienza" che comporta una durata di 6 anni e l'elaborazione da parte degli stati membri dei piani nazionali di ripresa e resilienza con l'obbligo di destinare il 37% della spesa in iniziative a sostegno del raggiungimento dei target sul cambiamento climatico. Vengono infatti fissati una serie di obiettivi intermedi al 2025 che vedono nelle rinnovabili il protagonista principale con un 40% raggiunto a fronte di una capacità al 2030 di circa 500 GW e l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori con il trasporto di un milione di tonnellate in tutta l'UE.

1.2 Il contesto normativo e regolatorio italiano

In attuazione al regolamento UE 2018/1999 l'Italia ha presentato, al termine del 2019, il proprio PNIEC nel quale sono stati definiti tutti gli obiettivi e gli strumenti necessari a rispettare i target fissati per contribuire al raggiungimento di quelli europei. Il nostro paese ha previsto nel PNIEC una copertura dei consumi finali lordi del 30 % da fonti rinnovabili.

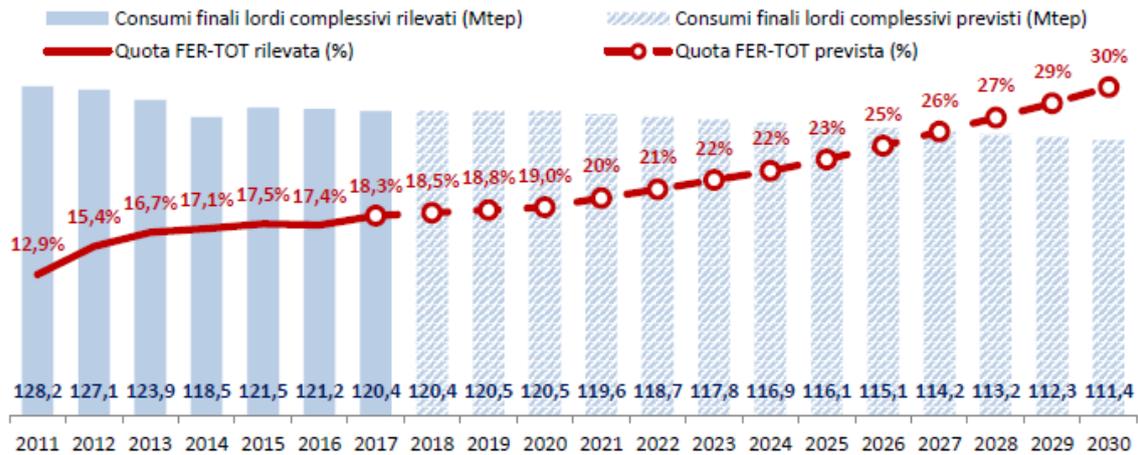


Figura 1.10 - Trend previsto nel PNIEC 2019 [10]

Sul documento si legge in particolare che il settore elettrico sarà quello che vedrà il maggior contributo di crescita delle fonti rinnovabili grazie al phaseout del carbone già dal 2025. Si stima infatti che al 2030 le rinnovabili arriveranno a coprire il 55% della generazione elettrica stimata ad un valore di circa 187 TWh.

Le tecnologie eoliche e solari grazie alla riduzione dei loro costi saranno ancora protagoniste in questa importante crescita e secondo stime riportate nel PNIEC. Si prevede che la loro capacità passerà rispettivamente da valori di circa 9.8 GW e 19.7 GW al 2017, a valori di 19.3 GW e 52 GW al 2030 con una capacità di generazione di energia elettrica il cui trend è riportato nella figura seguente.

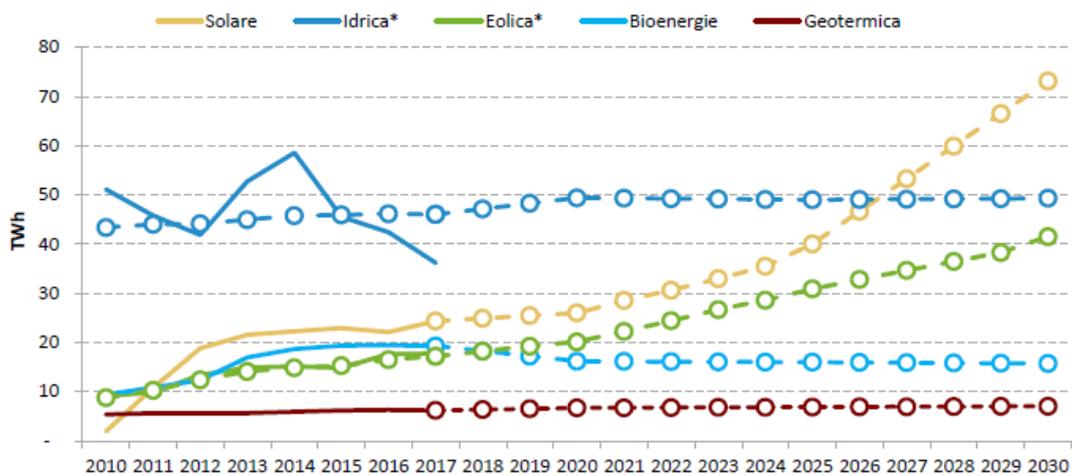


Figura 1.11 - Proiezioni PNIEC capacità di generazione [10]

Tutti i valori fin qui esposti sono relativi alla pubblicazione del PNIEC in relazione ai target del pacchetto Clean Energy al 2030. Come già esposto, l'adozione del Green Deal, con obiettivi

più stringenti, ha portato al rialzo la quota di copertura rinnovabile e con l'avvento dei PNRR del progetto NextGen-Eu l'Italia destinerà circa il 40% dei fondi e delle risorse da investire in progetti relativi alla lotta al cambiamento climatico nella missione "Rivoluzione verde e transizione ecologica". Tra questi si citano le risorse destinate alle rinnovabili, all'idrogeno alla rete e alla mobilità sostenibile. Tutti questi mutamenti hanno portato ad una procedura di revisione del PNIEC che si stima sia attualmente prossimo alla pubblicazione.

I dati del 2022 hanno mostrato in Italia un trend ben definito per l'energia elettrica, con focus specifico sugli impianti fotovoltaici. Infatti, secondo [11,12] al termine del 2022 risultano installati circa 25 GW di impianti fotovoltaici, con una produzione lorda di circa 28 TWh, segnando un aumento rispettivo del 10.9% e del 12.3%. A fronte di un richiesta complessiva di energia elettrica di circa 319.6 TWh, in particolare si stima che la copertura sul consumo lordo finale da FER sia a circa il 19.6%.

1.3 Struttura del settore elettrico italiano

L'energia elettrica è per sua natura un vettore energetico che si distingue dagli altri per una serie di peculiarità, tra cui la grande variabilità sul lato domanda, sia giornaliera che stagionale, influenzata da diversi fattori, la difficoltà nello stoccarla in volumi molto elevati a costi irrisori, e le trasformazioni necessarie per renderla disponibile ai diversi usi finali. Tutte queste caratteristiche richiedono quindi la presenza di sistemi elettrici che sia ben organizzati e coordinati.

Tradizionalmente i sistemi elettrici sono sempre stati suddivisi in tre grandi segmenti: generazione, trasmissione e distribuzione [13].

Il mercato dell'energia elettrica odierno è il frutto di un processo di profonda trasformazione che è iniziata nel 1996 con la direttiva europea 96/92/CE che ha portato alla progressiva trasformazione dei sistemi elettrici da monopoli verticalmente integrati a sistemi liberalizzati e competitivi con alcuni settori regolamentati da monopoli naturali [14,15]. Questa transizione è stata possibile grazie a dei contesti regolatori che hanno portato la value chain dei sistemi elettrici ad essere composta da 5 diversi segmenti, ognuno dei quali ha una sua propria regolamentazione. Essi sono [15]:

- Generazione: essa comprende tutte le azioni di generazione dell'energia elettrica;
- Vendita all'ingrosso e commercio: acquisto di energia dai produttori e vendita ai clienti finali;
- Trasmissione: trasporto su lunghe distanze e ad elevatissimi livelli di tensione;
- Distribuzione: trasporto su scale locali a media/bassa tensione;
- Vendita al dettaglio ai clienti finali;

In Italia il sistema elettrico, che vede in Terna il suo operatore di trasmissione e dispacciamento, è convenzionalmente diviso in porzioni di zone trasmissione caratterizzata ognuna dai limiti di transito infrastrutturali e di connessione con le altre zone [14]. Queste zone, definite da Terna, si distinguono in geografiche, virtuali e poli di produzione limitata.

Il mercato elettrico italiano, che si differenzia da altri mercati europei per la propria natura in quanto è un mercato prettamente ad asta, si divide principalmente in due mercati: Il mercato elettrico a termine (MTE) e il mercato elettrico a pronti (MPE). Di questo il primo è di natura finanziaria mentre il secondo rappresenta un vero proprio mercato fisico che permette di definire i programmi per ogni zona di mercato definita in precedenza.

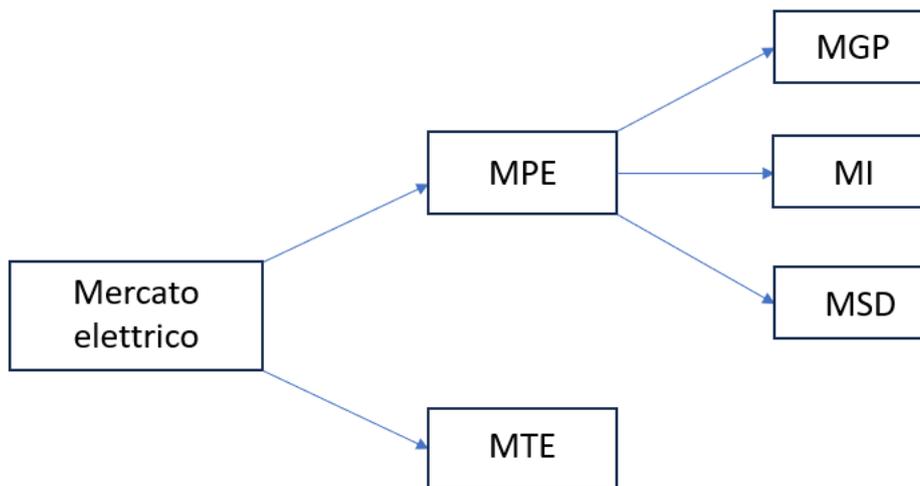


Figura 1.12 - Struttura Mercato elettrico italiano

Nel mercato a pronti si trovano:

- “il mercato del giorno prima” (MGP): rappresenta il mercato principale in cui avvengono le contrattazioni di domanda e offerta dell’energia per le successive 24 ore. Per questo motivo il prezzo di risoluzione di questi mercati sono quelli considerati come più importanti per il prezzo finale dell’energia
- “Il mercato infra-giornaliero” (MI): sono dei mercati di aggiustamento sul breve periodo che si svolgono al termine del mercato del giorno prima;
- “il mercato dei servizi del dispacciamento” (MSD): rappresenta il mercato in cui Terna costituisce le risorse necessarie per garantire il dispacciamento e la gestione in sicurezza del sistema.

I primi due mercati sono basati sul criterio del prezzo marginale; infatti per ogni zona geografica viene effettuata la risoluzione del mercato che porta alla definizione oraria del prezzo zonale e del prezzo unico di acquisto nazionale (PUN).

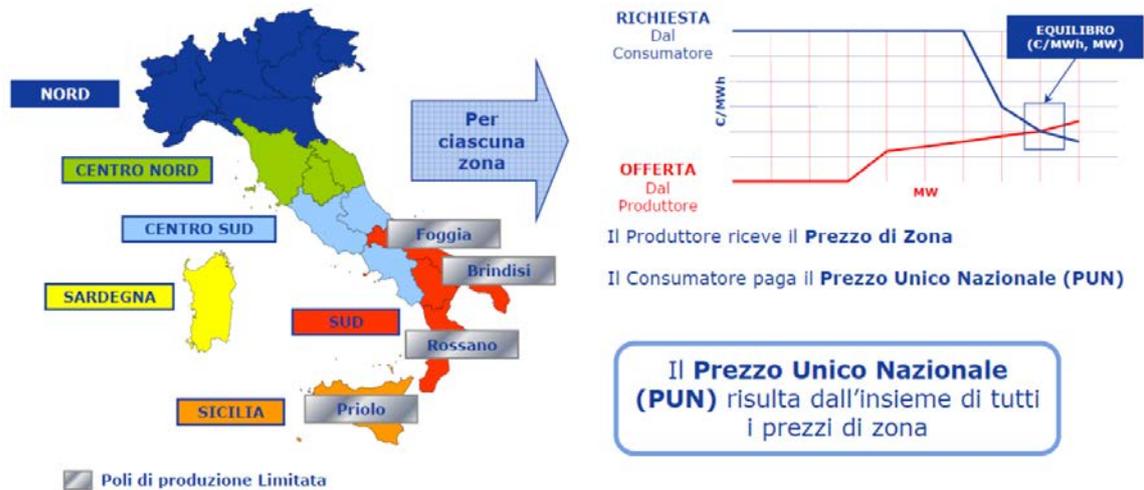


Figura 1.13 - Zone di mercato e sistema di prezzo marginale

Il bilanciamento e i servizi ancillari

I servizi ancillari sono definiti come un set di azioni specifiche che servono per garantire la gestione affidabile ed in sicurezza di un sistema elettrico. Tra questi servizi si possono definire quelli per il controllo della frequenza, della tensione e del riavviamento della rete dopo un black-out.

Attualmente in Europa i servizi ancillari per il bilanciamento prevedono l'uso di tre diversi processi da parte dei gestori delle reti di trasmissione: Regolazione di frequenza primaria, regolazione secondaria, regolazione terziaria. In Italia Terna si approvvigiona delle risorse necessarie tramite il MSD che è un mercato di tipo pay-as-bid, ovvero se l'offerta è accettata è remunerata al prezzo presentato. A questo mercato possono partecipare solo gli utenti abilitati del dispacciamento definiti da TERNA.

2 I sistemi di accumulo dell'energia elettrica: overview e applicazioni stazionarie utility-scale

I sistemi di accumulo rappresentano l'unica modalità fisica di disaccoppiare la generazione e la domanda di energia elettrica poiché quest'ultima, a differenza di altri vettori energetici, una volta generata deve essere distribuita e consumata. Molto spesso però esigenze relative all'ottimizzazione del parco di generazione, di garanzia di qualità e sicurezza dei sistemi elettrici, rendono l'accumulo "statico" di energia elettrica strettamente necessario [16]. L'uso di sistemi di accumulo di energia elettrica non è di certo recente ma gli sviluppi odierni e quelli attesi portano queste tecnologie ad avere un ruolo chiave in diversi settori riguardanti l'ambito energetico tra cui spiccano sicuramente i trasporti e il settore dell'energia elettrica. Lo scopo di questa breve panoramica è quello di presentare in modo sintetico le possibili soluzioni ad oggi conosciute e con un grado sufficiente di maturità, i relativi parametri tecnici e prestazionali e trarre infine una conclusione sulla tecnologia più promettente da questo punto di vista. Esistono diverse modalità di classificazione dei sistemi di storage basate su diversi criteri. Ad esempio si può fare riferimento alle modalità fisiche alla base dello stoccaggio, ognuna delle quali ha diverse caratteristiche tecniche ed economiche, alle funzioni che essi possono svolgere e infine agli ambiti di applicazione previsti (ad. Esempio settore energia o automotive) [17]. Qui verranno discussi i sistemi di storage descritti in relazione ai parametri elencati in precedenza, soffermandosi sulle applicazioni stazionarie per le reti elettriche, dette utility-scale.

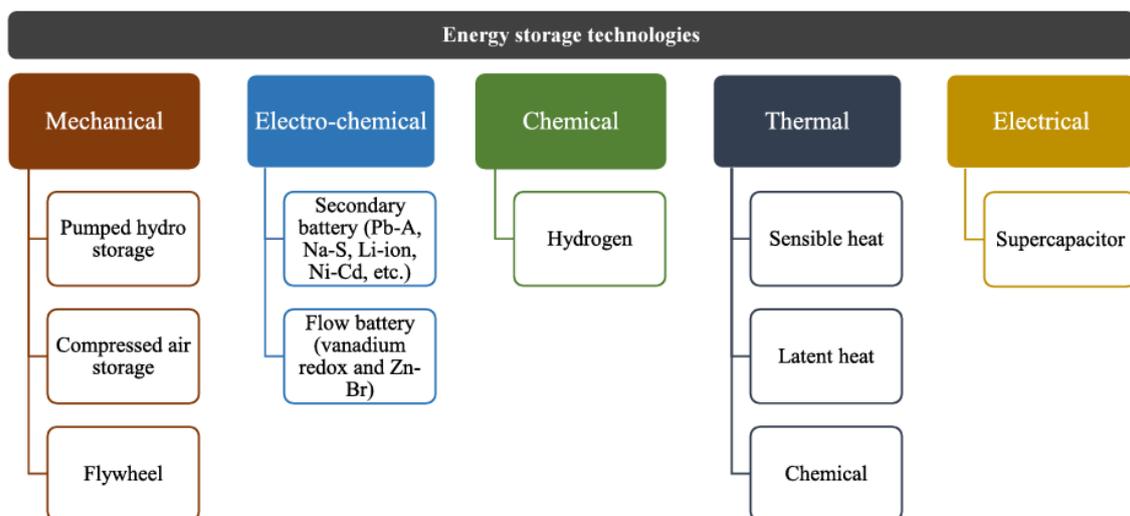


Figura 2.1 - Classificazione sistemi di accumulo [18]

Sebbene le categorie di questi sistemi siano svariate, la descrizione accurata, tramite analisi di letteratura, sarà effettuata solo per i sistemi elettrochimici per i quali verranno presentati tutti i vantaggi e le caratteristiche che li rendono molto promettenti per l'applicazione in esame.

2.1 Battery Energy storage system

Il termine BESS, acronimo di Battery energy storage system, indica un sistema composto da diversi componenti che assolvono a diverse funzioni e che vede nelle celle elettrochimiche, che saranno di seguito descritte, la propria unità elementare.

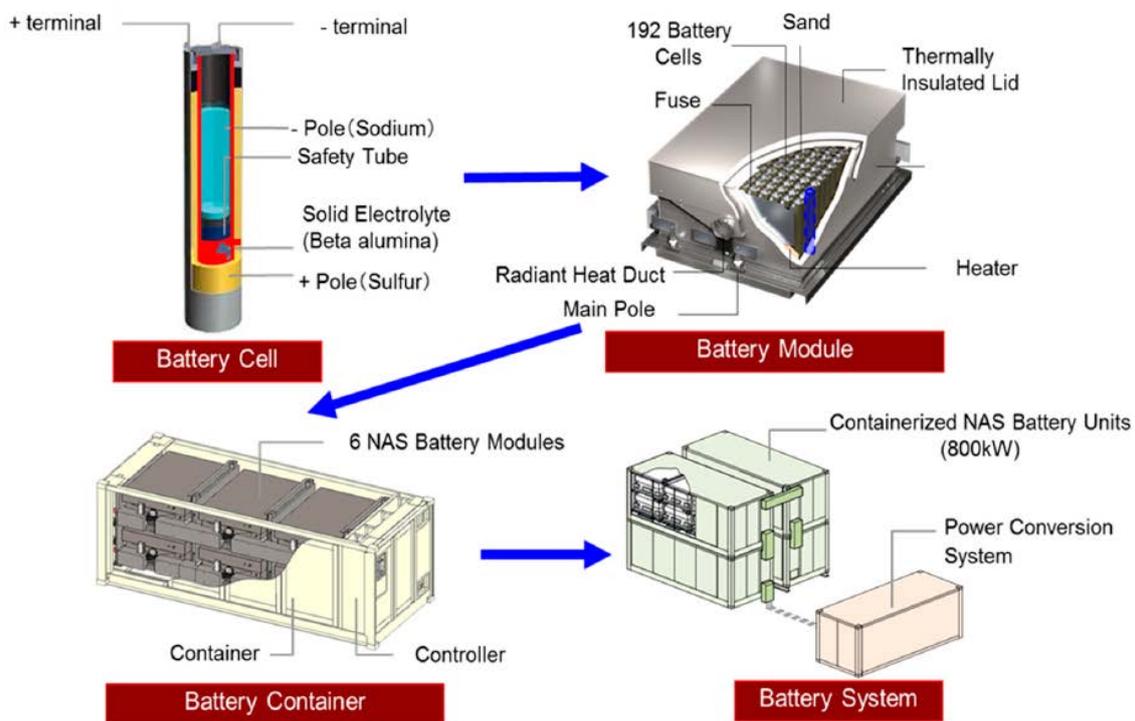


Figura 2.2 - Componenti di un sistema BESS [19]

In tale sistema si possono identificare tre diversi blocchi [20]:

- *componenti batteria:* la connessione di più celle elettrochimiche definisce il modulo batterie, che a sua volta può essere unito ad altri moduli per formare i container di batterie che rappresentano le unità di energia. Vi è anche la presenza di sistemi di gestione batteria (BMS) che hanno lo scopo di assicurare che il sistema lavori in condizioni tali da evitare malfunzionamenti o danni dovuti al voltaggio, alle temperature o alle correnti circolanti nella batteria;

- *componenti per la gestione del sistema*: in questo caso ci si riferisce a sistemi di controllo di alto livello, quindi per il monitoraggio dell'intero sistema. Tipicamente vi è la presenza di un sistema di controllo e monitoraggio (IT monitoring), un EMS (energy management system), che è responsabile della gestione dei flussi di potenza e della loro distribuzione, e un sistema di gestione termica per far sì che la batteria lavori in condizioni che non compromettano le prestazioni e la sicurezza;
- *componenti per la connessione con la rete*: i componenti principale sono il PCS (power conversion system), che nel caso di un BESS è l'unità di potenza vera e propria, e il trasformatore per l'allacciamento alla rete elettrica in alta tensione. Il primo è necessario nel caso di sistemi di storage elettrochimici poiché, come evidenziato in precedenza, si accumula e si rilascia energia tramite reazioni elettrochimiche che producono tensioni statiche, quindi in DC. Pertanto, la connessione di questi dispositivi con sistemi in regime alternato, come lo sono le reti elettriche, richiede la presenza di un inverter, cioè di un sistema di conversione di potenza bidirezionale DC-AC. La bidirezionalità di questi sistemi si rende necessaria poiché in fase di scarica vi è la necessità di trasformare da DC in AC in modalità inverter, mentre nel processo di carica il sistema funziona da raddrizzatore convertendo da AC in DC. Il trasformatore, che è la parte più consistente in termini di dimensioni, è infine necessario per connettere il bus dell'impianto e quello della rete elettrica che sono a livelli di tensione differenti [21].

I sistemi di accumulo elettrochimico sfruttano i processi di trasformazione reversibili tra energia chimica/elettrica. Proprio grazie alla loro versatilità, la possibilità di modulazione e relativa semplicità di utilizzo le batterie rappresentano uno dei sistemi di storage che sta vedendo una importante diffusione e che canalizzano la maggior attenzione recente in termini di ricerca e sviluppo.

Le batterie possono essere suddivise in due grandi categorie [16]:

- *“Batterie primarie”*: sono dei sistemi che possono essere definiti “single usage” in quanto una volta scaricate non possono più essere riutilizzate. Rientrano in questa categoria le batterie Zinco-Manganese e quelle Argento-Zinco;
- *“Batterie secondarie”*: sono i veri e propri sistemi di storage in quanto consentono una carica e scarica reversibili che permette il loro utilizzo in applicazioni di accumulo di energia elettrica. In questa categoria sono presenti diverse tecnologie di cui alcune in una fase di ricerca e altre che hanno raggiunto un buon livello di maturità e di commercializzazione.

Ai fini di questa tesi verranno descritte sinteticamente solo quelle rientranti nella seconda categoria, tra cui ad esempio le Ioni/litio, le batterie al Piombo-acido, quelle Sodio-Zolfo (dette anche ad alta temperatura) e le Nichel-Cadmio. Le batterie secondarie basano il loro

funzionamento su reazioni REDOX (ossido-riduzione) che comportano lo scambio di elettroni tra due diverse specie chimiche che reagiscono tra di loro. In particolare, si ha una specie riducente che, perdendo elettroni, si ossida e viceversa una specie ossidante che acquistando elettroni si riduce [16]. Una batteria è formata dalla combinazione di una o più unità fondamentali, dette celle elettrochimiche, collegate in serie o in parallelo a seconda dei valori di tensione e corrente desiderati. Ogni cella è composta da due elettrodi (anodo e catodo), che contengono le due diverse specie, immerse in un elettrolita. Ogni cella può operare una conversione reversibile tra energia chimica ed elettrica; infatti durante la fase di carica si ha una reazione che porta al passaggio di elettroni dal catodo all'anodo mediante l'applicazione di una tensione esterna. Viceversa, durante la fase di scarica si ha una simultanea reazione e gli elettroni migrano dall'anodo al catodo.

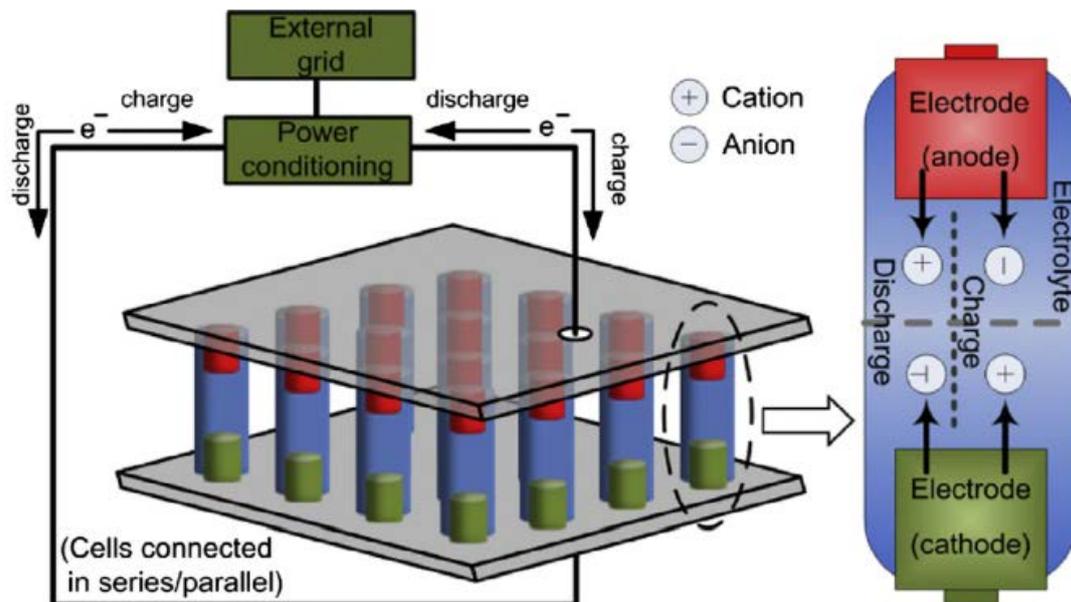


Figura 2.3 - Struttura generale di una cella elettrochimica [18]

Per i sistemi elettrochimici, oltre ai parametri comuni a tutti i sistemi di accumulo, occorre definirne ulteriori poiché caratteristici di questa tipologia e del relativo processo di funzionamento. Tra questi parametri si definiscono [22]:

- “Capacità [Ah]”: rappresenta la capacità di accumulo della batteria che in condizioni nominali esprime la carica che la batteria è in grado di erogare nella fase di scarica per un tempo di 10 h alla temperatura di 25 °C;
- “Energia nominale [Wh]”: energia erogata dalla batteria in condizioni nominali;
- “C-rate [1/h]”: rappresenta il rapporto tra potenza ed energia e descrive la tendenza ad applicazioni in potenza o in energia. Alti valori indicano che il sistema è adatto a prestazioni in potenza, bassi invece ad applicazioni in energia;

- “Profondità di scarica (DOD) [%]”: rappresenta la capacità scaricata ad un dato istante rispetto a quella nominale;
- “Stato di carica (SOC) [%]”: fornisce la capacità della batteria rispetto a quella nominale. Assume valori compresi tra lo 0% e il 100% a cui corrispondono rispettivamente batteria totalmente scarica e totalmente carica;
- “Numero di cicli di vita”: rappresenta il numero di cicli al termine del quale la capacità della batteria è pari all'80% di quella nominale. Infatti, si dimostra che lo stato di carica raggiunto alla fine di ogni ciclo è una funzione decrescente con il numero di cicli;
- “Rendimento amperometrico [%]”: rapporto tra la carica elettrica ceduta in fase di scarica e quella assorbita in fase di carica;
- “Rendimento energetico o round trip efficiency [%]”: rapporto tra l'energia rilasciata in fase di scarica e quella assorbita in fase di carica;

La definizione dei rendimenti è necessaria poiché vi è la presenza di reazioni parassite sia comuni a tutti i sistemi elettrochimici, sia specifiche per alcuni soltanto. Queste rendono il comportamento di un accumulatore diverso da quello ideale. In particolare, si citano due diverse reazioni parassite. La prima è quella di “gassificazione” che si manifesta solo in sistemi con elettrolita allo stato acquoso, tra cui quelle al piombo acido e quelle al nichel-cadmio, e che comporta l'innesco della reazione di elettrolisi dell'acqua dell'elettrolita una volta superata la tensione di gassificazione. Risulta molto pericolosa in termini di sicurezza del sistema poiché porta alla formazione di idrogeno e ossigeno nei due elettrodi che, oltre a peggiorare il rendimento del ciclo, può portare alla formazione di miscele infiammabili. Un altro fenomeno meno pericoloso del precedente ma deleterio per le prestazioni è l'autoscarica del sistema. Essa è una reazione parassita che si verifica con il sistema “a riposo” e che consuma le cariche accumulate ai due elettrodi rendendole così indisponibili per il sistema [16].

Ad oggi vi sono diverse categorie di sistemi elettrochimici che si differenziano principalmente per i materiali utilizzati e che hanno diverse prestazioni e gradi di maturità. È stata eseguita una breve rassegna da fonti letterarie per presentare le quattro tipologie di sistemi che sono più diffusi.

Batterie al piombo acido

Rappresentano i sistemi più datati e più maturi tra quelli citati per i quali gli studi hanno portato a diverse modifiche per i materiali utilizzati e il design. Il catodo è formato dall'ossido di piombo (PbO_2), l'anodo da piombo metallico (Pb) e l'elettrolita è una soluzione acquosa composta al 37% da acido solforico e al 67% da acqua [23].

La reazione di ossidoriduzione che ha luogo a livello di cella, permettendo di generare una tensione a vuoto di circa 2 V, è la seguente:

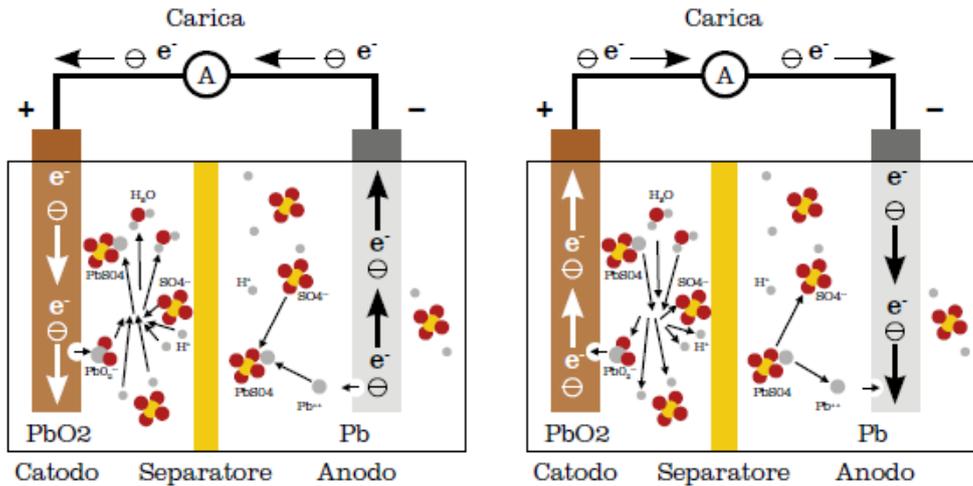
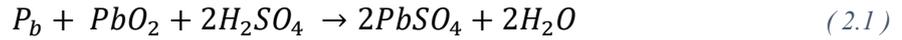


Figura 2.4 - Cella batteria al Piombo [16]

Oggi risultano installati circa 183 MW nel mondo con una tendenza ormai abbastanza costante in termini di applicazioni stazionarie. Infatti, dal 2016 ad oggi l'aumento di potenza installata è sostanzialmente di qualche megawatt in contrapposizione all'aumento di circa il 100% registrato dal 2010 al 2016 [24].

Questa limitata installazione a livello di utility-scale è dovuta alle caratteristiche di questi sistemi che presentano bassa energia specifica, intorno 25-50 Wh/kg, una moderata potenza specifica intorno ai 80-300 W/kg, efficienze intorno a valori del 70-85% ma soprattutto un numero limitato di cicli di vita che si assesta intorno ai 2 000 cicli [23].

I vantaggi di queste tecnologie sono rappresentati dal buon grado di maturità con conseguenti costi non troppo elevati, bassa necessità di manutenzione, buon valore di potenza specifica e buone performances sia a basse che a medie temperature. Gli svantaggi sono invece una bassa energia specifica, una ricarica molto lenta, un'autoscarica non trascurabile (circa lo 0.3 %/giorno) e soprattutto l'uso di materiali molto tossici che richiedono procedure di smaltimento ad hoc [23].

Tra le applicazioni tipiche di questi sistemi troviamo sia quelle di trazione che stazionarie. In quest'ultime, tali sistemi trovano applicazione come UPS in centrali elettriche o sottostazioni per garantire continuità in caso di emergenza [16].

Nichel-Cadmio

In questi sistemi il catodo è costituito da ossido idrato di nichel e l'anodo da cadmio metallico, entrambi sono poi immersi in una soluzione acquosa, formata da idrossido di potassio di tipo alcalino che funge da elettrolita [18].

La reazione di ossidoriduzione, con cui si instaura una tensione a vuoto di circa 1.25 V, è la seguente:

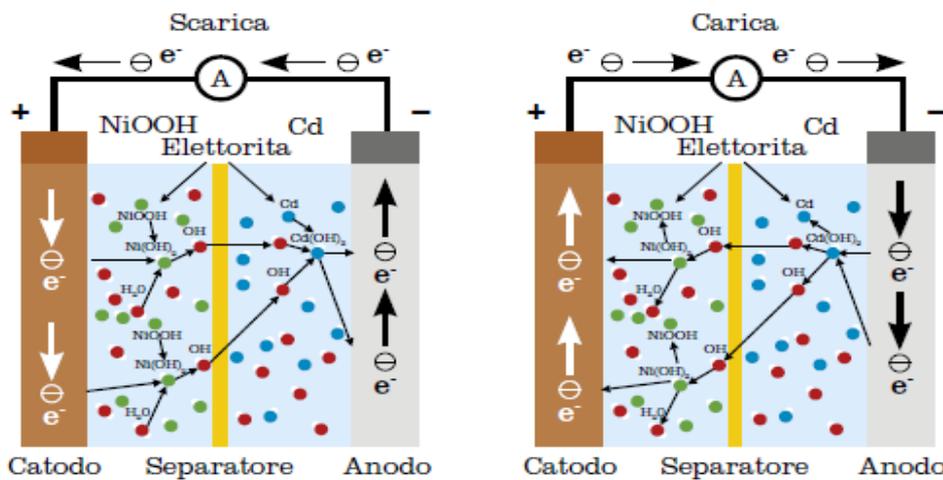
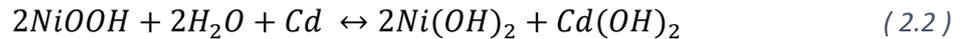


Figura 2.5 - Cella batteria Nichel-Cadmio [16]

Questi sistemi sono molto robusti e si collocano con un buon livello di sviluppo commerciale poiché sono usati soprattutto per applicazioni stazionarie in quanto hanno una vita utile sicuramente più elevata delle batterie al piombo [23]. Tuttavia, ne risultano installati circa 90 MW in tutto il mondo. Il trend è sostanzialmente diverso da quello delle batterie al piombo in quanto dopo un record di 67 MW registrato nel 2003 si è assistito ad un tasso di installazione quasi nullo nei 15 anni successivi. Questo trend è stato invertito con potenze di 5,5 e 12 MW installate rispettivamente nel 2020 e 2021 [24].

Le caratteristiche tecniche di questi sistemi sono per alcuni aspetti vicine a quelle delle batterie al piombo. Tuttavia, rispetto a queste ultime presentano un numero di cicli leggermente più elevato, intorno ai 2 500-3 000 cicli. Le potenze installate possono andare sino ai 40 MW e la capacità fino ai 10 MWh. Le efficienze si attestano intorno al 60-80%, mentre l'energia e la potenza specifiche sono rispettivamente intorno ai 45-80 Wh/kg e 150-300 W/kg (intervalli dipendenti dalle tecnologie costruttive) [18].

Tra i vantaggi di queste batterie si trovano sicuramente l'elevata potenza specifica, il basso tasso di manutenzione richiesto e un numero di cicli di vita medio-alto. Tra gli svantaggi invece il costo abbastanza elevato, la necessità di specifici circuiti di ricarica, la sensibilità alla

temperatura e l'effetto memoria che porta ad una rapida diminuzione della capacità se a parziali scariche seguono ripetute ricariche [23].

Batterie Sodio-Zolfo

Le batterie a base di sodio-zolfo rientrano nella categoria delle batterie ad alta temperatura e presentano delle celle elettrochimiche tipicamente cilindriche. In questi sistemi i due elettrodi sono costituiti da sodio e zolfo fusi e vi è la presenza di un separatore ceramico di beta allumina che funge da elettrolita. La reazione di ossidoriduzione che permette il funzionamento e genera una tensione a vuoto di circa 2.1 V è la seguente [23]:

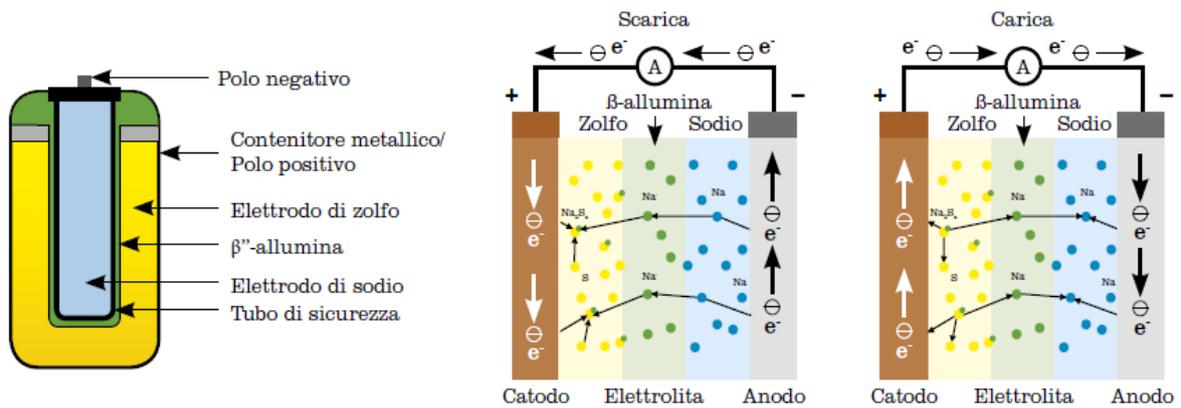


Figura 2.6 - Cella Batteria Sodio-Zolfo [16]

Le caratteristiche costruttive di questi sistemi sono molto diverse dagli altri accumulatori elettrochimici. Inoltre, poiché gli elettrodi sono allo stato fuso e il separatore permette il passaggio degli ioni solo a partire da temperature intorno ai 300 °C, si rende necessario mantenere alta la temperatura del sistema durante il suo funzionamento.

Questi sistemi si prestano ad applicazioni utility-scale in quanto possono raggiungere potenze nell'ordine dei 40 MW e capacità fino a 250 MWh. Presentano inoltre valori di energia a potenza specifica di 150-240 Wh/kg e 100-250 W/kg, efficienze di circa 75-90 %, autoscarica quasi nulla e cicli di vita dai 2 500 ai 4 500 [18]. Buone prestazioni, unite ad aspetti quali l'uso di materiali non tossici e al 99% riciclabili, la grande scalabilità di questi sistemi, la capacità di garantire durate di scarica anche di 6-7 ore e i tempi di risposta molto brevi (qualche frazione di secondo) le hanno rese tra le candidate più promettenti per applicazioni utility-scale, considerando anche che si stima siano i sistemi elettrochimici più economici. Tuttavia, vi è anche la presenza di una serie di aspetti che ne hanno limitato la diffusione quali ad esempio la necessità di garantire temperature elevate o caratteristiche di sicurezza legate al fatto che il

separatore ceramico è un componente critico la cui rottura potrebbe portare a incendi o esplosioni, motivo per cui la ricerca ha portato allo sviluppo di migliorie nel design. Ciò nonostante, questi sistemi sono stati i più diffusi tra quelli elettrochimici prima dello sviluppo su larga scala di quelli basati sugli ioni di litio. Risultano installati circa 300 MW in tutto il mondo con un trend che si è sostanzialmente stabilizzato a partire dal 2018 in cui si installarono circa 50 MW di potenza, anno che corrisponde alla notevole impennata relativa alla pesante penetrazione degli ioni/litio su applicazioni di grande scala [24].

Ioni/Litio

Le batterie agli ioni di litio sono costituite da un catodo di ossido litiato di un metallo di transizione (ad esempio manganese, cobalto o nichel), da un anodo formato da carbonio grafittico e da un separatore che è comunemente Polietilene o Polipropilene [17, 23]. L'elettrolita può essere liquido, e quindi composto da sali di litio (tipicamente esafluorofosfato di litio) che sono disciolti in un solvente organico, o polimerico in cui l'elettrolita liquido viene fuso ad una matrice polimerica garantendo una maggiore sicurezza alla cella [16].

Sulla base di quanto esposto è possibile identificare sei diverse famiglie di batterie agli ioni di Litio che differiscono, oltre che per la tipologia di elettrolita, per la chimica del materiale catodico. Ognuna di queste tipologie presenta caratteristiche proprie [16, 17]:

- *Batterie LCO*: sono realizzate con un catodo in ossido di cobalto (con Co al 60%) e rappresentano la prima tecnologia realizzata. Questa chimica presenta buone capacità energetiche (circa 150/200 Wh), e adeguata stabilità e reversibilità elettrochimica. Tuttavia, vi sono due aspetti che le caratterizzano in modo negativo, ovvero la tossicità ed il costo elevato del cobalto nonché l'instabilità termica e la scarsa sicurezza in caso di sovraccarica;
- *Batterie NCA*: prevedono un catodo realizzato da ossidi a tre elementi di transizione quale nichel, cobalto e alluminio. Offrono tra le migliori prestazioni con energia specifica di circa 240-250 Wh/kg ma un numero di cicli non molto elevato.
- *Batterie NMC*: Sono realizzate per cercare di migliorare le tipologie precedenti e prevedono un catodo composto da ossidi a tre elementi di transizione quali manganese, cobalto e nichel. Offrono migliori prestazioni e costi inferiori delle precedenti. Tipicamente hanno energie specifiche che possono arrivare anche ai 240 Wh/kg e un numero di cicli sicuramente più elevato.
- *Batterie LMO*: sono realizzate con un catodo dato da ossidi di litio/manganese e hanno il pregio di avere maggiore stabilità termica rispetto alle LCO, numero di cicli simile alle NMC ma un numero di cicli abbastanza inferiore a queste ultime in virtù della

possibilità di raggiungere valori di C-rate in scarica molto più elevati delle precedenti. Sono tra le tecnologie più recenti grazie al loro crescente impiego in ambito automotive;

- *Batterie LFP*: sono realizzate con un catodo in fosfato litiato di ferro (LiFePO_4) e hanno avuto recente successo in virtù della maggiore stabilità rispetto agli ossidi metallici nonché ad un costo minore. Rappresentano una chimica con un elevato numero di cicli e la possibilità di avere formati di taglie elevate in virtù della loro stabilità termica. Presentano densità energetica di circa 120-140 Wh/kg e un voltaggio nominale di 3.2/3.3 V.

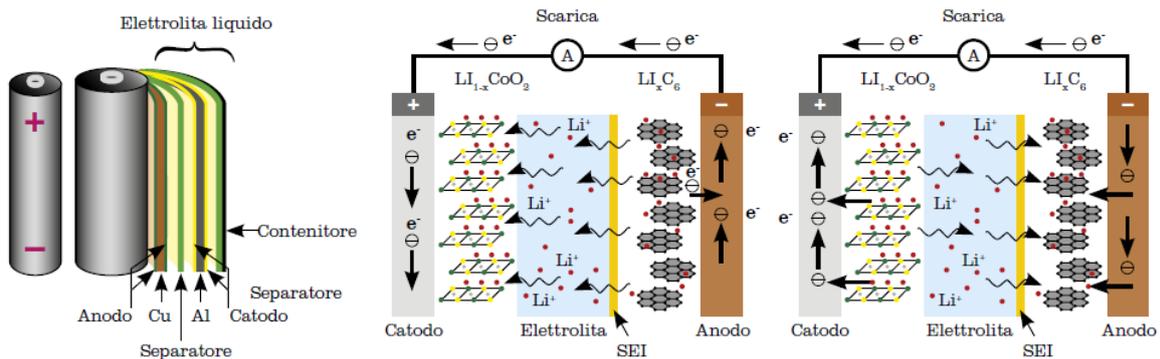


Figura 2.7 - Esempio cella batteria Ioni-Litio chimica LCO [16]

Una chiave di analisi delle differenti chimiche presentate è anche quella relativa all'impatto ambientale. Infatti secondo [25] in un'analisi LCA, sebbene la realizzazione delle celle sia ancora l'attività più impattante, si dimostra come il confronto tra la chimica LFP e quella NMC dimostri un notevole vantaggio della prima in termini di impatto ambientale complessivo, motivo ulteriore nella spinta vista negli ultimi anni per quest'ultima chimica.

Questi sistemi sono oggi i più diffusi per applicazioni stazionarie su rete elettrica grazie anche al grande contributo in termini di ricerca e sviluppo dovuto alla sempre più crescente applicazione di questi sistemi nei veicoli elettrici che ha portato ad una produzione massiccia e allo sviluppo di un'economia di scala con un conseguente abbassamento del prezzo di mercato che è l'elemento, ancora oggi, critico [26]. Questo aspetto è testimoniato dal trend di installazioni in tutto il mondo. Il dato più rappresentativo della penetrazione di questi sistemi sulla scala di rete elettrica è quello del 2021 in cui si è installata una capacità di circa 2.9 GW che ha rappresentato il 72% di quella che era attualmente installata e un aumento rispetto al 2020 del 600% di potenza aggiuntiva [24].

Le caratteristiche di questi sistemi risultano tra le più promettenti; infatti si stimano taglie fino a circa 100 MW, energia e potenze specifiche molto elevate di circa 75-200 Wh/kg e 150-2 000 W/kg, efficienze del 75-97% e soprattutto un numero di cicli che può andare da 1 000 fino anche a 10 000 (i più elevati tra tutte le tecnologie presentate) [18].

Lo scopo di questa rassegna di sistemi elettrochimici è stato quello di valutare ad oggi lo stato attuale delle tecnologie che risultano essere disponibili per identificare le soluzioni più mature e quelle più promettenti, anche se alcune ancora in una fase di prematurità. Tra le tecnologie analizzate, per i motivi prestazionali già presentati, l'attenzione è stata concentrata sulle batterie agli ioni-litio che tenderanno sempre di più ad affermarsi nel futuro come testimoniato dai recenti sviluppi e diffusioni nel mondo.

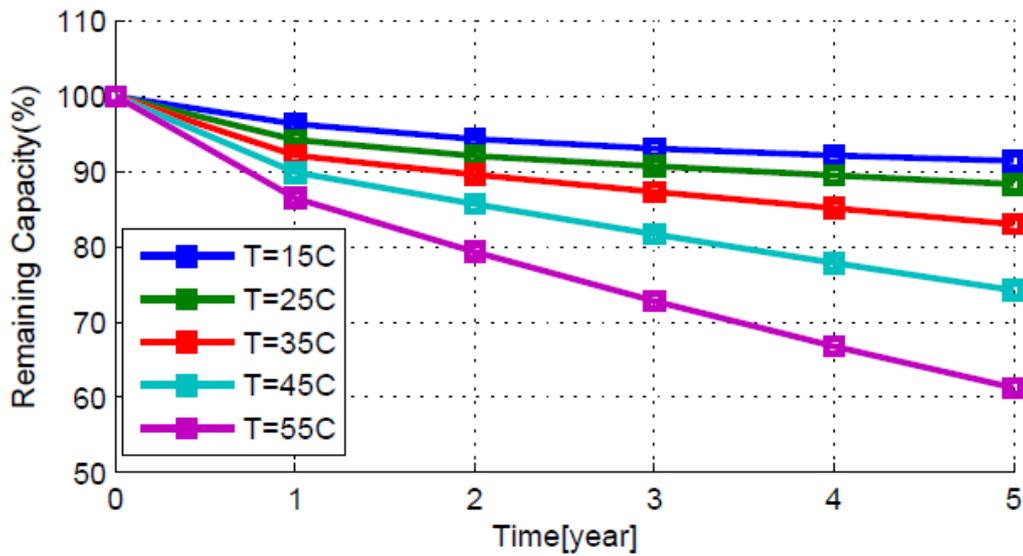
2.1.1 Caratteristiche Tecniche Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio, così come le altre tipologie presentate, hanno l'intrinseca caratteristica di andare incontro ad un inevitabile degrado delle prestazioni col passare del tempo e in base alle loro modalità operative. Le performance e l'affidabilità di una batteria dipendono infatti non solo dalla chimica della batteria ma dalla complessa interazione di processi chimico-fisici che portano principalmente a tre effetti quali la perdita degli ioni di litio, la perdita di materiale attivo ed infine ad una sensibile diminuzione della conducibilità ionica [27, 28].

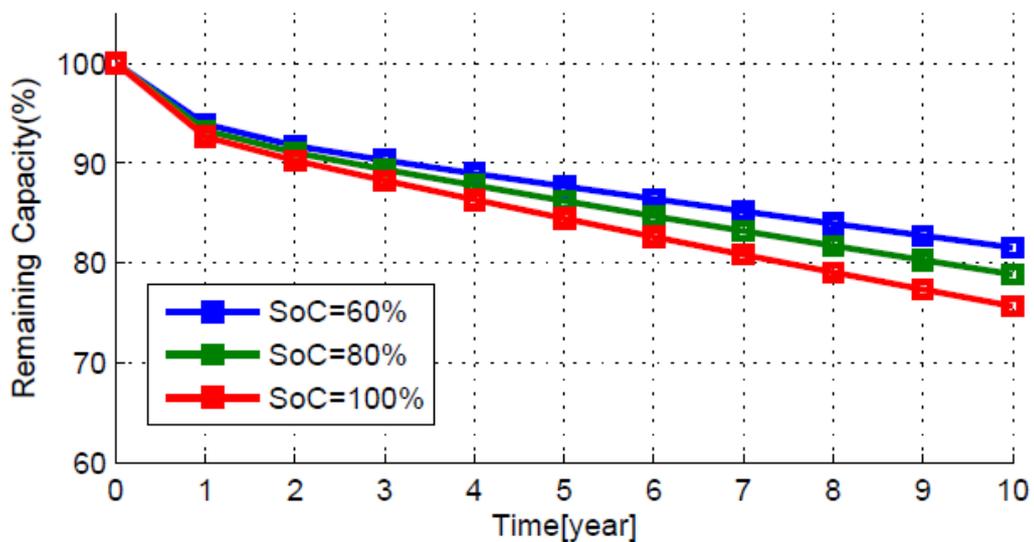
Tutto questo è guidato da un serie di fattori esterni che impattano sulle caratteristiche delle batterie come ad esempio il tempo, la temperatura, la profondità di scarica il c-rate, nonché eventuali stress meccanici. Per caratterizzare il degrado delle prestazioni di una batteria viene tipicamente usato un indicatore definito stato di salute (SOH) che può essere calcolato con diversi approcci. Ad esempio, in [27] viene calcolato con il "capacity fade method" ed espresso come rapporto tra la capacità attuale della batteria e quella nominale (entrambe espresse in Ah), mentre in [29] viene proposto un approccio in energia in cui lo stato di salute è dato dal rapporto dell'energia erogabile a piena carica su quella nominale. Il punto comune dei diversi approcci è quello di considerare la fine della vita utile del sistema quando lo stato di salute (SOH) scende all'80% poiché studi sperimentali dimostrano che sotto questo valore la batteria inizia ad avere comportamenti anomali [27].

Il degrado delle batterie è frutto dalla combinazione di due processi ben distinti:

- **Degrado calendariale:** questa modalità di degrado è indipendente dalle operazioni della batteria e dipende dal fattore temporale. In particolare alcuni studi [30, 31, 32] affermano che i fattori che impattano di più sono lo stato di carica (SOC) della batteria e la temperatura. Nel dettaglio, per il primo è stato osservato che, a parità di temperatura, variandone i livelli si assiste ad un degrado che tende ad essere maggiore a SOC più elevati. Nel caso della temperatura invece è stato osservato, a parità di SOC, che valori più elevati accelerano l'innesco di reazioni di corrosione che portano a maggior autoscarica [28].



(a) Calendar aging with varying temperature at 50% SoC.



(b) Calendar aging with varying SoC at 25°C.

Figura 2.8 - Degradazione calendariale al variare di parametri caratteristici [31]

- **Degradazione ciclica:** questa modalità di degrado dipende esclusivamente dalle operazioni che la batteria compie, si misura in numero di cicli e i parametri che si stima abbiano la maggior influenza sono fattori esterni quali la profondità di scarica (DOD), il C-rate e la temperatura [29, 32]. Alcuni risultati sperimentali, come quello riportato in fig. 2.9, dimostrano le performance in termini di cicli di vita di tre diverse chimiche di batterie agli ioni di Litio. Questo testimonia ancora una volta quanto detto circa le potenzialità e il sempre maggiore interesse verso la chimica LFP in quanto è quella che a parità di profondità di scarica offre un maggior numero di cicli potenziali.

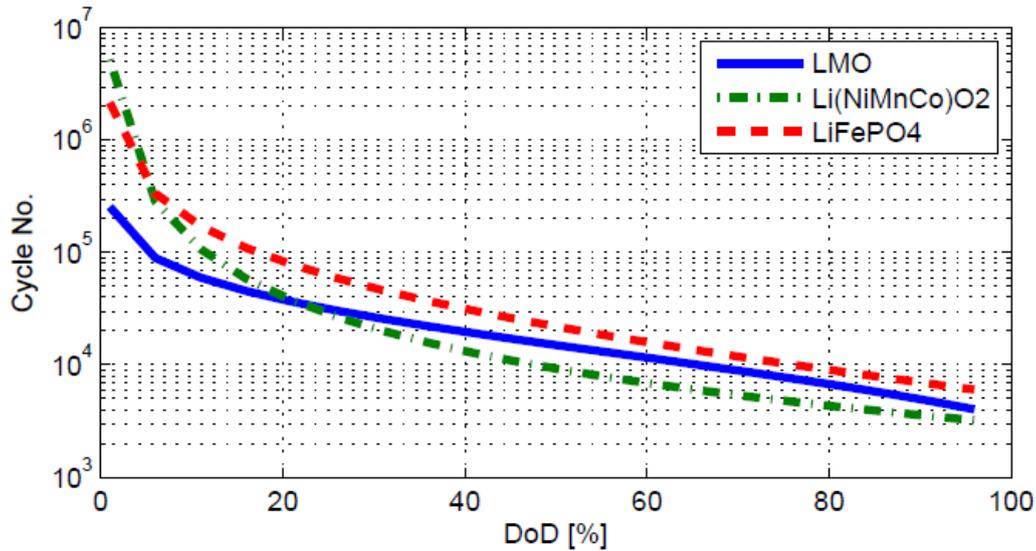


Figura 2.9 - N.ro di cicli equivalenti per diverse chimiche Ioni-Litio [31]

I risultati mostrati evidenziano come i fenomeni in gioco nel degrado delle prestazioni delle batterie siano molteplici e complessi. Tutto ciò rende molto difficile trovare dei modelli che possano essere comprensivi di tutti questi meccanismi [32]. In letteratura esistono di fatto due principali filoni riguardo ai modelli che consentano una stima dello stato di salute di una batteria tenendo in considerazione le due modalità di degrado viste. Essi sono denominati metodi sperimentali e metodi indiretti [27]. In particolare, nella seconda categoria in accordo a [32] si possono identificare i modelli semi-empirici. Questi di fatto prevedono la formulazione di un'equazione algebrica che permetta di tenere conto, tramite parametri derivanti da studi sperimentali, di entrambe le caratteristiche di degrado e quindi di tutti quei parametri che possono influenzarlo in maniera attiva.

2.2 Analisi comparativa dei sistemi di accumulo

L'analisi effettuata circa le caratteristiche tecniche e i valori dei parametri caratteristici permette un breve confronto tra le diverse tecnologie appartenenti ad una stessa famiglia, ovvero quella dei sistemi elettrochimici. Da un punto di vista strettamente tecnico, seppur alcune caratteristiche come i tempi di risposta o il range di potenza siano molto simili tra le diverse tecnologie, le batterie agli ioni di litio risultano quelle più performanti poiché caratterizzate dai più elevati valori di potenza ed energia specifica, di cicli di vita e di efficienza.

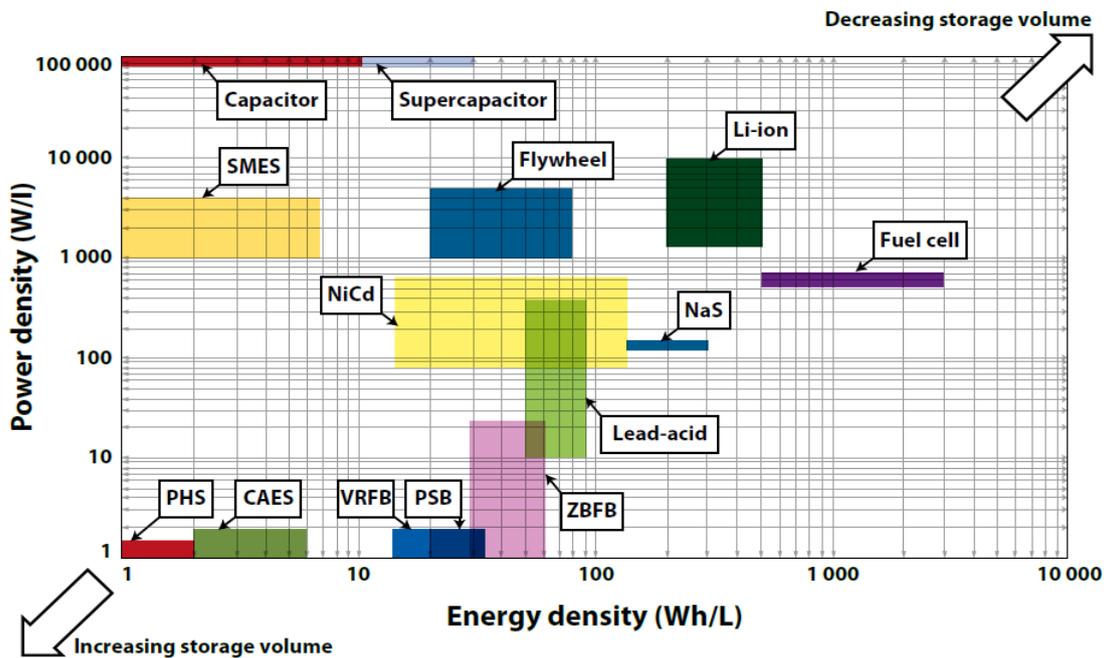


Figura 2.10 - Caratteristiche energetiche sistemi di accumulo [33]

Infatti, l'unica tipologia che si avvicini a queste ultime è quella delle batterie ad elevate temperature, quindi sodio-zolfo, che prima dell'avvento delle ioni di litio erano la tecnologia sicuramente più promettente. I valori di energia specifica sono comparabili mentre quelli in potenza vedono un netto vantaggio della tecnologia agli ioni di litio che quindi si presta bene, a parità di dimensioni del sistema, anche ad applicazioni in potenza offrendo un grado di versatilità che è tra i fattori più importanti della loro enorme crescita in questo contesto [34, 35].

Una efficace ed esaustiva comparazione deve però considerare anche altri fattori che possono caratterizzare, in positivo o in negativo, una tecnologia piuttosto che un'altra. Alcuni di questi fattori sono di seguito elencati [17,18, 34]:

- *Grado di maturità della tecnologia*: questo è un importante aspetto da considerare quando si deve optare per un sistema piuttosto che un altro. Infatti, esistono potenzialmente dei sistemi che possono offrire performance molto promettenti ma che sono per lo più in via

sperimentale o di dimostrazione. Pertanto, occorre considerare se il sistema è in una fase di ricerca o sviluppo, di dimostrazione o di commercializzazione. Tra i sistemi elettrochimici, infatti, le tecnologie più mature sono quelli al piombo-acido e nichel-cadmio, mentre per le sodio-zolfo e ioni di litio si è ad un grande livello di commercializzazione che le renderà sempre più mature nei prossimi anni [17];

- *Impatto ambientale*: i possibili aspetti negativi sull'ambiente dipendono dal tipo di tecnologia e quindi dal materiale usato. Ad esempio, le batterie al piombo presentano materiali tossici che richiedono un adeguato smaltimento a fine vita, così come quelle a base di nichel. Le batterie a base di sodio e quelle agli ioni di litio invece non hanno materiali tossici al loro interno ma presentano degli importanti aspetti di gestione in sicurezza che devono essere rispettati per evitare la possibilità di fenomeni incidentali [16].

2.3 Overview sui costi

Un sistema BESS è costituito dai tre principali componenti, già descritti in precedenza, che sono l'unità di storage, il PCS e la sezione definita come "balance of plant" che comprende tutti i sistemi che permettono la gestione ordinaria e di sicurezza [36]. Ognuno di questi 3 macrosistemi ha un proprio costo che impatta sul costo totale che, in un contesto di valutazione economica, ha un'importanza fondamentale quando bisogna allocare risorse limitate in un progetto che comporta importanti investimenti. Quindi una attenta valutazione dei costi è condizione necessaria per la valutazione di una determinata tecnologia.

Molto spesso si valuta il costo di una tecnologia facendo esclusivamente riferimento al costo capitale totale. Tuttavia, questa indicazione risulta essere parzialmente limitante poiché tiene conto solo di alcune voci di costo. Invece una valutazione più dettagliata è possibile valutando il costo del ciclo di vita di un prodotto che, oltre il costo totale del capitale, permette di tenere in considerazione tutti i costi da sostenere nella vita utile di un sistema. Questi comprendono anche i costi di operation and maintenance, i costi di sostituzione e, laddove la valutazione sia possibile, il costo di fine vita [34].

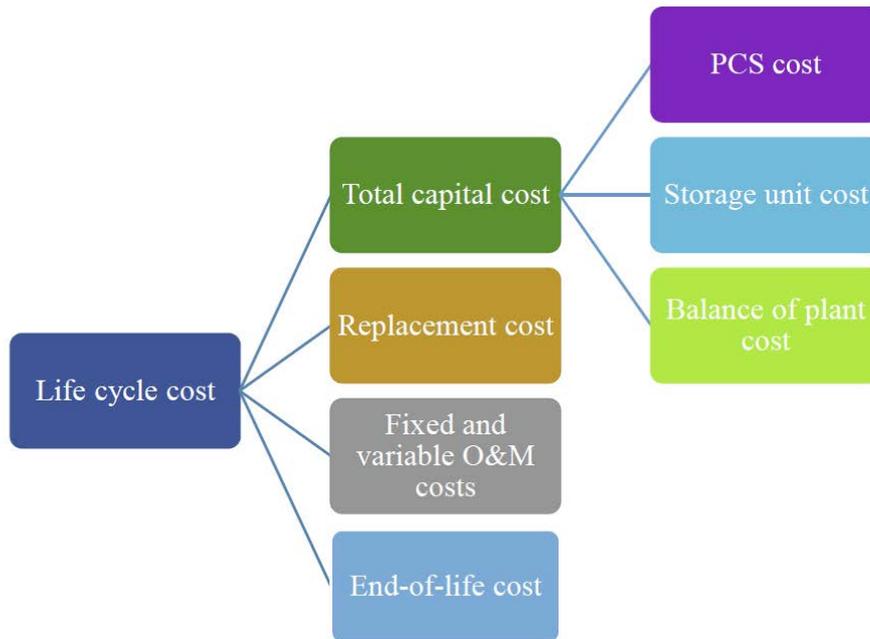


Figura 2.11 - Struttura costo del ciclo di vita [34]

In particolare facendo riferimento al costo capitale totale molto spesso questo è diviso in due voci di costo unitarie: una denominata costo capitale in capacità, espressa in \$/kWh, che comprende tutte le voci di costo della sezione di storage in quanto è l'elemento di accumulo di energia, e una detta invece detta costo capitale in potenza, espressa in \$/kW, che si riferisce al PCS e al “balance of plant cost”. I costi di operation & maintenance vengono invece comunemente espressi in \$/kW/annui e consentono una stima di quelli che sono i costi operativi annuali del sistema.

Sulla base di quanto espresso è stata effettuata un'ulteriore e approfondita analisi in letteratura con lo scopo di definire dei range per i costi su presentati e poter quindi trarre delle informazioni, di carattere generale e non dettagliato, da un punto di vista puramente economico.

Tabella 2.1 - Rielaborazione dati costi capitali per diverse tecnologie [17,34,35,36]

	Power capital cost	Capacity capital cost	O&M cost
Tecnologia	\$/kW	\$/kWh	\$/kW/anno
piombo-acido	200 - 600	100 - 600	50
nichel-cadmio	500 - 1 500	300 - 3 000	20
sodio-zolfo	500 - 3 000	300 - 900	75
ioni di litio	900 - 4 000	300 - 4 000	-

I risultati riportati nella tabella precedente presentano una variabilità, a tratti molto ampia, per via delle diverse assunzioni fatte nei vari studi riguardo ai parametri che influiscono in modo importante sul costo (ad esempio possibili economie di scala, assunzioni sul numero di cicli di vita e quindi sulla profondità di scarica). Questa analisi non vuole infatti fornire dei dati che siano precisi ma solo delle indicazioni circa delle stime che permettano sia confronti tra le diverse tecnologie elettrochimiche, sia con altre (ad esempio sistemi ad idrogeno). Inoltre, bisogna sempre tenere presente che alcuni tra i sistemi elettrochimici analizzati sono in una fase di prematurità ma di rapida commercializzazione, come nel caso delle batterie a base di sodio-zolfo e quelle agli ioni di litio. In particolare, per queste ultime si è assistito nell'ultimo decennio ad una consistente riduzione dei costi grazie ad una serie di fattori, tra cui principalmente la grandissima diffusione su larga scala accompagnata da una progressiva integrazione nelle reti elettriche, e il calo dei costi dei componenti. Questo ha portato a significativi investimenti che hanno innescato una serie di processi, tra cui ricerca e sviluppo e studi molteplici su applicazioni in larga scala. Quanto detto però accenna ad essere ancora più importante nei prossimi anni in seguito a nuovi fattori quali disponibilità dei materiali e ulteriori attività di ricerca e sviluppo. Tutto ciò comporterà una continua diminuzione dei costi e una competitività di questi sistemi sempre più forte [33, 36].

In accordo a [34] inoltre le batterie agli ioni di litio, performando in modo migliore in diverse applicazioni economiche grazie alla loro più lunga durata e miglior efficienza, risulteranno essere la tecnologia che dominerà il mercato già da oggi, ma ancor di più negli anni a seguire.

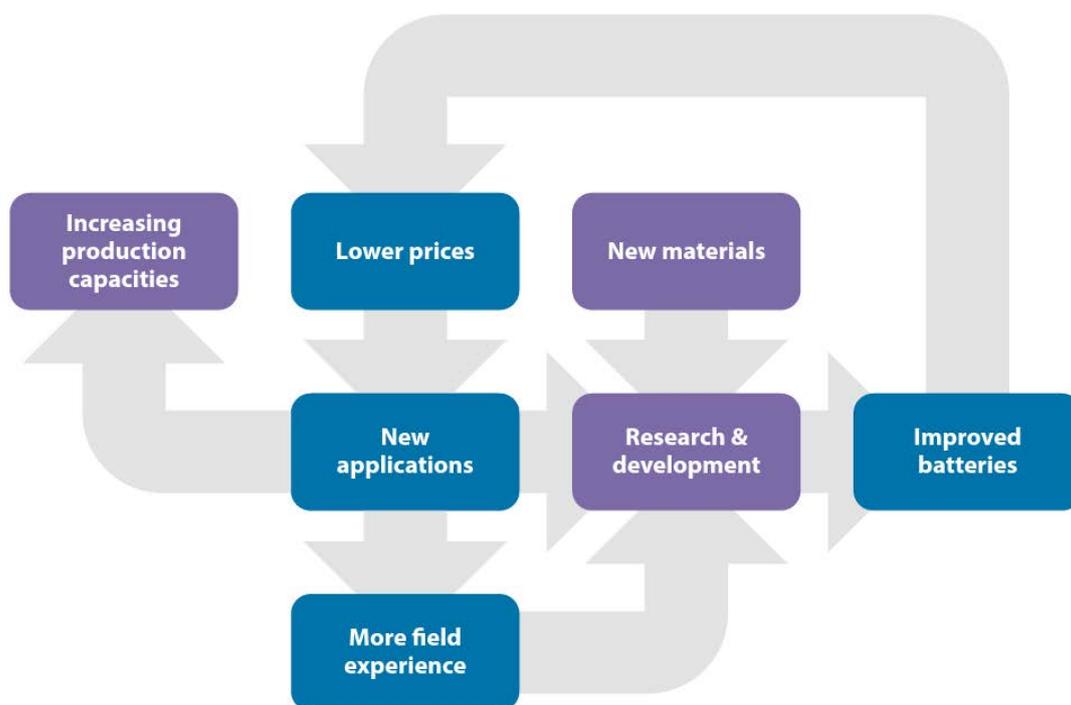


Figura 2.12 - Evoluzione processo di "cost reduction" [33]

2.4 BESS in applicazioni utility-scale

Gli scenari di policy presentati nel capitolo 1, con l'obiettivo principale di decarbonizzazione, sono caratterizzati da una crescita esponenziale di capacità di generazione elettrica derivante da fonti rinnovabili, principalmente eolica e solare. Quest'ultima, accompagnata da una progressiva dismissione di impianti di generazione disaccoppiabili, richiede un notevole aumento di flessibilità dovuto alla grande variabilità di generazione che la caratterizza così da poter gestire la rete in modo sicuro e affidabile. La loro intrinseca intermittenza potrebbe infatti portare ad una over produzione in periodi di bassa domanda, con conseguente sovraccarico del sistema elettrico, o al contrario una produzione inferiore a quella stimata per effetto di fattori stocastici quali le condizioni atmosferiche. Tra i metodi per garantire la flessibilità presentati nel capitolo 1 ci si focalizza qui sui sistemi di storage a livello utility-scale. Come visto in precedenza esistono diversi sistemi in grado di accumulare energia in varie forme, e quindi di disaccoppiare generazione ed erogazione mitigando gli effetti dell'intermittenza di generazione. Tuttavia, tra i sistemi presentati sono i BESS, in particolare quelli basati su batterie agli ioni di litio, ad aver attirato maggior interesse negli ultimi 10 anni grazie ad una serie di condizioni e caratteristiche che li rendono le soluzioni più promettenti [23, 34, 37].

Quando si parla di sistemi utility-scale si fa riferimento a sistemi statici che sono collegati in un determinato punto della rete elettrica sulla base di specifici parametri quali sito, tipo di fonte di generazione, costo associato e impatto ambientale [34]. Questi sistemi possono offrire un range molto ampio di servizi ed esistono diversi approcci per classificarli [35]. In primo luogo possono essere differenziati in due grandi categorie, la prima sfrutta il posizionamento del sistema nella value chain (fig. 2.13), mentre la seconda sfrutta delle analisi parametriche sulle caratteristiche richieste dalle diverse applicazioni.

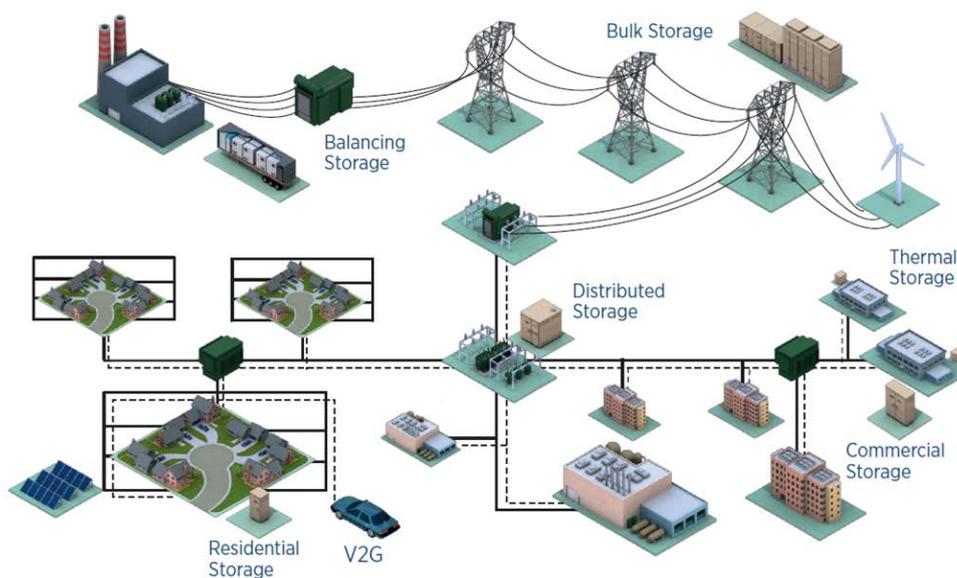


Figura 2.13 - Struttura sistema elettrico decentralizzato [33]

La presentazione che verrà qui adottata è frutto di una parziale rielaborazione da diversi fonti di letteratura [16, 35, 38]. Tenendo infatti sempre in considerazione il posizionamento del sistema nella value chain, il secondo criterio prima presentato permette una classificazione più accurata. In primo luogo, sfruttando il range di potenza e l'autonomia come parametri descrittivi, si possono definire i servizi in:

- *Prestazioni in energia*: richiedono lo scambio di potenza con una autonomia di ore;
- *Prestazioni in potenza*: richiedono lo scambio di potenza in un tempo molto breve.

I sistemi basati su batterie agli ioni di litio sono tra i più promettenti e ben si adattano ad entrambe queste applicazioni, permettendo quindi l'offerta di più servizi con un solo sistema, ulteriore motivo per cui hanno visto una grande diffusione. Infatti, in accordo a [34] le batterie agli ioni di litio offrono buone prestazioni in entrambi i casi grazie alla loro durata ciclica maggiore e alle buone energie e potenze specifiche, e performano in modo migliore a livello economico di altri tipi di batterie. Quanto detto trova anche riscontro sulla diffusione che stanno vedendo questi sistemi, in quanto questi ultimi risultano essere la maggior classe di sistemi elettrochimici installati in Europa, con UK e Germania che vedono installazioni già molto importanti e in continua crescita [37].

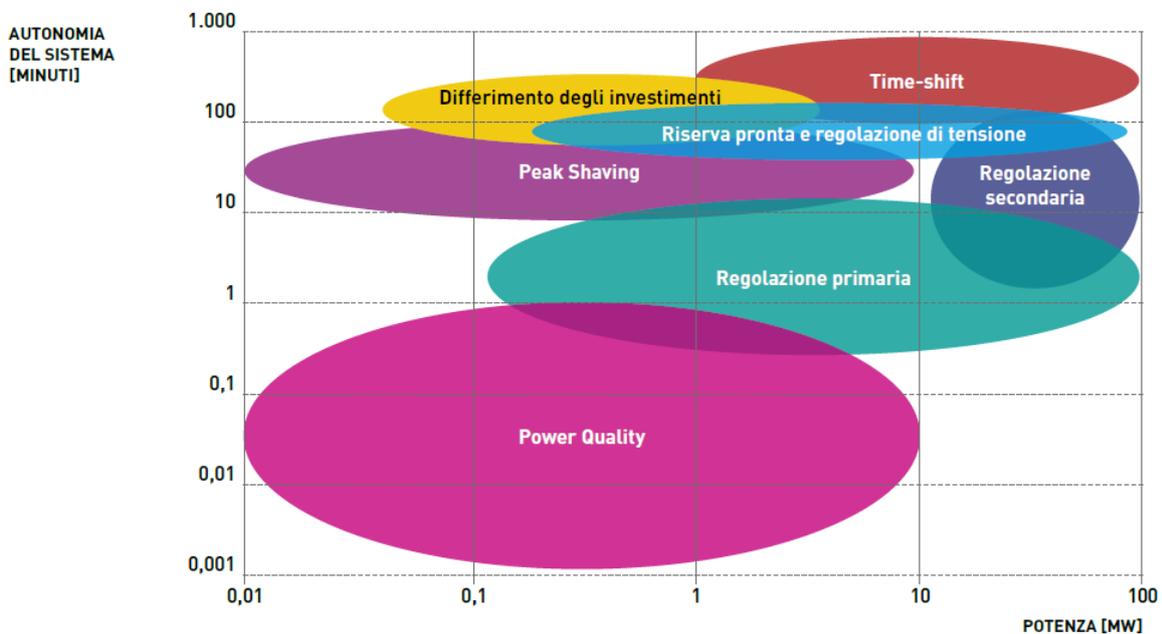


Figura 2.14 - Caratteristiche applicative sistemi di Storage elettrochimici [16]

La figura 2.14 mostra quelli che ad oggi risultano essere i servizi più promettenti e per cui la maturità della tecnologia è tale da rendere efficace l'uso di un BESS. Appare chiaro come un sistema debba essere correttamente dimensionato tenendo conto di molteplici fattori e, tra questi, uno dei più importanti è sicuramente quello relativo ai diversi servizi che si prevede il sistema dovrà erogare.

I servizi sopracitati si possono differenziare ancora, oltre che sui due criteri già presentati, anche per ulteriori caratteristiche quali la capacità e il tempo di risposta richiesto.

Pertanto, partendo dal posizionamento a livello di generazione/rete nella value chain e facendo riferimento alle caratteristiche tecniche, è possibile collegare un determinato servizio a questo livello, esplicitando inoltre le caratteristiche che vengono richieste [16, 18, 35, 38, 40].

Tabella 2.2 - Potenziali campi di applicazione sistemi BESS

BESS Utility-scale	
Regolazione sistema di trasmissione e/o distribuzione	servizi ancillari black start risoluzione congestioni
Integrazione con fonti rinnovabili	Arbitraggio Rampe flessibili
Differimento investimenti	capacità della rete risoluzione congestioni

Time shift

Con questo termine si indica la funzione base di un sistema di accumulo che è quella di spostare energia nel tempo. Tuttavia, a rigore, nel caso di sistemi di accumulo, questo servizio è riferito allo stoccare energia nei periodi off-peak per averla disponibile nei periodi on-peak. In questa applicazione rientrano due sotto-tipologie di servizi [16, 38, 18, 40]:

- *Arbitraggio* : questa azione è giustificata dalla convenienza economica di stoccare energia a prezzi più bassi per poi rivenderla nei momenti in cui essa ai prezzi più alti, quindi nelle ore di picco;
- *Peak shaving*: ovvero l'azione di stoccaggio dettata dalla necessità di smorzare i picchi di domanda nelle ore di punta. Questa azione permette un duplice vantaggio che è sia economico, quindi un arbitraggio, sia tecnico. Infatti, avere a disposizione energia nei periodi di picco di domanda consente di evitare l'entrata in servizio di impianti di back-up che magari hanno dei costi marginali più elevati poiché meno efficienti.

In particolare, i sistemi BESS rientrano nelle applicazioni small/medium scale caratterizzate da range di potenza tra 1 e 100 MW. Questo permette di concentrarsi quindi solo su questi ultimi poiché le altre tecnologie presentate (PHS, CAES) sono per applicazioni su larga scala, ovvero superiori ai 100 MW. Le caratteristiche tecniche sono una adeguata capacità, dei tempi di risposta moderati (tipicamente minuti), e soprattutto una bassa autoscarica [18, 35].

Servizi ancillari

Per quanto riguarda i servizi ancillari, da studi condotti in letteratura, è ormai noto come i sistemi BESS siano particolarmente adatti alle operazioni di mantenimento della frequenza e della tensione di rete. Nel primo caso fornendo la possibilità di cambio di potenza attiva a livello di intero sistema di trasmissione, mentre nel secondo scambiando potenza reattiva su scala più piccola e quindi a livello locale. La modularità di un BESS, infatti, rende possibile questa dualità di scala di applicazione, potendo disporre di sistemi di grande o di piccola taglia. Inoltre, le loro caratteristiche, ovvero la possibilità di caricarli e scaricarli ciclicamente e in tempi molto brevi nonché la loro scalabilità e modularità, sono i parametri che ne esprimono i vantaggi in relazione ad altri componenti di sistema [35, 39, 40]. Questi servizi, infatti, richiedono la capacità di tempi di risposta molto brevi e di potenze e autonomie adeguate, caratteristiche che possono essere garantite da questi sistemi in quanto, come già evidenziato nella panoramica precedente, i tempi di risposta sono nell'ordine dei Milli-secondi. In questa applicazione esistono già diversi impianti basati in servizio su batterie agli ioni di litio, tra cui si cita l'esempio quello 90 MW/120MWh in Germania che viene utilizzato dal 2017 per la regolazione di frequenza [17].

Un'altra applicazione è il "black start", ovvero la riaccensione del sistema elettrico dopo un'interruzione del servizio. Sebbene questo servizio sia effettuato da centrali alimentate a combustibili fossili, appare evidente come sistemi di accumulo di grande taglia non necessitando di alimentazione dalla rete per avviare la fase di generazione di energia elettrica sia idonei a tale applicazione.

Questa applicazione è detta di back-up e come tale presenta un uso del dispositivo che è con bassissima frequenza e che pertanto porta la vita del sistema non a quella ciclica ma a quella calendariale. Inoltre, sebbene il vantaggio presentato in precedenza, la capacità totale del sistema è estremamente sotto-sfruttata [39].

Integrazione con le fonti rinnovabili

Di particolare interesse agli scopi di questa tesi è l'accoppiamento di un sistema di accumulo a servizio di un impianto a fonte rinnovabile non programmabile. I vantaggi sono infatti molteplici e le applicazioni più comuni sono relative al compensare le possibili fluttuazioni della potenza generata, e la possibilità di condurre azioni di arbitraggio. La prima applicazione

permette di gestire un impianto intermittente in modo più efficace poiché lo storage consente di rendere più prevedibile e regolare il profilo di immissione dell'impianto con conseguenti vantaggi che possono essere sia di limitare stress alla rete sia di risoluzione di possibili congestioni derivanti da possibili over-generation in zone dove la rete è prossima alla saturazione di capacità [16, 35, 38, 40]. Un'altra applicazione è l'arbitraggio, già presentato in precedenza, che nel caso di accoppiamento ad un impianto a FRNP sfrutta la carica dello storage nelle ore in cui il prezzo dell'energia è più basso, per poi scaricarlo immettendo energia in rete nei periodi a prezzo maggiore. Quindi l'accoppiamento a sistema a fonte rinnovabile comporta il vantaggio di combinare tutte le caratteristiche precedenti fornendo l'arbitraggio con una contestuale limitazione del curtailment nel caso di over generation, ad esempio nelle ore centrali della giornata per il fotovoltaico.

Le caratteristiche necessarie per queste applicazioni prevedono un range di potenza nell'ordine delle decine di Megawatt, una capacità che garantisca durate dello storage da minuti a qualche ora e tempi di risposta abbastanza veloci nel caso stabilizzazione del profilo di produzione, dove le variazioni possono avvenire in qualche secondo a differenza del time-shift.

Tra le applicazioni già operative si cita l'impianto da 32 MW con batterie agli ioni di litio nel West virginia per mitigazione dell'intermittenza di un grosso parco eolico [17].

Differimento degli investimenti per lo sviluppo di reti T&D

I sistemi BESS possono essere anche utilizzati in un'ottica di ottimizzazione e allocazione degli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture di rete, permettendo anche di evitare investimenti immediati nello sviluppo di infrastrutture di rete e posporli in tempi successivi risolvendo comunque potenziali problemi attuali [35]. Il punto chiave è che la dislocazione di sistemi in diversi punti del sistema può aiutare a ridurre adeguatamente delle criticità laddove vi siano potenziali punti di congestione. Solitamente in un sistema elettrico su larga scala sono pochi i giorni, a meno di condizioni particolari, in cui si verificano dei picchi molto al di sopra della norma. Tuttavia può anche verificarsi che la potenziale congestione derivi da un eccesso di produzione, situazione che diventerà sempre più probabile vista la grande penetrazione attesa di fonti intermittenti e rinnovabili. Pertanto, laddove sia possibile, il posizionamento di adeguati sistemi rende possibile l'aggiunta di capacità che permette sia una maggiore flessibilità alla rete sia una adeguata pianificazione, sul lungo periodo, degli investimenti necessari al suo sviluppo [38]

3 Presentazione del caso studio e metodologia

3.1 Il progetto e l'inquadramento nel contesto italiano

Il progetto si basa sull'idea di realizzare un impianto agrivoltaico ubicato nella regione Toscana, afferente quindi alla zona geografica di mercato centro nord. Il sito rientra tra quelli ad alto potenziale di sfruttamento secondo le stime di ENEA (figura 3.1). La valutazione dell'aggiunta dei sistemi di accumulo in tal senso diventa di fondamentale importanza per valutarne la fattibilità economica.



Figura 3.1 - Mappa ENEA identificazione aree sfruttabili sul territorio italiano

La tecnologia agrofotovoltaica nasce da un'esigenza ben specifica; infatti, al crescere del numero di impianti fotovoltaici utility-scale si assiste ad un "consumo" di suolo sempre più elevato che potrebbe avere ritorsioni economiche sul settore agricolo. Questi impianti invece prevedono una coesistenza della possibilità di generare energia da fonte rinnovabile su larga scala e di usare i terreni di installazione per attività agricole evitando quindi il consumo di suolo ma, anzi, sfruttando questa sinergia in una configurazione che appare essere estremamente sostenibile [41].



Figura 3.2 – Esempio, da ENEA, di un impianto agrivoltaico

Proprio in quest’ottica di sostenibilità altri progetti di questo tipo sono già in fase di realizzazione e di prossima entrata in servizio, come ad esempio l’impianto da 66 MW ubicato in Sicilia.

Il loro sviluppo risulta un tema centrale anche nel PNRR presentato dall’Italia che prevede fondi per circa 1.1 miliardi di euro a sostegno di queste tecnologie. In questo senso, infatti, è stato da poco approvato il DM di incentivo per questi impianti con la previsione di installare 1.05 GW entro il 2026 [42].

Ovviamente occorre considerare che si tratta di sistemi complessi che prevedono la coesistenza di un sistema energetico e di uno agronomico che potrebbero essere tra loro in conflitto per quanto riguarda la massimizzazione delle prestazioni dei due singoli sottosistemi. Per far fronte a ciò è necessario definire dei parametri che siano rappresentativi delle prestazioni del sistema nella sua complessità e, proprio per questo, in accordo anche a quanto previsto nel D.lgs. 199/2021, sono state emanate dal MASE le “linee guida” che gli impianti di questo tipo devono rispettare per essere considerati impianti agrivoltaici avanzati e godere dell’accesso ai fondi citati in precedenza. Nello specifico sono previsti cinque requisiti, da A a E, per i quali a partire dal primo vengono imposte delle condizioni sempre più stringenti fino ad arrivare all’ultimo. Nel dettaglio i requisiti A e B sono necessari per classificare un impianto come agrivoltaico, i requisiti A, B, C e D sono necessari per classificarlo come impianto agrivoltaico avanzato, ed infine, l’aggiunta del requisito E è necessaria per l’accesso ai suddetti fondi di incentivazione [43]. In quest’ottica il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico da 130 MW, per cui si vuole valutare se la presenza di sistemi di accumulo possa garantire un beneficio aggiuntivo al valore del progetto.

3.2 Metodologia di Analisi

L'obiettivo è quello di valutare la fattibilità tecnico-economica dell'impianto presentato precedentemente in uno scenario di operatività nel mercato elettrico italiano, con focus specifico sull'attività di arbitraggio economico eseguita tramite l'accoppiamento della tecnologia fotovoltaica con il sistema BESS. Uno degli aspetti cruciali in questo senso è quello di determinare la taglia del sistema BESS in modo da ottenere, se possibile, un trade-off tra i benefici aggiuntivi che questo può offrire in termini di ricavi e i costi aggiuntivi che sono necessari per la sua realizzazione ed installazione.

Un'analisi di questo tipo prevede l'esame di diverse possibilità di sviluppo di un progetto tenendo in considerazione diversi aspetti quali costi, vantaggi del progetto, tempi, incertezze ed anche rischi associati all'impegno non indifferente di risorse economiche. Quest'ultimo aspetto risulta di estrema importanza data sia la complessità di infrastrutture necessarie, sia i costi molto elevati dettati dall'utilizzo di tecnologie che, seppur presentino innegabili progressi, non solo da un punto di vista tecnologico ma anche economico, risultano essere ancora oggi "poco competitive" in termini di costi capitali [44].

3.2.1 Le tecniche di dimensionamento dei sistemi di storage

La progettazione di sistemi ibridi complessi, con la scelta delle taglie dei diversi componenti, richiede l'utilizzo di approcci che prevedano l'uso di indicatori di performance che possono essere anche combinati tra di loro. Questi indicatori possono essere divisi in tre diverse categorie [45]:

- "*Indicatori finanziari*": sono molto utilizzati poiché hanno il pregio di avere una comune unità di misura che ben si sposa per la valutazione di diverse alternative in un processo decisionale. Tipicamente vengono utilizzati indicatori con il valore attuale netto (NPV) o il costo livellato dell'elettricità (LCOE) che devono essere rispettivamente massimizzato e minimizzato;
- "*Indicatori tecnici*": a differenza dei precedenti qui la complessità deriva dall'usare indicatori non accomunati da un'unità di misura, il che rappresenta un forte limite quando ve ne siano diversi da considerare. Uno degli esempi più comuni è l'uso dello stato di carica (SOC) del sistema BESS;
- "*indicatori ibridi*": rappresentano la combinazione dei precedenti e hanno visto largo uso in molte pubblicazioni in letteratura degli ultimi anni. L'approccio che è stato considerato in questo lavoro è quello che prevede l'uso di indicatori tecnici come vincoli

da rispettare e l'uso di indicatori economici come driver principale nel processo decisionale.

Tra i vari metodi proposti in letteratura [45, 46, 47] la scelta è ricaduta sui così detti “Metodi analitici”. Questi metodi, molto spesso indicati anche come deterministici, sono tra i più utilizzati e prevedono l'analisi di diverse configurazioni del sistema ottenute variando i parametri dei componenti che lo costituiscono e valutando gli indicatori scelti. Tipicamente si effettuano delle simulazioni ad intervalli fissi che restituiscono un set di possibili soluzioni ognuna delle quali sarà caratterizzata da un determinato valore degli indicatori scelti per la valutazione dei risultati del problema. L'approccio usato è quello della simulazione numerica tramite l'uso del software MATLAB in cui è stato sviluppato un algoritmo che simula il funzionamento dell'impianto e che restituisce un output in maniera concorde a quanto prevede lo schema generale di un algoritmo deterministico (figura 3.1).

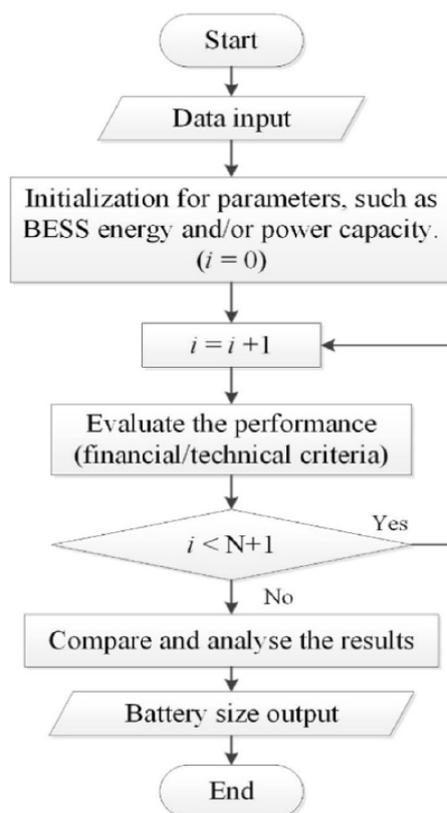


Figura 3.3 - Flow chart algoritmo deterministico [45]

In questa specifica applicazione si è deciso di usare degli indicatori ibridi che prevedono l'uso di indicatori economici come l'NPV, l'IRR e il LCOS e dei vincoli tecnici quali ad esempio lo stato di carica (SOC) e la profondità di scarica (DOD) del sistema BESS.

Gli approcci che possono essere utilizzati per simulare il dispacciamento di impianti energetici sono tipicamente due: Price-taker simulation e Production cost modelling.

Di questi è stato analizzato e usato soltanto il primo, basato sull'ipotesi di partecipazione del sistema al mercato dell'energia senza che questo possa influenzarne il prezzo, poiché più coerente con l'applicazione in esame [48].

3.2.2 Sviluppo del Business Model e del modello economico

La valutazione della redditività economica di un progetto è strettamente legata allo sviluppo di un modello di business specifico che si adatti al contesto nel quale il sistema si trova ad operare e che effettui un'analisi di tutte le caratteristiche dello stesso. Tipicamente un modello di questo tipo è costituito da tre parti fondamentali [30,49]:

- Ruolo di mercato dell'investitore;
- Applicazioni del sistema in esame: in questo caso viene presa in considerazione l'applicazione che preveda esclusivamente l'attività dell'arbitraggio;
- Fonti di ricavi possibili: rappresenta il pilastro chiave per determinare se un progetto risulta possibile o meno;

Una volta che sono stati definiti questi aspetti, definendo quindi un appropriato business model relativo al progetto, è necessario poter valutare se quest'ultimo ha o meno una validità economica. Questo può essere fatto attraverso la scelta di un adeguato modello economico che porti allo sviluppo di un business plan.

In letteratura sono presenti molti studi sui sistemi ibridi, come quello in esame, mirati a definire dei modelli finanziari che siano in grado di definire la validità economica o meno di un progetto. Tipicamente, come già anticipato, questi modelli si basano sul calcolo di indici che siano rappresentativi e validi nel valutare le performance economiche di un sistema che opera per un periodo sufficientemente lungo, anche decine di anni. Gli indici che vengono comunemente usati sono l'NPV, il tempo di ritorno dell'investimento (TPB) o il tasso di rendimento interno (IRR).

L'uso di uno di questi indicatori non esclude mutuamente quello degli altri, anzi molto spesso si preferisce usare più indicatori in modo da poter coniugare i vantaggi e gli svantaggi che ognuno ha. Nel caso dell'utilizzo del solo NPV, ad esempio, si hanno informazioni derivanti dalla somma dei flussi di cassa generati dal progetto e attualizzati al momento attuale tramite un apposito tasso, ma di fatto esso presenta dei limiti legati al fatto che non fornisce indicatori circa l'efficienza di un investimento. Ragion per cui è tipico usare più indicatori accoppiati a quest'ultimo, come ad esempio il TPB che da un'indicazione circa il rischio derivante dal periodo necessario a rientrare almeno dall'investimento iniziale.

Di fatto le condizioni per accettare un investimento economico sono:

- $NPV > 0$;
- $TPB < \text{Vita utile impianto}$;
- $IRR > \text{Costo del capitale proprio } (k_E)$.

In accordo a [44] gli input di un modello economico possono essere divisi in: Tecnici, economici e finanziari.

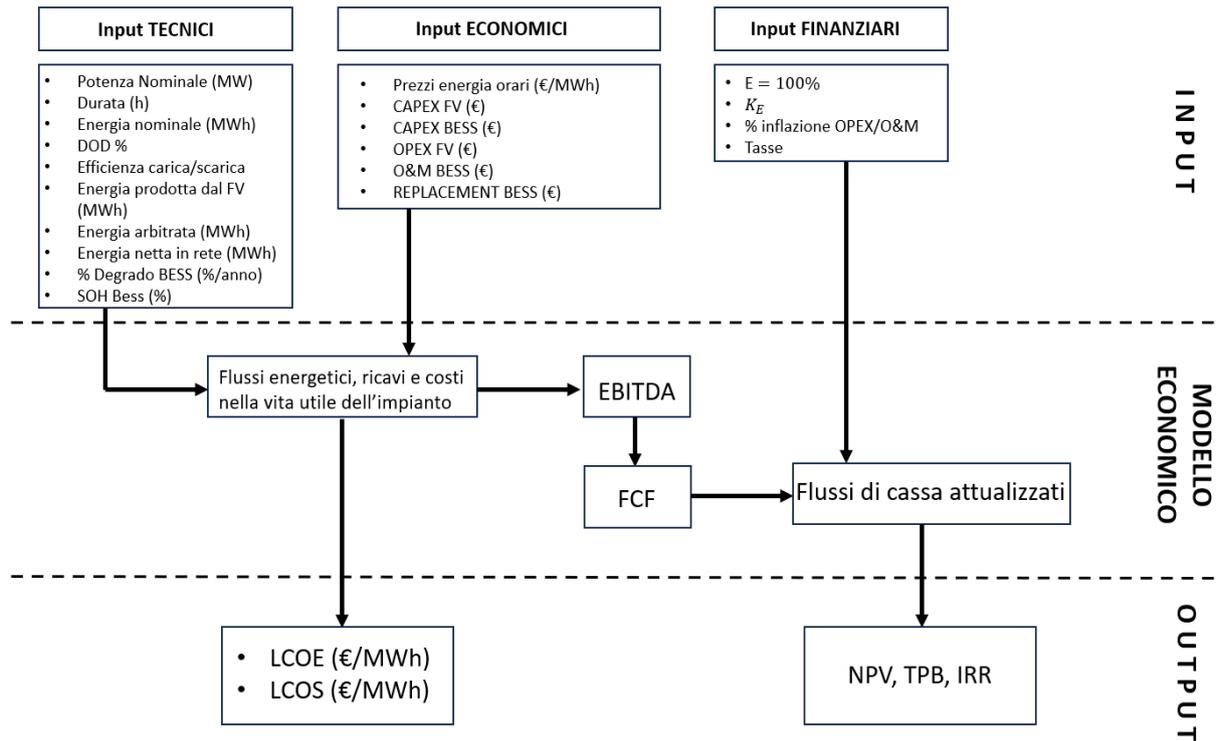


Figura 3.4 - Sviluppo modello economico - rielaborata da [44]

Il modello economico utilizzato in questa tesi riprende quanto appena detto e prevede lo sviluppo di una metodologia appropriata per la valutazione di alcuni degli input menzionati in precedenza.

Come già accennato, è stato sviluppato un algoritmo che permetta il calcolo di alcuni degli input tecnici, così come i possibili ricavi derivanti dalle applicazioni del sistema ipotizzando una vita utile di 25 anni.

3.2.3 Scelta dell'anno tipo per la producibilità dell'impianto agrivoltaico

Uno degli input più importanti è rappresentato dal profilo di producibilità dell'impianto agrivoltaico. Trattandosi di un impianto a fonte energetica rinnovabile non programmabile uno degli aspetti più critici è quello di valutarne la producibilità considerando che questa è strettamente dipendente dalle condizioni e dalla località climatica. Tramite il software PV-GIS sono stati analizzati cinque anni di profili orari di producibilità dell'impianto usando tutti e quattro i database messi a disposizione. La scelta del profilo tipologico è stata fatta calcolando il profilo orario medio di tutti gli anni considerati e confrontandolo con ciascuno di essi. A valle di ciò il profilo statisticamente più vicino alla media è risultato quello del 2015 che è quindi stato assunto come profilo di input al modello.

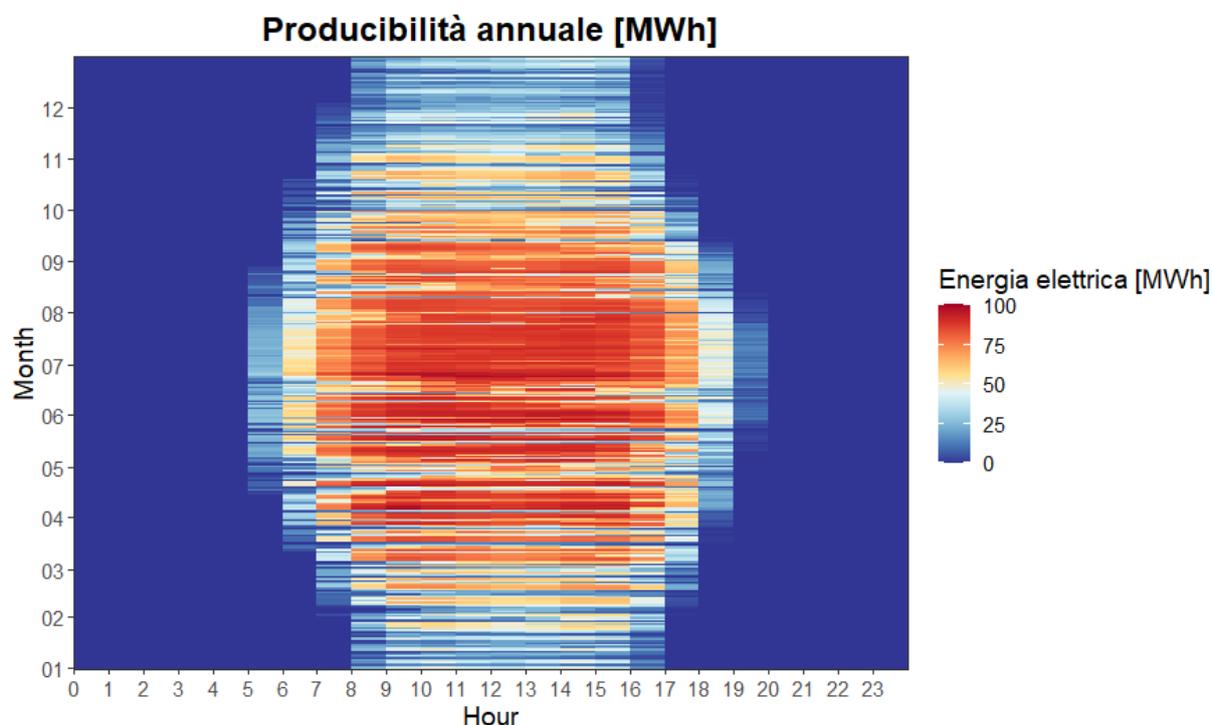


Figura 3.5 - Carpet plot producibilità impianto anno tipo

La producibilità stimata è di circa 213 000 MWh e il fattore di capacità che risulta essere più o meno pari al 30.5 %. Questi valori sono molto promettenti e vengono giustificati dalla struttura ipotizzata per l'impianto agrivoltaico che si suppone sarà costituito da pannelli bifacciali dotati di inseguitori mono-assiali gestiti grazie a dei tracker solari.

Dal carpet plot in figura si evince come l'impianto generi i picchi di produzione durante i mesi centrali dell'anno in cui le condizioni ambientali e l'irraggiamento sono sicuramente più favorevoli. Tuttavia, la struttura precedentemente citata permette di ottenere buone prestazioni, se confrontate con impianti tradizionali ad inclinazione fissa, anche in mesi meno generosi

riguardo alle condizioni ambientali. Questo aspetto è molto importante poiché consente di trarre delle prime conclusioni qualitative circa la distribuzione dei flussi energetici nell'impianto mensili.

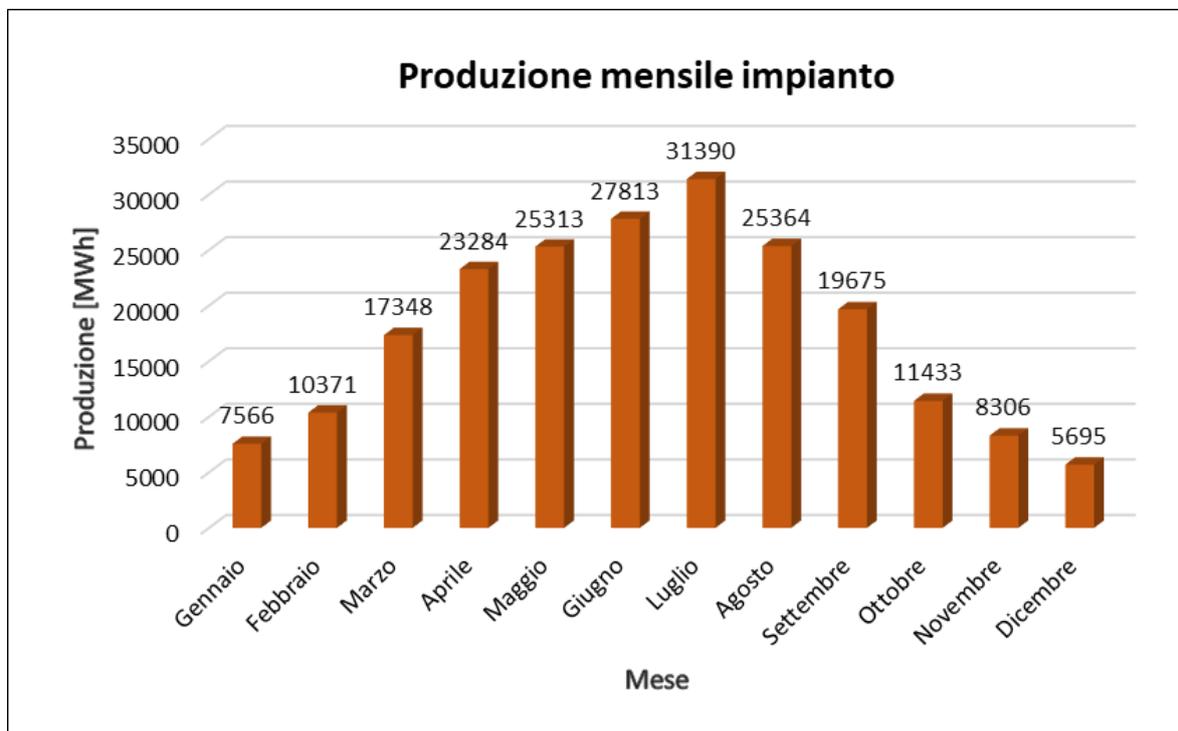


Figura 3.6 - Stima producibilità mensile

3.2.4 Prezzi del mercato dell'energia elettrica

L'ipotesi alla base della metodologia adottata è che il sistema ibrido costituito dal sistema agrivoltaico più le BESS possa effettuare operazioni di arbitraggio economico nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, quindi stoccaggio nella batteria nelle ore di prezzo più basso e rivendita nelle ore di prezzo più alto, e inoltre di vendita dell'energia elettrica rimanente dalla produzione dell'impianto agrivoltaico. Sulla base dei meccanismi di questo mercato, già espressi al paragrafo 1.3, e della metodologia di simulazione "price-taker", la principale assunzione è ipotizzare che tutta l'energia disponibile possa essere immessa in rete e remunerata al prezzo della zona di mercato in cui si prevede sarà ubicato l'impianto.

Da quanto detto emerge chiaramente la necessità di disporre dei prezzi dell'energia orari che diventano un input di fondamentale importanza per l'implementazione del modello di simulazione. In questo senso sono state condotte due differenti analisi in maniera sequenziale: la prima è stata quella di analizzare una curva di prezzo tipica ricavata dall'analisi statistica su

più anni di dati; la seconda è stata quella di identificare la possibilità di operare azioni di arbitraggio in base ai dati ottenuti.

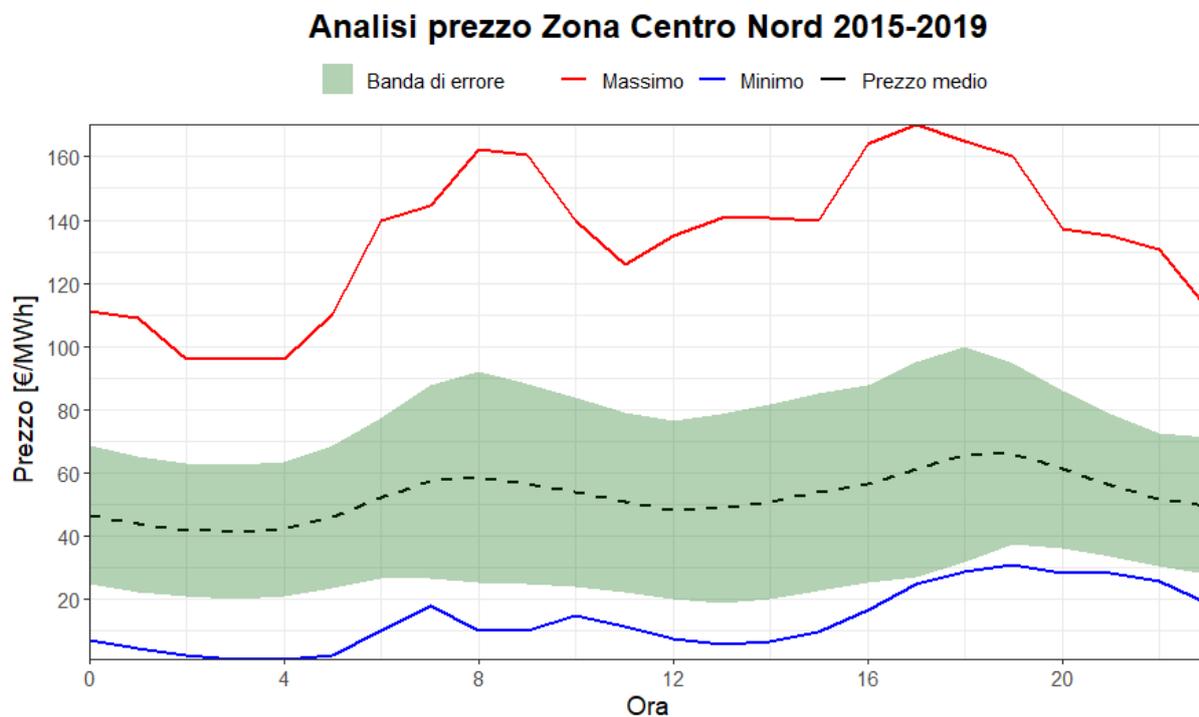


Figura 3.7 - Rielaborazione curva di prezzo medio orario (2015-2019)

Il grafico precedente è stato ottenuto tramite un'analisi statistica condotta sui prezzi orari della zona Nord del quinquennio 2015-2019 [50]. Sebbene sia una curva mediata su più anni permette di fare delle considerazioni molto importanti dell'applicazione in esame. Infatti, l'andamento è tipico della cosiddetta "Duck curve" [51] che prevede la presenza di due picchi separati dalle ore in cui vi è uno sbilanciamento tra picco di domanda e produzione da fonte rinnovabile solare. Questo aspetto sarà sempre più presente in relazione alla crescita costante di questa fonte.

In base a quanto ottenuto è stata condotta un'ulteriore analisi statistica basata su regole estratte dall'analisi del grafico precedente, seguendo un approccio già realizzato in [52]. Sono state infatti identificate delle finestre orarie di occorrenza dei due massimi e dei due minimi di prezzo giornalieri ed è stata calcolata la probabilità che ogni ora di sia di minimo o massimo all'interno delle singole finestre. I risultati sono riportati in tabella 3.1.

Tabella 3.1 - Calcoli statistici per stima probabilità ore di massimo e minimo

Primo Minimo		Primo Massimo	
ora	Probabilità	ora	Probabilità
01:00	4.7%	06:00	5.4%
02:00	27.2%	07:00	37.1%
03:00	37.4%	08:00	34.8%
04:00	24.0%	09:00	15.8%
05:00	6.8%	10:00	7.0%
Secondo Minimo		Secondo Massimo	
ora	Probabilità	ora	Probabilità
10:00	0.7%	16:00	0.9%
11:00	11.4%	17:00	12.2%
12:00	38.4%	18:00	30.0%
13:00	39.3%	19:00	45.2%
14:00	8.2%	20:00	11.2%
15:00	2.0%	21:00	0.4%

In ultima battuta è stato calcolato il differenziale medio di prezzo in ognuno degli intervalli precedentemente identificati per avere un'indicazione di massima circa la possibilità di ottenere un vantaggio dal time-shift tra queste finestre orarie.

Tabella 3.2 - Medie prezzo su intervalli identificati

Anno	Media 1° max	Media 1° min	Media 2° max	Media 2° min
2015	60.4 €	39.8 €	70.3 €	46.3 €
2016	49.4 €	32.8 €	57.4 €	38.5 €
2017	62.7 €	41.5 €	71.4 €	48.8 €
2018	69.8 €	48.6 €	77.9 €	56.0 €
2019	60.0 €	40.8 €	68.6 €	46.2 €

Come si può notare queste analisi sono state effettuate su un quinquennio scelto appositamente fino al 2019. Alla base di ciò vi è la necessità di ottenere dei dati di input al modello che siano rappresentativi in quanto a partire dal 2020, e negli anni successivi a seguito di eventi quali la pandemia e le crisi sociali-politiche ed economiche derivanti dal conflitto russo-ucraino, i

mercati dell'energia hanno visto una fase di profonda instabilità e volatilità dei prezzi dell'energia.

A tal proposito è stato riportato l'andamento del PUN in Italia nel 2019, 2021 e 2022.

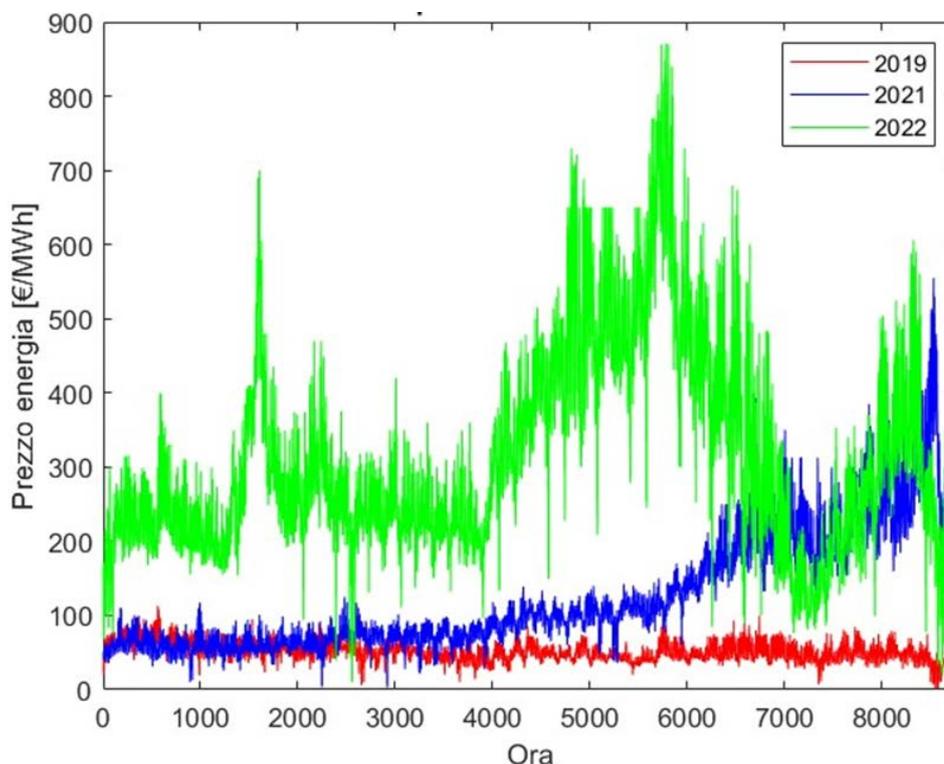


Figura 3.8 - Andamento PUN

Risulta estremamente evidente come dalla fine del 2021 e per tutto il 2022 la condizione di volatilità dei prezzi sia stata talmente instabile da giustificare la scelta per effettuare le analisi statistiche precedenti. Il 2021 è infatti stato caratterizzato da un prezzo medio e da una deviazione standard rispettivamente del 125.2 €/MWh e 82.9 €/MWh, mentre il 2022 da un prezzo medio di 307.8 €/MWh e una deviazione standard di 136.3 €/MWh. Questi dati li rendono poco rappresentativi da un punto di vista statistico se confrontati ad esempio con il 2019 che ha visto un prezzo medio di circa 51.26 €/MWh e una deviazione standard di 12.9 €/MWh, valori che sono totalmente in linea con le medie di mercato degli anni precedenti a quest'ultimo. Ancora oggi la condizione di mercato è assolutamente diversa dagli anni precedenti al 2020 ma si sta assistendo ad un progressivo assestamento rispetto al 2022.

Pertanto l'anno tipo scelto per il vettore di input dei prezzi di mercato è il 2019 in quanto ritenuto un anno di relativa stabilità del prezzo dell'energia rispetto al 2021 e al 2022 dimostratisi anni poco rappresentativi per analisi di scenario a lungo periodo.

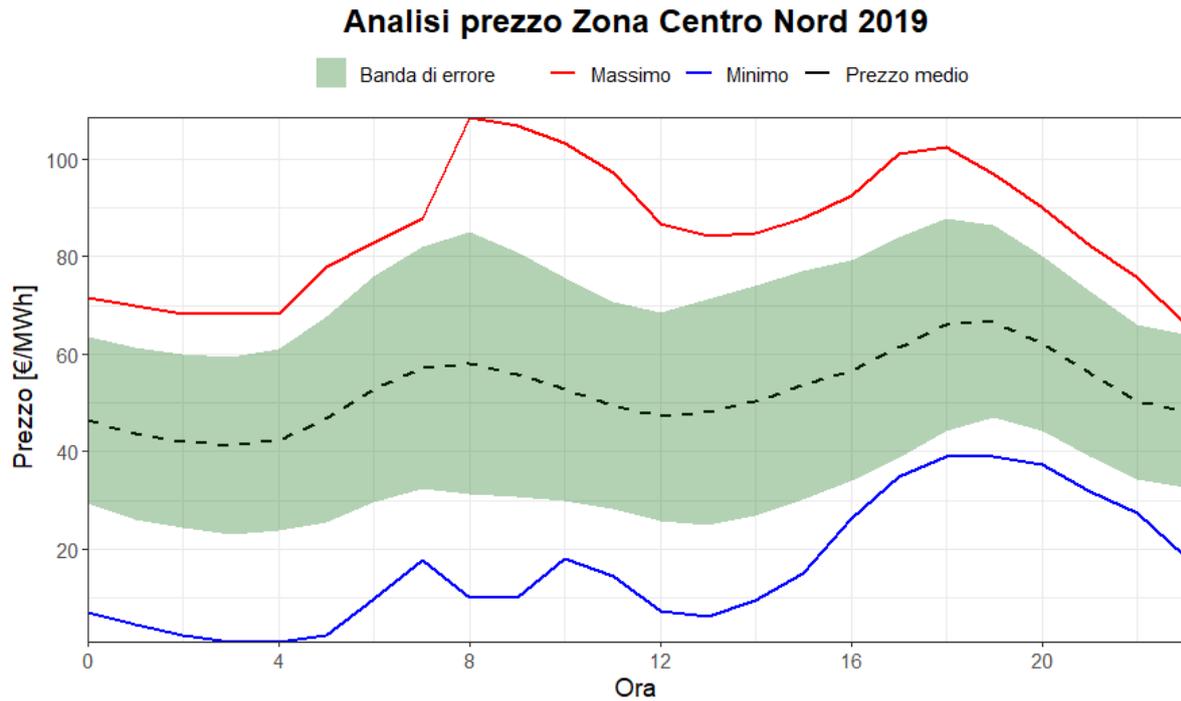


Figura 3.9 - Rielaborazione curva di prezzo medio orario 2019

L'ultima analisi è stata quella di attenzionare nel dettaglio l'anno scelto analizzando la media oraria del prezzo calcolata mese per mese.

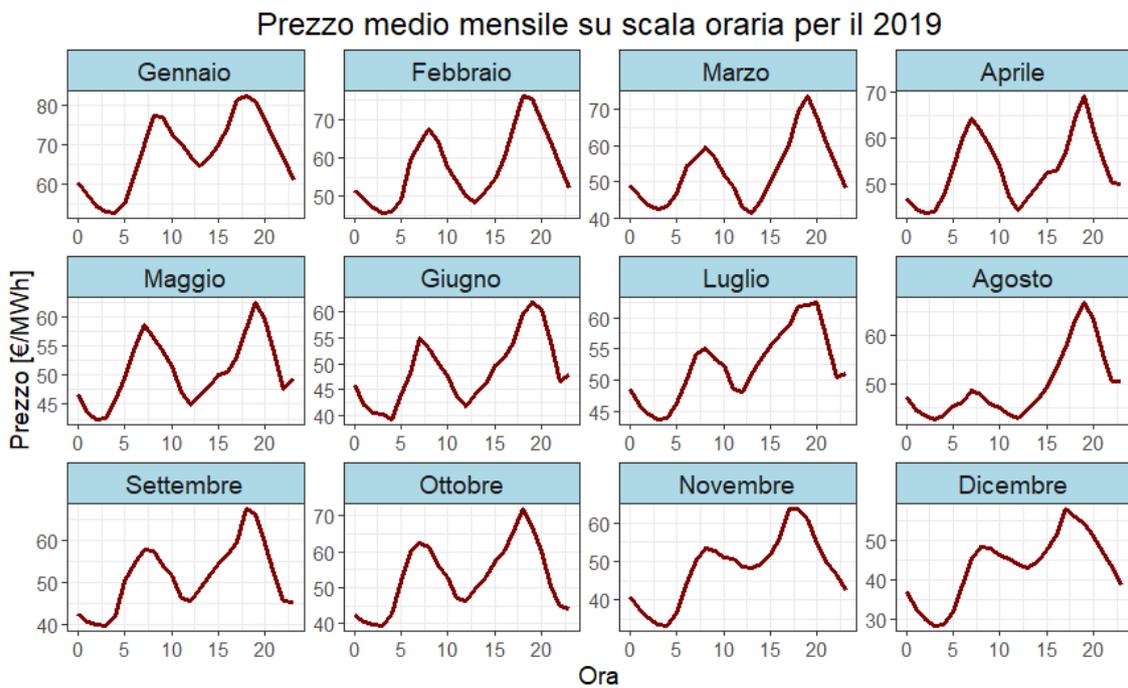


Figura 3.10 - Prezzo medio mensile

Quanto esposto dimostra ancora come l'andamento tipico della curva in figura 3.9 sia ben più visibile su scala mensile.

In particolare il focus è stato sull'analisi della discrepanza tra il periodo di secondo minimo (dalle 10:00 alle 15:00 circa) e di secondo massimo (dalle 16:00 alle 21:00 circa). Ciò riflette una delle assunzioni principali del modello che prevede il caricamento della batteria nelle ore di produzione dal fotovoltaico, coincidenti con le ore di minimo di prezzo nel secondo intervallo giornaliero identificato, e la possibilità di scaricare in rete nelle ore serali caratterizzate dal picco di prezzo giornaliero. Infine, è stato calcolato il differenziale medio di prezzo tra queste due finestre temporali.

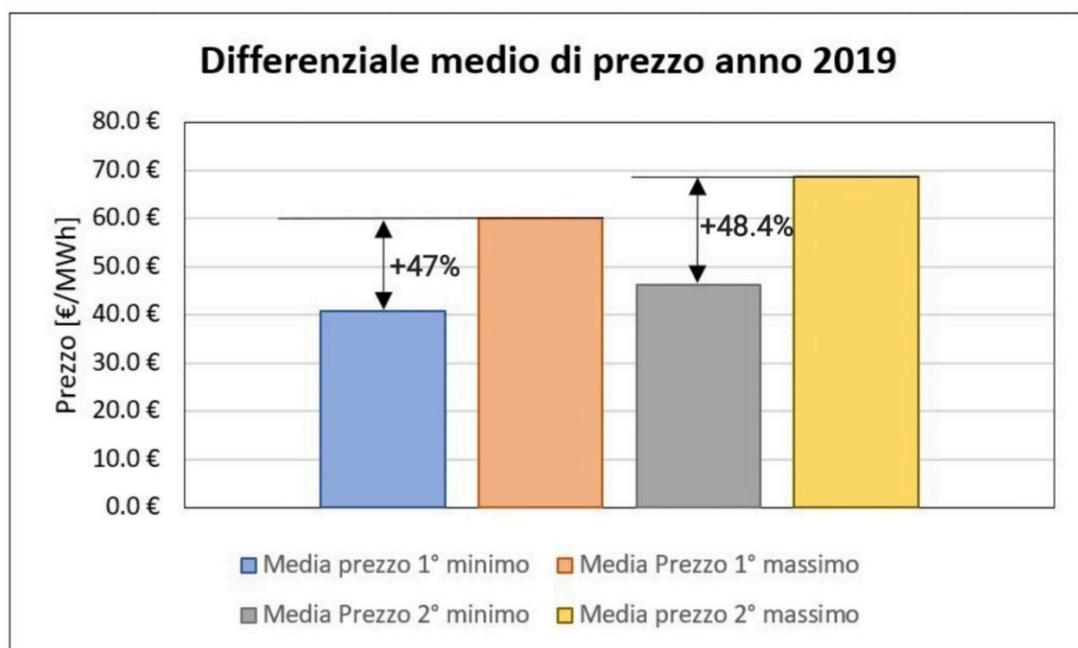


Figura 3.11 - Rielaborazione differenziali di prezzo medi

3.2.5 Il modello di degrado della BESS

Uno degli aspetti critici dei sistemi BESS, già evidenziato nel capitolo 2, è il degrado delle prestazioni a cui inevitabilmente questi sistemi vanno incontro. Molti studi tecno-economici condotti non considerano questo aspetto che riveste un ruolo fondamentale nella valutazione tecnica del sistema e che impatta in modo abbastanza considerevole sul lato economico [44]. Infatti, considerare un modello di questo tipo vuol dire condurre un'analisi più dettagliata che tenga conto dell'impossibilità che il sistema ha di erogare la stessa quantità di energia durante il tempo, ma anche delle informazioni più specifiche circa la necessità di intervenire nel momento in cui si verifica il termine della vita utile.

Quest'ultimo aspetto porta alla definizione dello stato di salute della batteria (SOH) che è definito come il rapporto tra la capacità in un dato istante della batteria e quella nominale. L'importanza di questo indicatore è quella di fornire indicazioni circa la fine della vita della batteria (EOL), ovvero la condizione in cui il sistema ha perso il 20% della sua capacità nominale [29]. Pertanto, uno degli elementi di input fondamentali dell'algoritmo è un modello di degrado che sappia cogliere la variabilità delle performance della batteria durante l'esercizio dell'impianto.

Come già descritto nel capitolo due, le batterie sono soggette a due tipologie di degrado: ciclico e calendariale. Tra i diversi tipi di modelli presentati quello qui utilizzato è una rivisitazione semplificata di un modello semi-empirico che si basa sulla combinazione di analisi teoriche e osservazioni sperimentali in modo tale da superare uno degli ostacoli principali relativo a questo tipo di modelli, ovvero quello della scalabilità. Infatti, si tratta di un modello che mostra buoni risultati in ampi range di condizioni [31].

L'ipotesi alla base degli autori è quella di proporre un modello basato sul tuning dei coefficienti basandosi sulla vita cicli e calendariale che di solito viene fornita dai produttori, con lo scopo quindi di poter disporre di un modello scalabile sulla base di questi parametri. Il modello ottenuto è di tipo non lineare e tiene conto dei fattori che influenzano sia il degrado calendariale, stato di carica e tempo, sia di quelli che influenzano il degrado ciclico quali profondità di scarica, stato di carica e Temperatura.

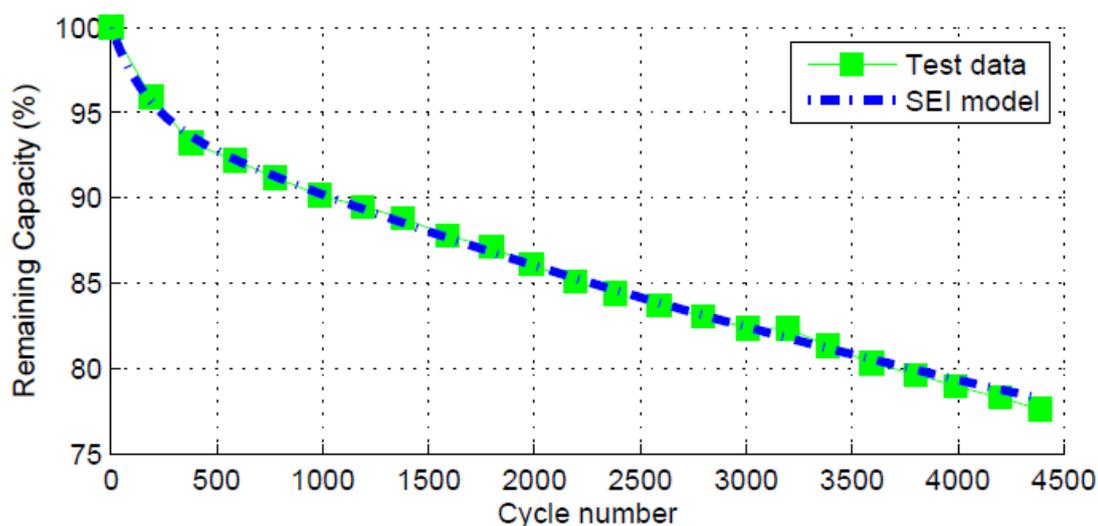


Figura 3.12 - Confronti dati modello semi-empirico [31]

I risultati ottenuti dal modello e il confronto con i dati di test, visibili in figura 3.10, hanno testimoniato come il tasso di degrado delle batterie Li-Ion non è una funzione lineare del numero di cicli e in particolare di come questo abbia variazioni molto più elevate durante le prime fasi di vita della batteria. Una sintesi dell'equazione ottenuta è riportata di seguito:

$$L = 1 - \alpha_{SEI} * e^{-\beta_{SEI} f_d} - (1 - \alpha_{SEI}) * e^{-f_d} \quad (3.1)$$

Il modello utilizzato nell'algoritmo usato in questa tesi deriva dal modello ottenuto da una semplificazione di quello precedentemente presentato. Questa semplificazione prevede il tuning dei parametri α_{SEI} , β_{SEI} ed f_d nonché l'introduzione di un coefficiente k_s e del numero di cicli nell'equazione precedentemente presentata [51].

La scelta di usare questo modello semplificato deriva anche dal fatto che ve ne è prova di applicazione in un impianto utility-scale. In accordo a [51] l'equazione ottenuta è:

$$C_b^{dN} = 1 - \alpha_{SEI} * e^{-N\beta_{SEI}k_s f_{d1}} - (1 - \alpha_{SEI}) * e^{-Nk_s f_d} \quad (3.2)$$

Dove:

- C_b^{dN} : frazione di capacità consumata dopo N cicli;
- α_{SEI} , β_{SEI} : parametri di tuning del modello pari rispettivamente a $4*10^{-2}$ e 121;
- f_{d1} : parametro di linearizzazione della dipendenza del degrado da fattori (SOC, Temperatura ecc), pari a $6.62 * 10^{-5}$ nell'ipotesi di profondità di scarica dell'80%, SOC medio del 50% e Temperatura di 25 °C;
- k_s : fattore di correzione che considera come parametro la fine di vite della batteria (KEOL).

Il fattore k_s quindi permette di correggere l'equazione tenendo conto del fatto che l'EOL di una batteria si verifica quando la capacità residua è l'80% di quella nominale ($k_d = 0.8$). Le formule per il calcolo di questo parametro sono di seguito riportate:

$$k_s = -k_{EOL}(8 * 10^6 * k_{EOL} + 14.3 * 10^3), \quad k_{EOL} = \frac{K_d - 1}{N_{cycles}} \quad (3.3)$$

Quindi in sintesi avendo il valore del numero di cicli dichiarati dal produttore (N_{cycles}) si ricava tale parametro che può essere usato nell'equazione per il calcolo del degrado della capacità per un numero N di cicli eseguiti dal sistema.

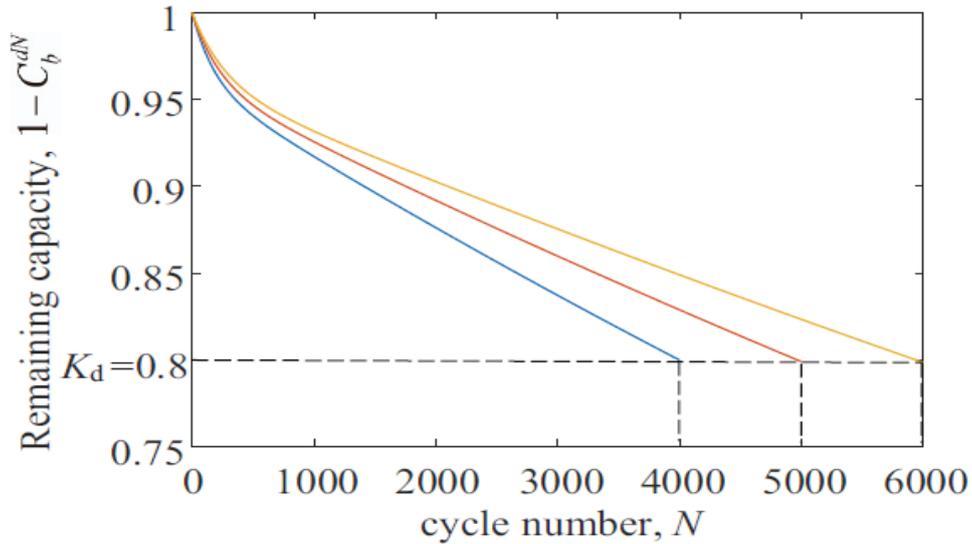


Figura 3.13 - Risultati curve di degrado per diversi cicli di vita dichiarati [51]

L'approccio che è stato seguito è quello appena presentato, che è stato opportunamente riadattato al caso studio in esame. In questo caso si rende necessario ottenere in output il numero di cicli annui che il sistema BESS compie durante le operazioni di arbitraggio. Questo è reso possibile inserendo una opportuna funzione di conteggio dei cicli completi di carica/scarica basata sull'andamento annuale dello stato di carica orario della batteria, tenendo così traccia del loro aumento progressivo anno dopo anno. Questo output viene fornito dall'algoritmo elaborato per ogni anno poiché è necessario per calcolare la percentuale di degrado cui è soggetto il sistema. Lo schema presentato in figura mostra il processo con cui l'algoritmo esegue questa operazione annualmente:

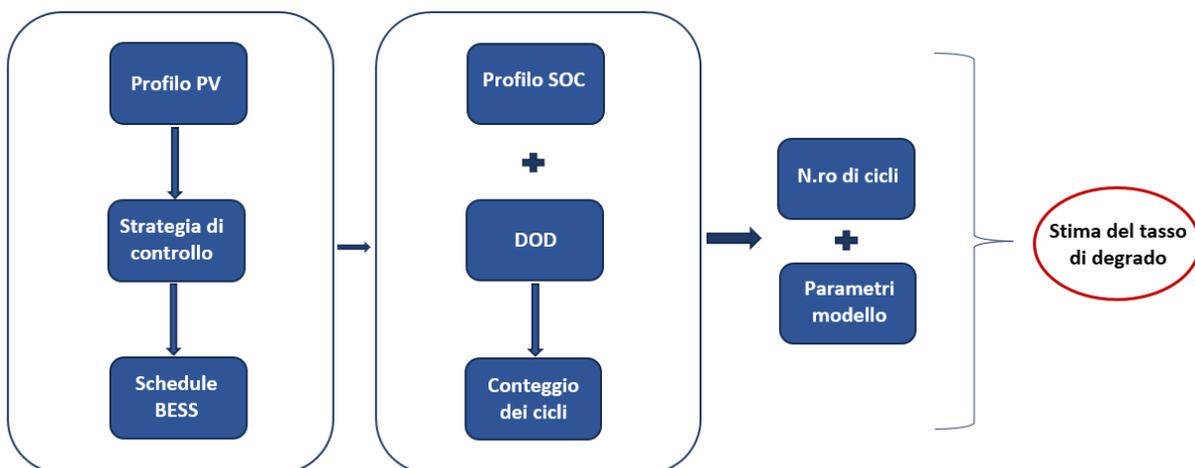


Figura 3.14 - Schema usato per la stima del tasso di degrado

4 Risultati

Sebbene sia stato già esposto come le batterie possano offrire potenzialmente più servizi, la metodologia è stata applicata sull'impianto in questione valutando se il solo servizio di arbitraggio possa rappresentare un valore aggiunto al progetto, già previsto, per l'impianto agrivoltaico.

La possibilità di combinare un sistema di accumulo con un impianto di produzione di energia comporta l'introduzione di tutta una serie di variabili che devono essere considerate in modo accurato. L'approccio basato su simulazione ha previsto quindi la realizzazione di un algoritmo in ambiente MATLAB che si è reso necessario per analizzare le performance dei sistemi considerati e per, come già accennato, definire alcuni degli input tecnici necessari alla valutazione economica delle diverse configurazioni ipotizzate. Il modello di analisi economica presentato nel capitolo tre prevede la suddivisione degli input in tecnici, economici e finanziari. L'algoritmo elaborato prevede l'ingresso di alcune variabili quali il profilo tipico di produzione del fotovoltaico e quello dei prezzi. Le analisi sui dati relativi a questi due profili sono state condotte tramite il software R-studio.

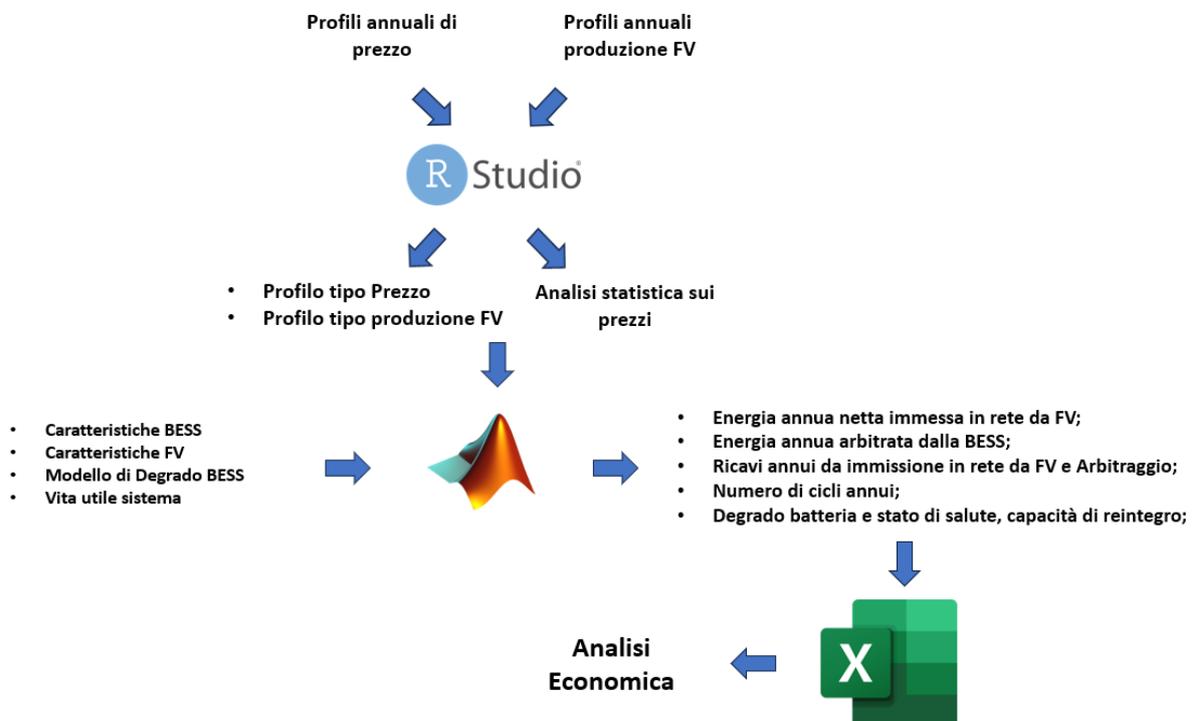


Figura 4.1 - Schema generale metodologia

4.1 Il modello di simulazione

L'analisi delle caratteristiche tecniche delle diverse configurazioni di impianto è stata effettuata tramite l'algoritmo già citato. La logica di funzionamento di quest'ultimo è rappresentata nello schema seguente.

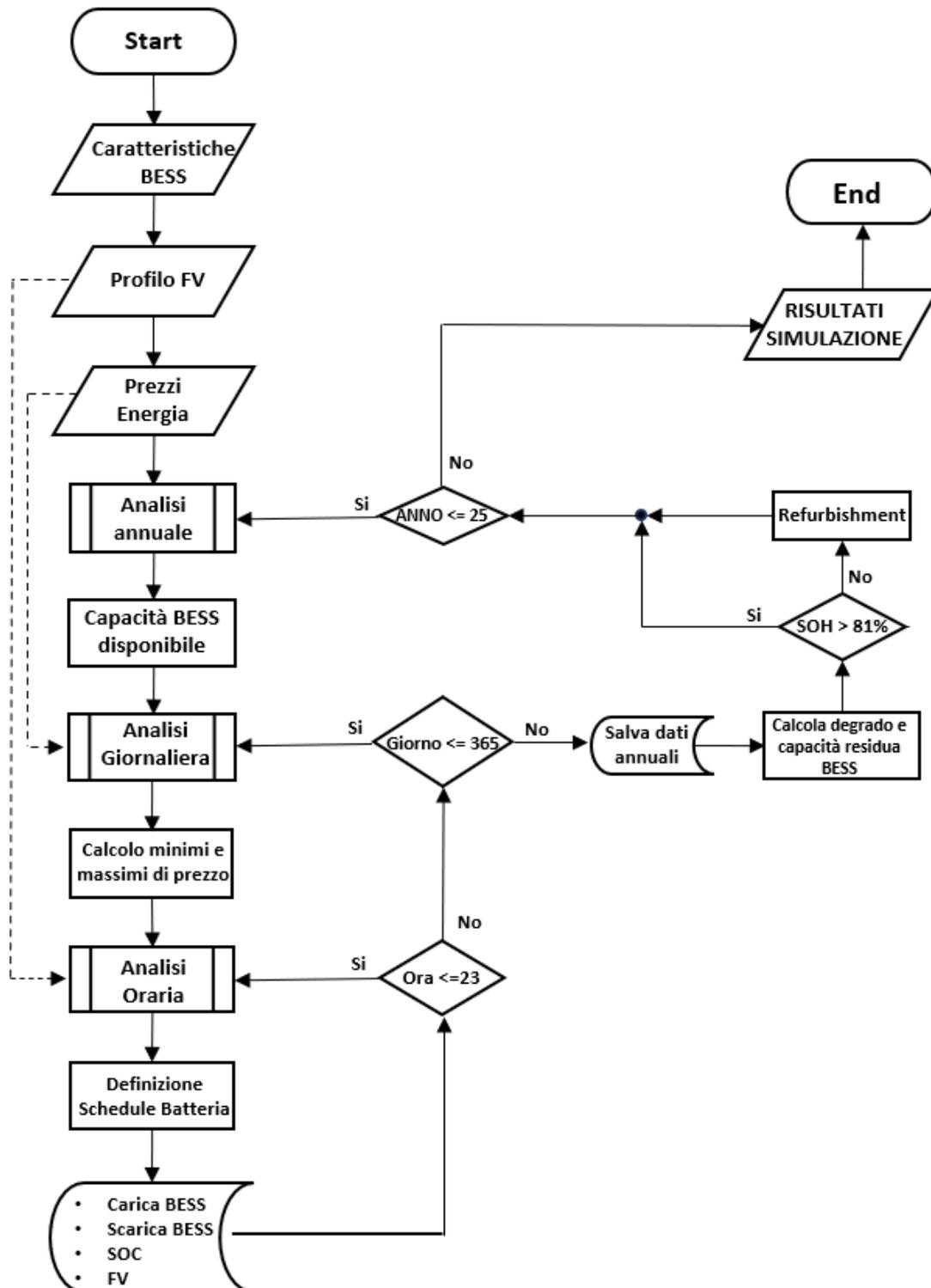


Figura 4.2 - Flow chart algoritmo di simulazione

Come si può vedere l'algoritmo segue un diagramma flusso che prevede la definizione di alcuni parametri di input, tra cui le caratteristiche della BESS, il profilo orario annuo dei prezzi e della produzione del sistema agrivoltaico. Successivamente vengono implementate una serie di simulazioni basate su procedimenti iterativi che prevedono un'analisi sull'intera vita utile del sistema. Nel dettaglio viene condotta un'analisi sui 365 giorni dell'anno, per ognuno dei quali vengono definiti i minimi e i massimi di prezzo, rispettivamente nelle finestre orarie di secondo massimo e secondo minimo presentate nel capitolo 3. Successivamente per ogni giorno l'algoritmo esegue un'iterazione su ogni ora dalle 00:00 alle 23:00 nelle quali, tenendo in considerazione sia i massimi e i minimi di prezzo trovati nelle due finestre orarie, sia il profilo di produzione del sistema agrivoltaico, va a definire la schedule giornaliera della BESS così da poter massimizzare il ricavo giornaliero dell'intero sistema. Una delle assunzioni di base del progetto è quella di prevedere che la BESS possa essere ricaricata solo dal sistema agrivoltaico in quanto, come già più volte specificato, l'obiettivo è valutare se l'aggiunta di questo componente può risultare redditizia o meno sul lungo periodo.

La simulazione ha un time-step orario, concorde con la risoluzione dei dati in ingresso, e per ognuno di questi vengono registrati in un vettore i dati relativi alla carica e alla scarica della batteria, allo stato di carica e all'energia messa a disposizione dal sistema agrivoltaico, nonché a quella netta rimanente post assorbimento dalla batteria. Tutto questo si rende necessario poiché la simulazione monitora in modo dinamico la batteria impostando le azioni di carica e scarica, oltre che sulla schedule, anche ovviamente sulla base del valore dello stato di carica della batteria che rappresenta un vincolo che il sistema deve rispettare:

$$SOC_{MIN} \leq SOC(t) \leq SOC_{MAX} \quad (4.1)$$

Questo vincolo si rende necessario per ottenere un simulazione che tenga conto della fisica del problema in quanto i dispositivi di accumulo elettrochimici hanno disponibilità energetiche che sono "limitate" nel breve periodo e che dipendono, sia in carica che in scarica, dallo stato di carica attuale del sistema. Inoltre, secondo quanto già esposte sulle caratteristiche generali delle batterie, è stato impostato di default un valore di profondità di scarica dell'80% che limita lo stato di carica nella batteria ad essere compreso tra il 20 e il 100%.

Per quanto riguarda la carica e scarica della batteria sono state inoltre introdotte due variabili binarie che permettano di simulare il sistema evitando la contemporanea possibilità di caricare e scaricare la batteria:

$$\delta_{ch} + \delta_{disch} = 1 \quad (4.2)$$

Grazie all'utilizzo delle due variabili precedenti e alla registrazione dei dati orari dei flussi energetici prodotti dal sistema agrivoltaico, della carica e scarica della batteria è possibile eseguire un bilancio energetico che l'impianto deve rispettare:

$$E_{grid} = E_{FV} + E_{discharge} - E_{charge} \quad (4.3)$$

L'equazione precedente rappresenta il vincolo di bilancio energetico che deve essere rispettato ad ogni time-step della simulazione, inoltre il valore di energia di carica e scarica della batteria viene valutato tenendo opportunamente conto delle perdite derivanti dalla trasformazione nel PCS tramite i rendimenti di carica e scarica forniti.

Una volta terminata l'analisi per ogni anno, avendo registrato tutti i dati orari, l'algoritmo elabora per ogni anno i risultati e in particolare sfrutta un metodo di conteggio basato sul SOC per definire i cicli completi di carica e scarica che sono necessari come input per il modello di degrado semi-empirico utilizzato. Eseguita questa analisi su tutta la vita utile del sistema viene restituita in output una tabella con i dati per ogni anno.

Year	ricavi_FV	ricavi_arbitraggio	Producibilita_annua	Energia_immessa_FV	Energia_Arbitrata	degrado_bess	Stato_batteria
1	1.0463e+07	7.2643e+05	2.1356e+05	2.0155e+05	12026	0.043691	{ 'Good' }
2	1.0453e+07	7.1349e+05	2.1313e+05	2.0134e+05	11800	0.063122	{ 'Good' }
3	1.0439e+07	7.0432e+05	2.127e+05	2.0108e+05	11640	0.07691	{ 'Good' }
4	1.0424e+07	6.9597e+05	2.1228e+05	2.008e+05	11495	0.08945	{ 'Good' }
5	1.0409e+07	6.8788e+05	2.1185e+05	2.0051e+05	11353	0.10161	{ 'Good' }
6	1.0394e+07	6.7992e+05	2.1143e+05	2.0023e+05	11215	0.11357	{ 'Good' }
7	1.0379e+07	6.7207e+05	2.1101e+05	1.9994e+05	11078	0.12536	{ 'Good' }
8	1.0364e+07	6.6433e+05	2.1059e+05	1.9966e+05	10943	0.13699	{ 'Good' }
9	1.0349e+07	6.5669e+05	2.1016e+05	1.9937e+05	10809	0.14847	{ 'Good' }
10	1.0335e+07	6.4876e+05	2.0974e+05	1.9909e+05	10671	0.16038	{ 'Good' }
11	1.032e+07	6.4095e+05	2.0933e+05	1.988e+05	10535	0.17211	{ 'Good' }
12	1.0312e+07	6.2489e+05	2.0891e+05	1.9864e+05	10282	0.18346	{ 'Good' }
13	1.0297e+07	6.167e+05	2.0849e+05	1.9835e+05	10148	0.19465	{ 'Change' }

Figura 4.3 - Tabella di output del modello di simulazione per la taglia da 50 MWh

Questa tabella fornisce quindi tutti quei dati che sono necessari per valutare il sistema sia da un punto di vista tecnico che da un punto di vista economico. In particolare, l'analisi economica viene effettuata tramite l'esportazione dei dati in Excel.

4.2 Analisi tecnica

L'algoritmo implementato prevede l'ingresso di alcuni input, la maggior parte dei quali sono tutti di tipo tecnico riguardanti le caratteristiche dei diversi componenti di impianto che permettono di effettuare le diverse simulazioni in modo accurato.

Tabella 4.1 – Input tecnici del sistema

INPUT BESS	
Taglia [MW]	5-20
Durata [h]	4
Vita calendariale [a]	15
vita ciclica [-]	4000
Rendimenti [%] (ch & disch)	0.95
SOH limite (%)	80
INPUT FV	
Potenza _{DC} [MW]	130
Tasso di degrado [%/anno]	0.2%

I dati di input della BESS sono stati ricavati da una breve intervista ad un fornitore X, in particolare si è eseguita una simulazione per taglie discrete da 5 a 20 MW con aumento progressivo di 2.5 MW a simulazione. Questo ha permesso di ottenere un set di 7 taglie di batterie da 20 ad 80 MWh che sono state analizzate prima da un punto di vista tecnico e poi, soprattutto, economico. Tra i dati riportati per il sistema BESS sono anche stati considerati i valori di efficienza sia in carica che in scarica in quanto l'accoppiamento previsto con l'impianto agrivoltaico è su un Bus AC. Questa configurazione offre una serie di vantaggi dettati anche dalla configurazione del sistema BESS prodotto che prevede in ogni container tutti i dispositivi necessari, tra cui il PCS.

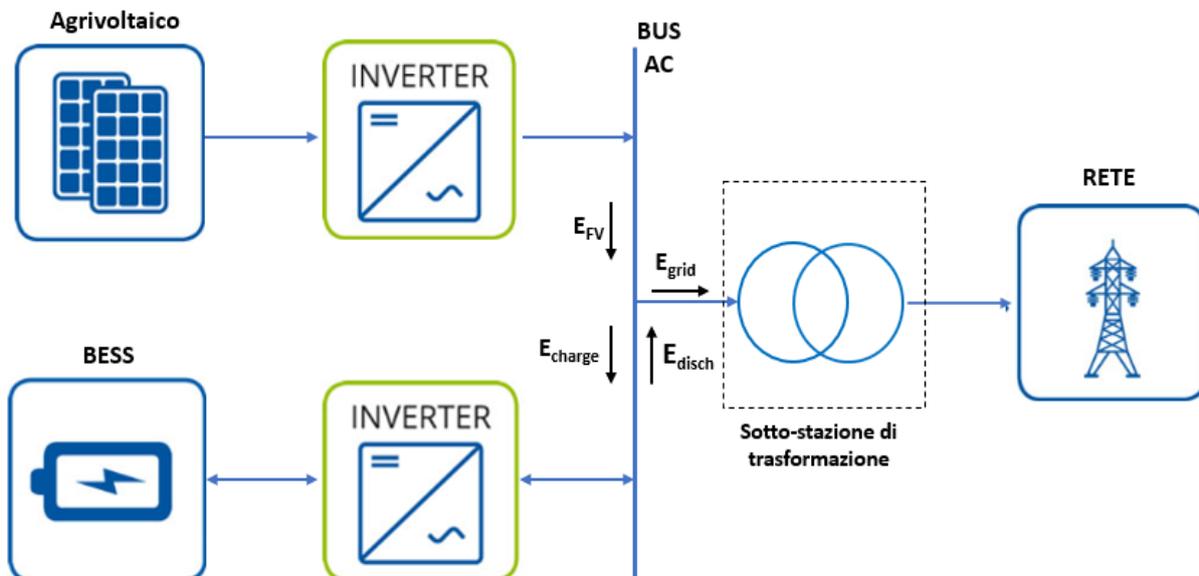


Figura 4.4 - Schema dei principali componenti dell'impianto

Eseguendo le diverse simulazioni sono stati analizzati i risultati considerando tre output tecnici molto importanti da analizzare per verificare ciò che restituisce il modello in base alle assunzioni e agli input iniziali.

4.2.1 Numero di cicli e risultato modello di degrado empirico

Come mostrato in figura 4.3 il modello di simulazione restituisce tra gli output, basandosi sul numero di cicli annui, la percentuale di degrado annuale che viene calcolata tramite il modello di degrado semi-empirico utilizzato.

Risulta pertanto fondamentale analizzare i risultati che vengono ottenuti per verificare se, con gli input ipotizzati, quello che viene restituito è coerente con la teoria alla base del modello presentato.

Il primo step è stato quello di analizzare il numero di cicli annui per ognuna delle taglie analizzate andandone a valutare la vita utile, cioè il periodo tra la messa in funzione e il momento in cui la capacità della batteria raggiunge un valore dell'80% di quella iniziale. I risultati ottenuti sono mostrati in figura 4.5. Quello che si può notare è come al crescere della taglia del sistema BESS vi sia una progressiva diminuzione del numero di cicli medi annui. Ciò è da imputare ad una assunzione specifica che viene fatta dal modello nel momento in cui deve scegliere la schedule giornaliera della BESS, infatti nell'impostare la fase di carica durante le ore comprese nel periodo di secondo minimo di prezzo il modello tiene conto, oltre che dello stato di carica della batteria, anche di un vincolo tale per cui la carica dipende anche dalla capacità di produzione del fotovoltaico in ogni time-step di simulazione.

Questo vincolo fa sì che al crescere della taglia della batteria vi sia un minor numero di attivazioni di azioni di ricarica e di conseguenza un minor di cicli equivalenti annui.

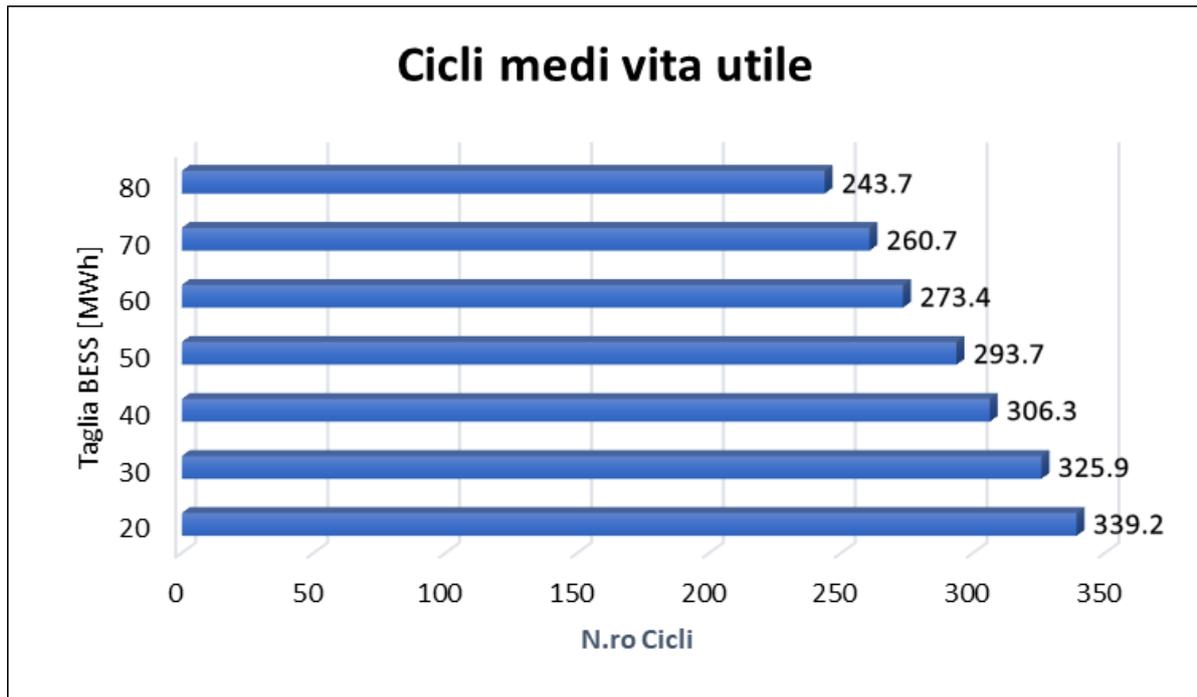


Figura 4.5 - Cicli di vita medi stimati dal modello

In seconda battuta sono stati valutati i risultati ottenuti grazie all'inserimento del numero di cicli nel modello semi-empirico per il calcolo del tasso di degrado annuale della batteria. Questo modello permette di tenere conto di come vari la capacità disponibile per la batteria e di conseguenza permette di ottenere un'importante informazione sullo stato di salute della stessa. Infatti, nel momento in cui l'algoritmo registra il raggiungimento di uno stato di salute inferiore all'81% viene automaticamente effettuato il così detto "refurbishment". Questo processo consiste nello sfruttare la modularità dei sistemi BESS per reintegrare una capacità pari a quella persa nel periodo in esame e riportare così il sistema alla sua piena capacità nominale [48,53].

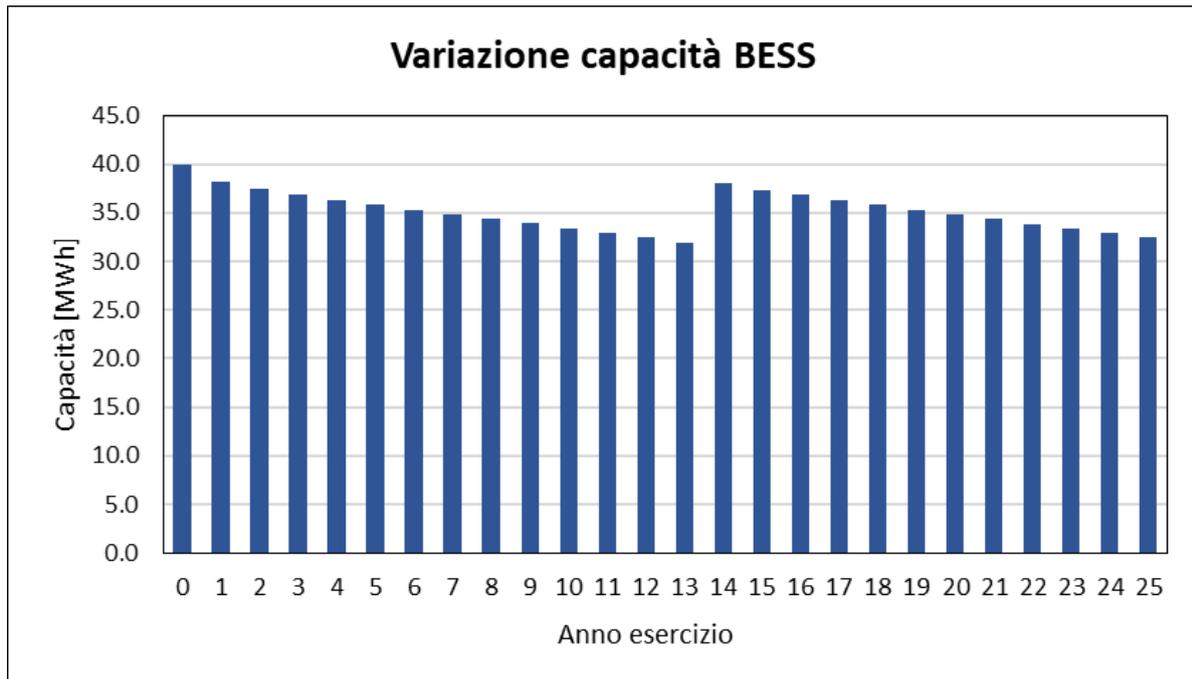


Figura 4.6 - Andamento capacità disponibile secondo modello di degrado (es. 40 MWh)

Questo concetto assume una fondamentale importanza in ottica economica perché permette di avere un'indicazione del reinvestimento di capitale necessario a reintegrare la capacità di accumulo della batteria giunta a fine vita utile secondo quanto esposto.

I risultati ottenuti analizzando le diverse configurazioni sono riportati in figura 4.7 dove si può vedere l'effetto derivante, lasciando invariati gli altri parametri, da quanto detto sul numero di cicli per le diverse taglie. Questo si ripercuote sull'impatto del degrado sulle BESS, infatti si nota come al crescere della taglia, con la conseguente diminuzione del numero di cicli annui, il tasso di degrado annuo diminuisca e la vita utile dei sistemi vada via via aumentando. Il grafico presentato in figura 4.7 prevede in ascissa non il numero di cicli ma gli anni poiché lo scopo è quello di ricavare l'informazione, in base ai cicli annui, relativa a quale sia l'anno per effettuare il refurbishment (ovvero il reintegro della capacità di accumulo necessaria).

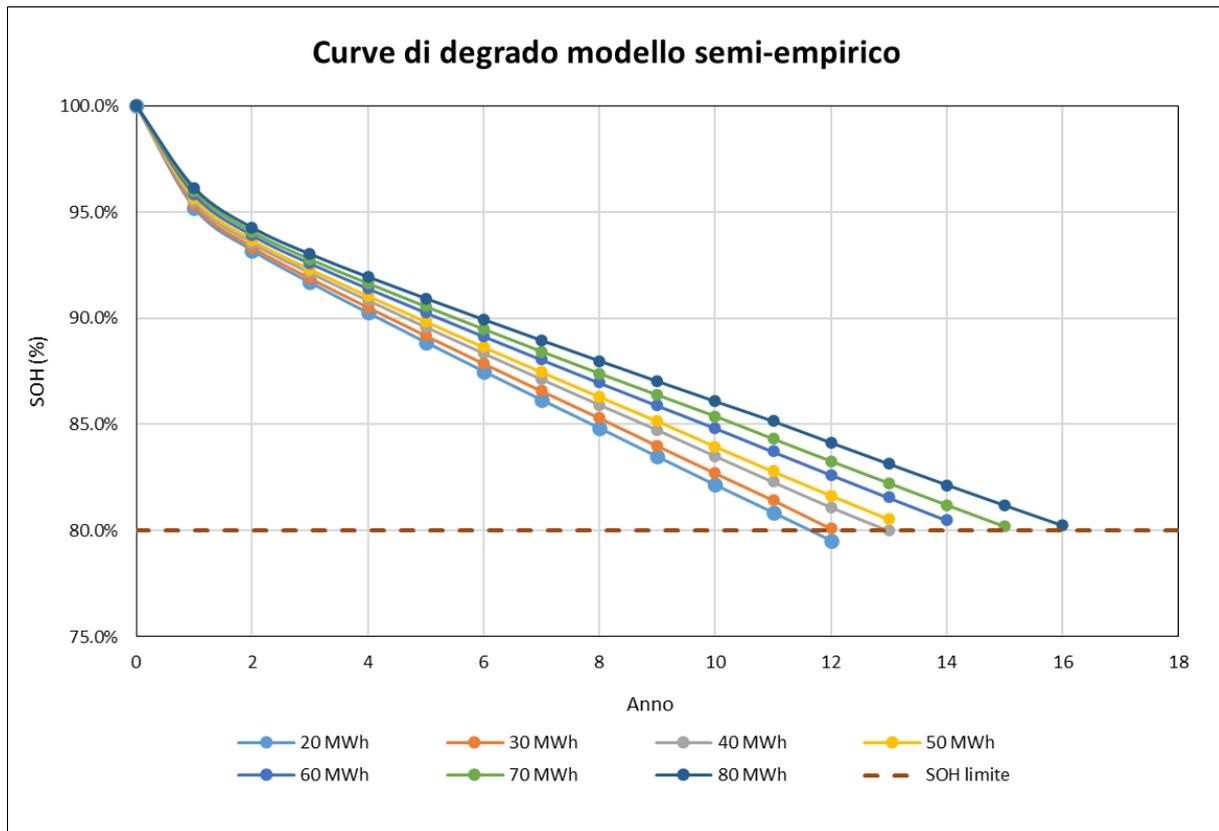


Figura 4.7 - Risultati curve di degrado da modello

Inoltre, tutte le curve dimostrano il comportamento del sistema soggetto a questo modello di degrado. Infatti, si nota come vengano rispettate le assunzioni presentate al capitolo 3 in cui vi è una prima zona prettamente non lineare, coincidente con un numero basso di cicli corrispondenti ai primi anni di vita del sistema, in cui si assiste ad una diminuzione dello stato di salute di quasi il 5% nel primo anno e del 3% nel secondo, e di una zona in cui il comportamento del sistema diventa lineare all'aumentare dei cicli annui.

4.2.2 Analisi dei flussi energetici

Il secondo output che è stato analizzato è quello relativo ai risultati ottenuti riguardo le variabili che descrivono il comportamento della batteria come, ad esempio, l'energia caricata o scaricata, lo stato di carica e l'energia immessa in rete. Queste analisi hanno avuto l'obiettivo di verificare che i vincoli presentati in precedenza fossero rispettati e che la schedule derivante dal processo decisionale dell'algoritmo fosse accurata con l'obiettivo proposto, ovvero quello di sfruttare la produzione di energia dall'impianto agrivoltaico per caricare la batteria nelle ore di minimo prezzo e sfruttare l'immissione nelle ore serali di maggior prezzo con lo scopo di massimizzare i ricavi giornalieri. Nell'implementare questo processo decisionale è necessario che vengano

rispettato i vincoli presentati in precedenza. Sono state analizzati i dati relativi al primo anno di simulazione di cui si riportano alcuni dati relativi a “giorni tipo” selezionati caso di taglia pari a 60 MWh.

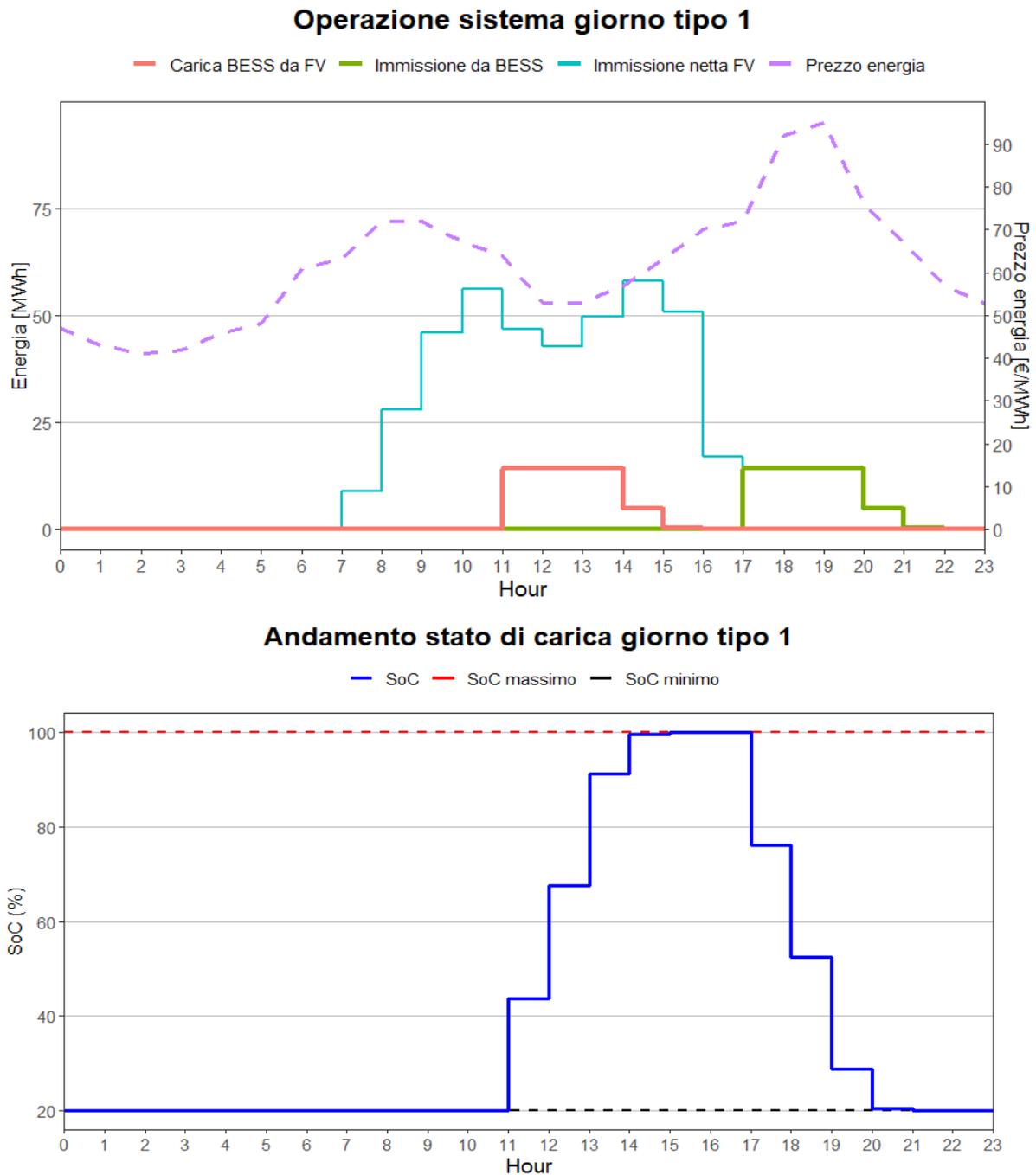


Figura 4.8 - Flussi Energetici e stato di carica giorno tipo 1

In questo primo caso si nota come il sistema operi con una certa “regolarità” dettata dall’aver un giorno caratterizzato da una buona producibilità dell’impianto agro-voltaico che permette la carica continua della BESS fino al raggiungimento dello stato di carica del 100% durante le ore

di prezzo minimo. Successivamente, in corrispondenza delle ore di prezzo massimo, l'energia accumulata viene scaricata ed immessa in rete per ottenere dei ricavi maggiori.

Nel secondo caso, riportato in figura 4.9, si nota invece come nonostante una buona disponibilità da fonte solare alle ore 10 non venga iniziata la fase di carica poiché il prezzo non è ancora al minimo. Solo a partire dall'ora successiva, con prezzo molto più basso, inizia la fase di carica della batteria che però si interrompe all'ora successiva per effetto di un calo repentino della produzione dell'impianto, per poi riprendere nelle ore successive fino a raggiungere lo stato di carica massimo ed essere poi scaricata per catturare nuovamente il massimo di prezzo.

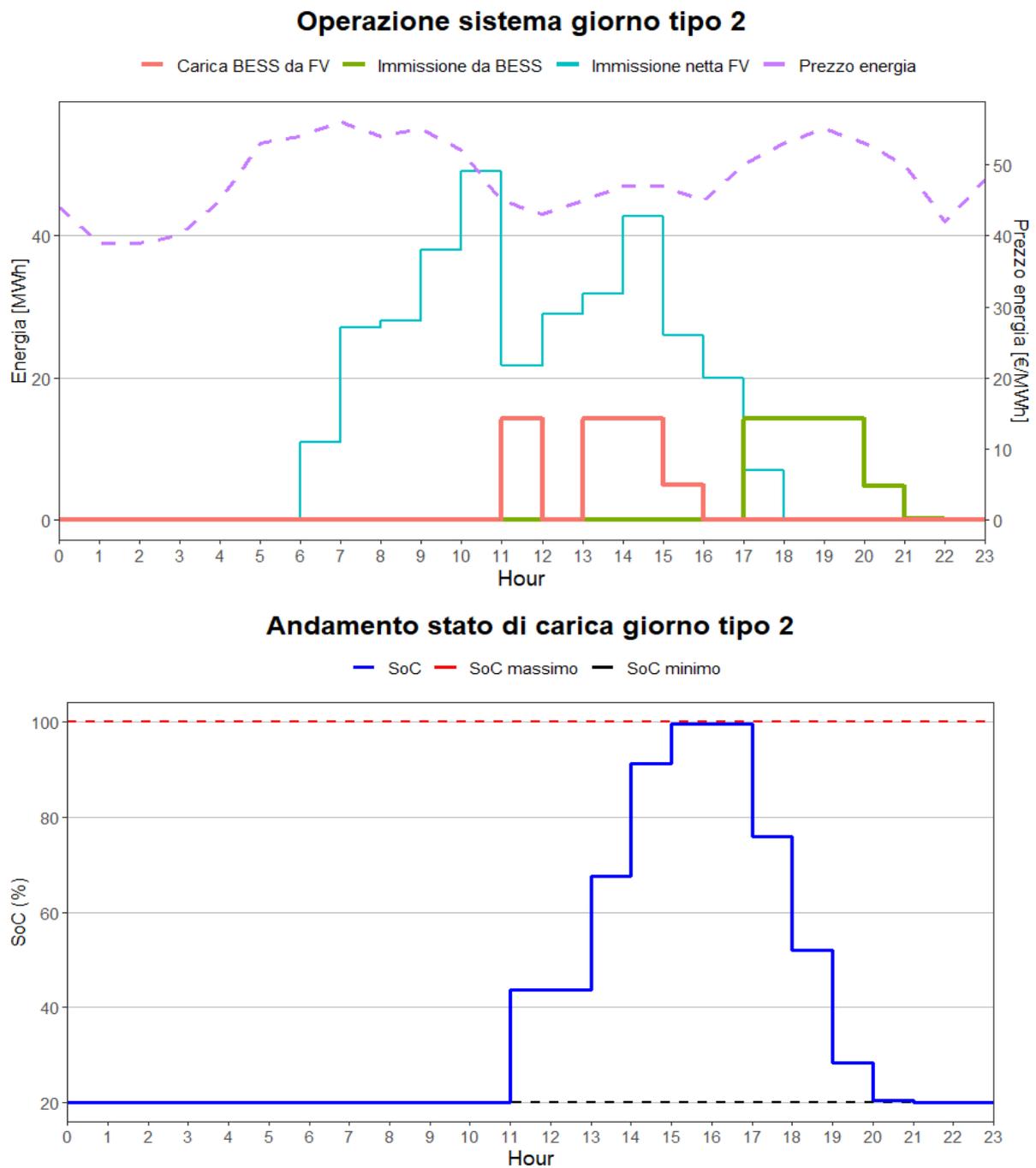


Figura 4.9 - Flussi energetici e stato di carica giorno tipo 2

4.3 Analisi Economica

La metodologia presentata prevede come ultimo step quello di condurre l'analisi economica grazie ai risultati tecnici e ai ricavi del sistema ottenuti dal modello di simulazione, così da poter valutare l'eventuale taglia da installare nel sistema. In particolare, questi risultati, insieme agli input economici e finanziari, sono stati usati per il calcolo degli indicatori di valutazione dell'investimento.

Gli indicatori calcolati sono il Net Present Value (NPV) e il tasso interno di rendimento interno (IRR) valutati tramite le seguenti formule [44]:

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{25} \frac{FCF_t}{(1+k_e)^t} \quad (4.4)$$

$$NPV = 0 = -I + \sum_{t=1}^{25} \frac{FCF_t}{(1+IRR)^t} \quad (4.5)$$

Nelle formule precedenti I è il costo di investimento iniziale del sistema (CAPEX) e FCF_t rappresentano i flussi di cassa generati ogni anno. Per il calcolo dei flussi di cassa occorre valutare anno per anno i ricavi derivanti dall'esercizio del sistema, i costi di esercizio (OPEX), eventuale investimento di capitali di investimento successivi (ad esempio per il refurbishment delle batterie) e infine la tassazione poiché il calcolo è quello dell'NPV e dell'IRR definiti "after-taxes". Lo schema seguito è il seguente:

1. Calcolo dell'EBITDA: questa voce corrisponde al margine operativo lordo ed è definita in modo semplice come la differenza tra ricavi e costi di esercizio;
2. Calcolo dell'EBIT: questa voce rappresenta il margine operativo netto prima dell'applicazione delle tasse ed è ottenuto dall'EBITDA a cui è sottratta la rata di ammortamento economico poiché ininfluente ai fini fiscali;
3. Calcolo del NOPAT: questa voce è il margine operativo netto ottenuto dopo la tassazione che è stata considerata con le aliquote di IRAP e IRES;
4. Calcolo del flusso di cassa: rappresenta il NOPAT a cui viene nuovamente aggiunta la quota di ammortamento.

Gli input economici che sono stati utilizzati per condurre le diverse analisi sono sintetizzati nella seguente tabella:

Tabella 4.2 - Input economici

Input Economici	
CAPEX FV [€/MW]	605 000
CAPEX BESS [€/MWh]	250 000
O&M FV [€/MW]	2 000
O&M BESS [€/MWh]	1% CAPEX
Costo del capitale proprio (ke) [%]	6.50%
Anni progetto	25
RefurbishmentBESS [€/MWh]	250 000
IRAP + IRES [%]	27.90%

4.3.1 Risultati Scenario 1

La prima analisi effettuata è stata quella dello scenario base per il quale sono state condotte le simulazioni con gli input tecnici ed economici presentati. Questa è stata seguita da analisi di sensitività per valutare in che maniera alcuni dei parametri usati per il calcolo influiscano sui risultati finali. I risultati mostrano per l'NPV un trend ben delineato.

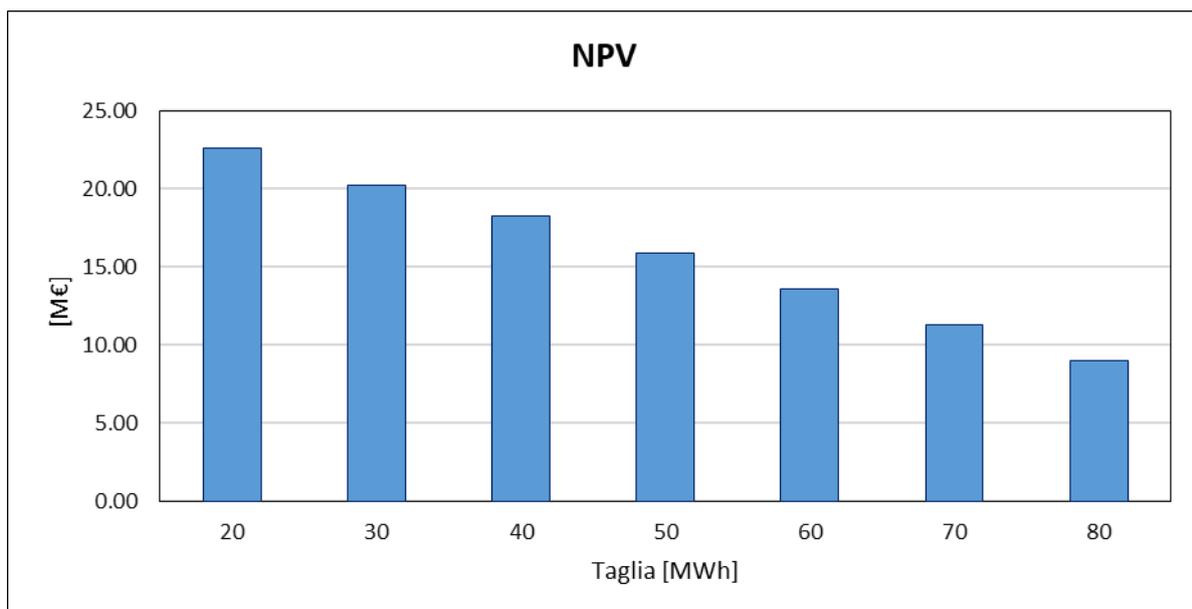


Figura 4.10 - NPV scenario 1

Come si può notare infatti vi è una diminuzione lineare dell'indicatore al crescere della taglia dell'accumulo. I risultati mostrano come la taglia da 20 MWh presenti il valore più elevato che va via diminuendo. Infatti, raddoppiando la taglia e passando a 40 MWh si assiste ad una diminuzione di circa il 19.3%, e per la taglia maggiore di 80 MWh si arriva addirittura ad una diminuzione del 67% circa rispetto alla più piccola. Questo trend ha portato all'analisi più dettagliata per le singole taglie per le quali sono stati analizzati i ricavi annui. In dettaglio si riportano di seguito i risultati ottenuti.

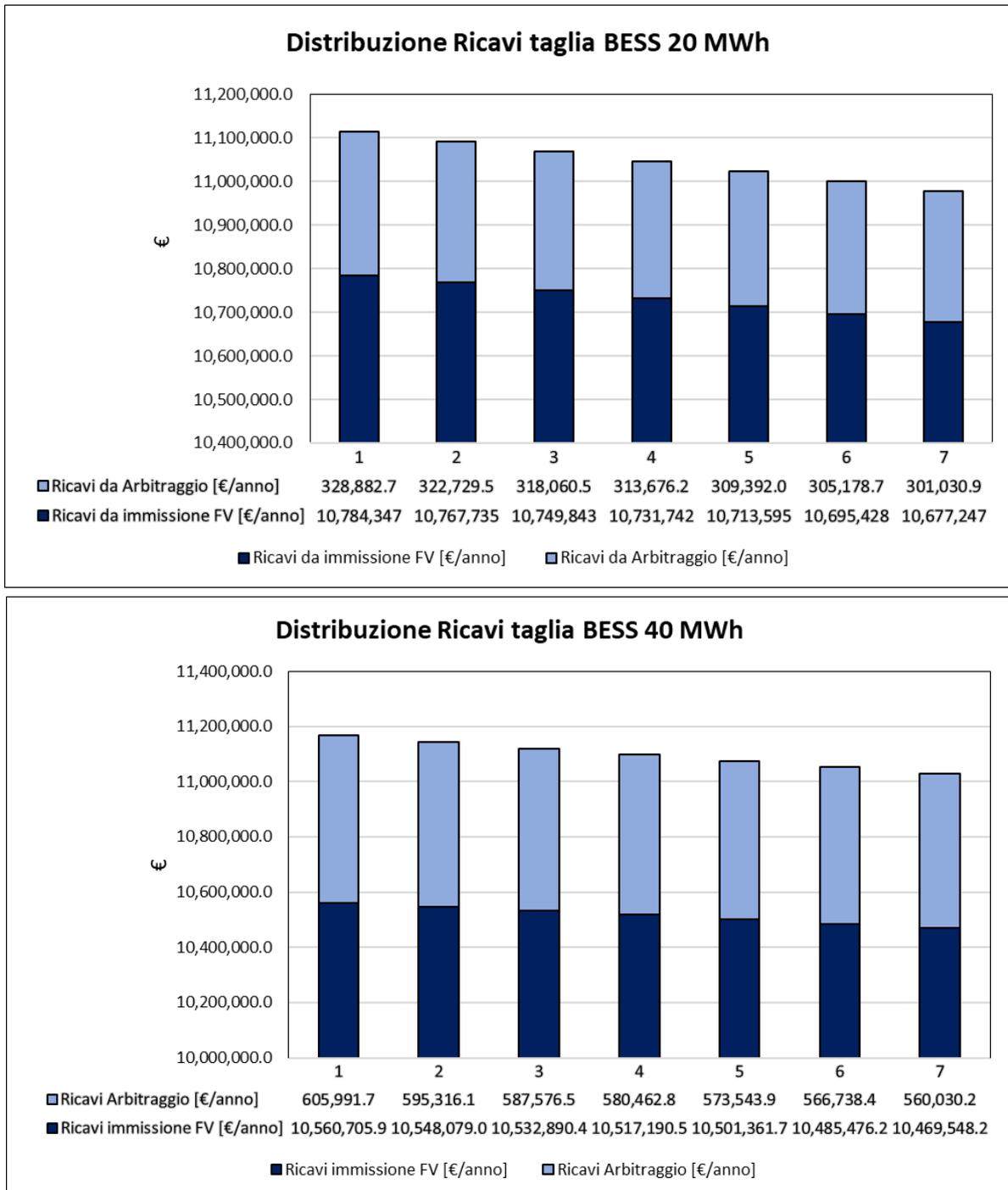


Figura 4.11 - Esempi di distribuzione ricavi annui

I grafici mostrano che, pur aumentando la taglia, è vero che si verifica un aumento di ricavi ma questo aumento risulta essere tale da non riuscire a ricoprire l'aumento del CAPEX relativo. Questo riscontro si ha anche vedendo la tendenza del tasso di rendimento interno.

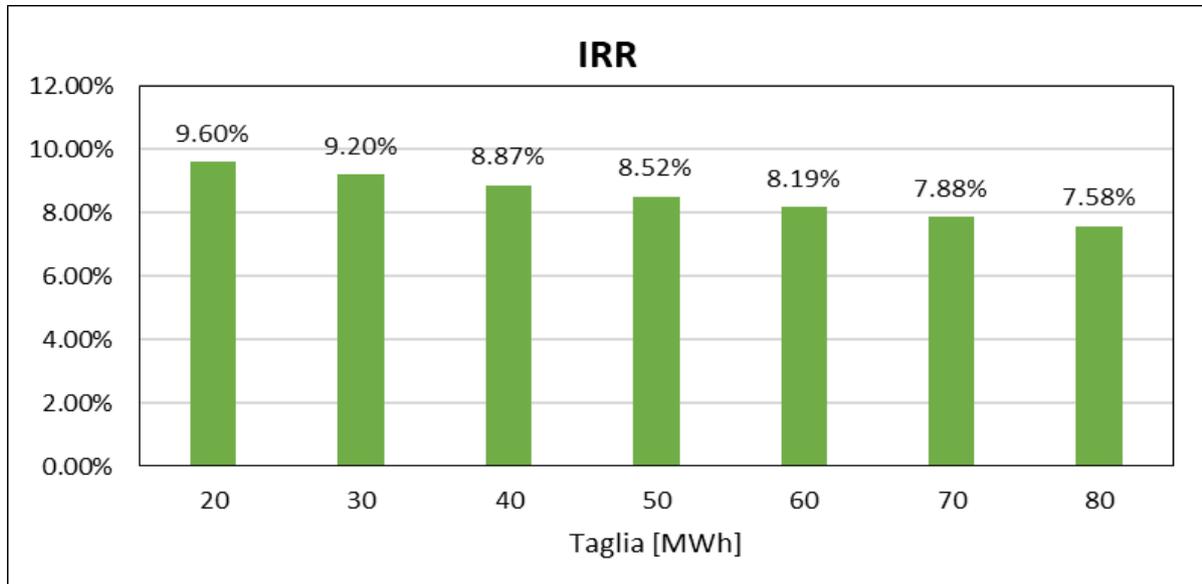


Figura 4.12 - IRR scenario 1

Risulta importante sottolineare che il costo ipotizzato rimane invariato all'aumentare della taglia e che, pertanto, non entrano in gioco fattori di economia di scala. Purtroppo si può concludere che nello scenario base ipotizzato l'aggiunta di un sistema di accumulo al progetto originario dell'impianto agrivoltaico non risulta redditizio poiché, pur generando NPV e IRR che renderebbero fattibile l'investimento ($NPV > 0$ e $IRR > K_E$) nella realtà dei fatti si assiste ad una diminuzione del valore di questi indicatori spostandosi dalla configurazione senza BESS a quella in cui si prevede l'installazione delle taglie analizzate.

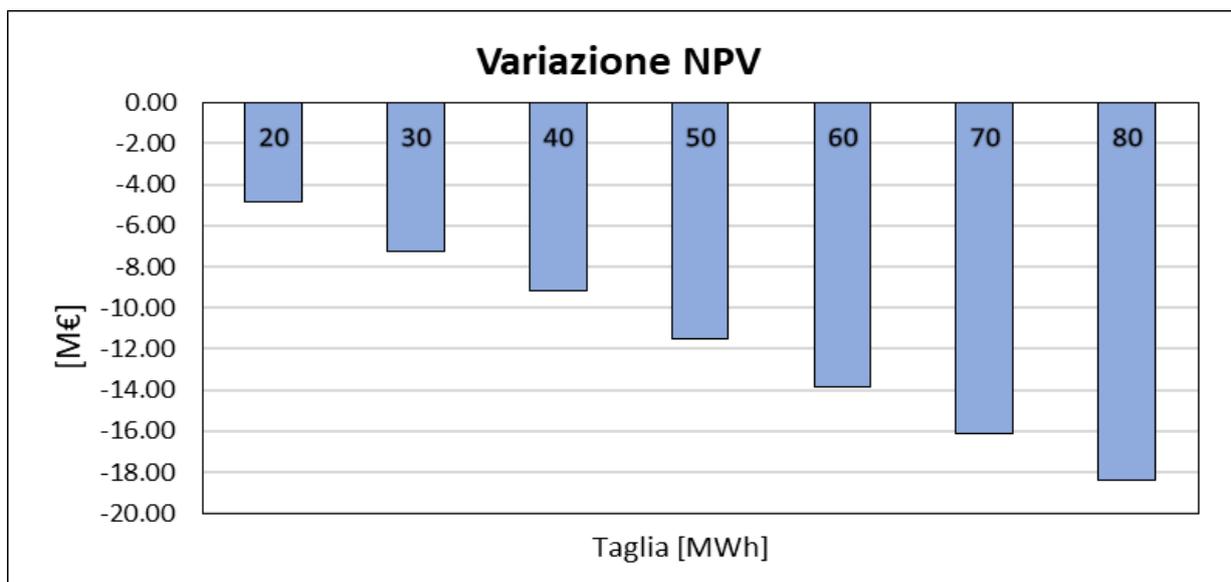


Figura 4.13 - Variazione NPV rispetto ad alternativa 0 per scenario base

Visti i risultati ottenuti è stata eseguita un'analisi di sensitività per valutare quanto effettivamente il Capex delle BESS impatti sul trend precedente. L'ipotesi alla base è stata quella di valutare il cambiamento dei due indicatori analizzati diminuendo il costo iniziale di installazione delle Batterie fino al 50% in accordo ad alcune proiezioni riportate su [54,55].

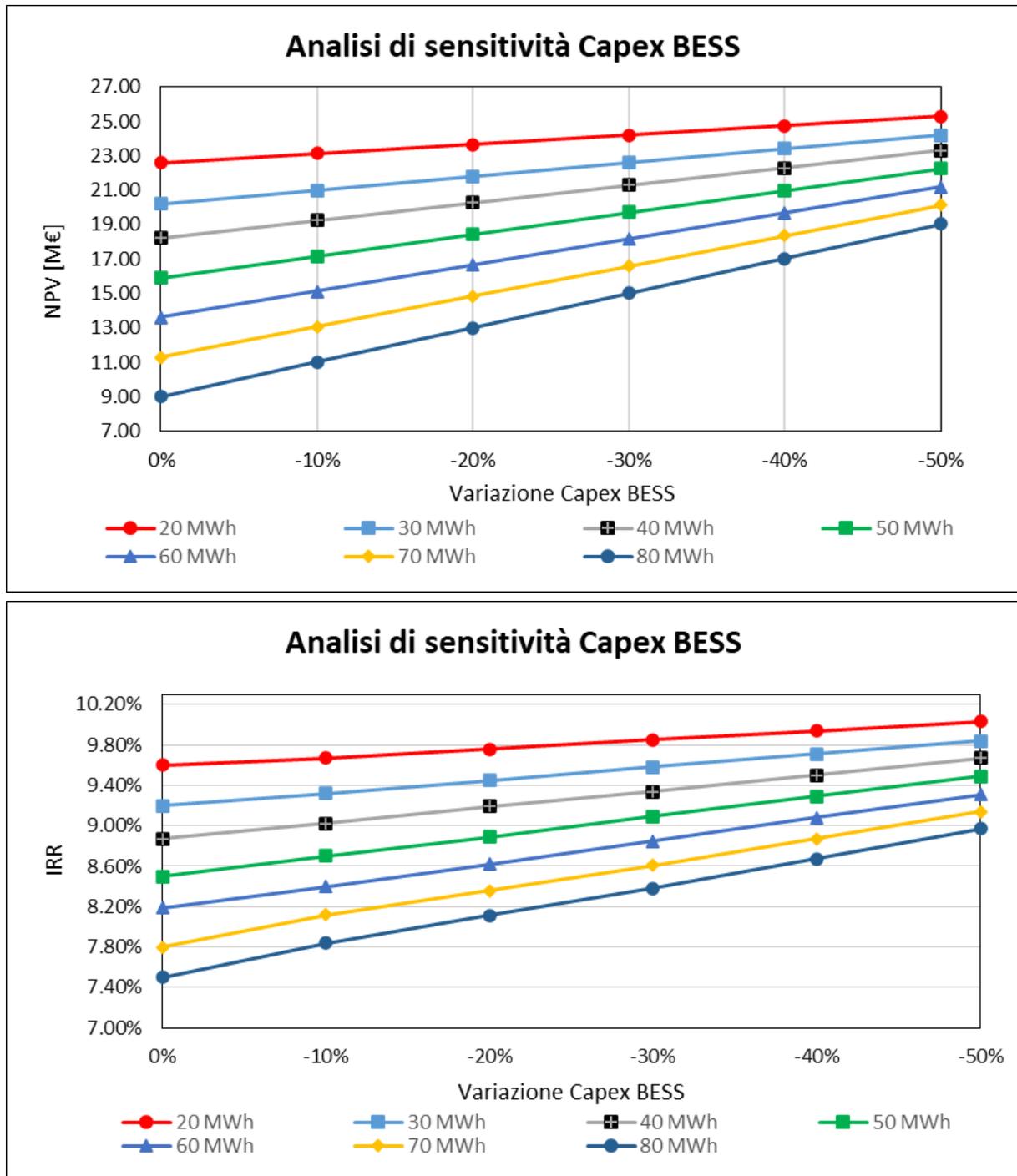


Figura 4.14 - Risultati analisi di sensitività su NPV e IRR

Anche se dai grafici precedenti si può notare che il trend rimanga pressoché invariato rispetto al caso iniziale è possibile estrapolare alcune informazioni importanti. Infatti, come si può

vedere per le taglie più piccole la pendenza della curva che esprime la variazione rispetto alla diminuzione del costo è molto più piccola rispetto a quelle relative alle taglie più elevate. Quindi, si può notare come nel caso dell'NPV per la taglia da 20 MWh ci sia stato un aumento di circa l' 11.8 % in relazione ad una diminuzione del 50% del costo iniziale, mentre per le taglie di 60, 70 e 80 MWh si è assistito ad un aumento, rispettivamente, del 55.7%, 77.8% e 111.1%.

La stessa situazione si presenta per l'IRR per cui la taglia da 20 MWh dimostra un aumento dello 0.43% mentre per le taglie da 70 e 80 MWh si assiste progressivamente ad un aumento dell'1.34% e dell'1.47%.

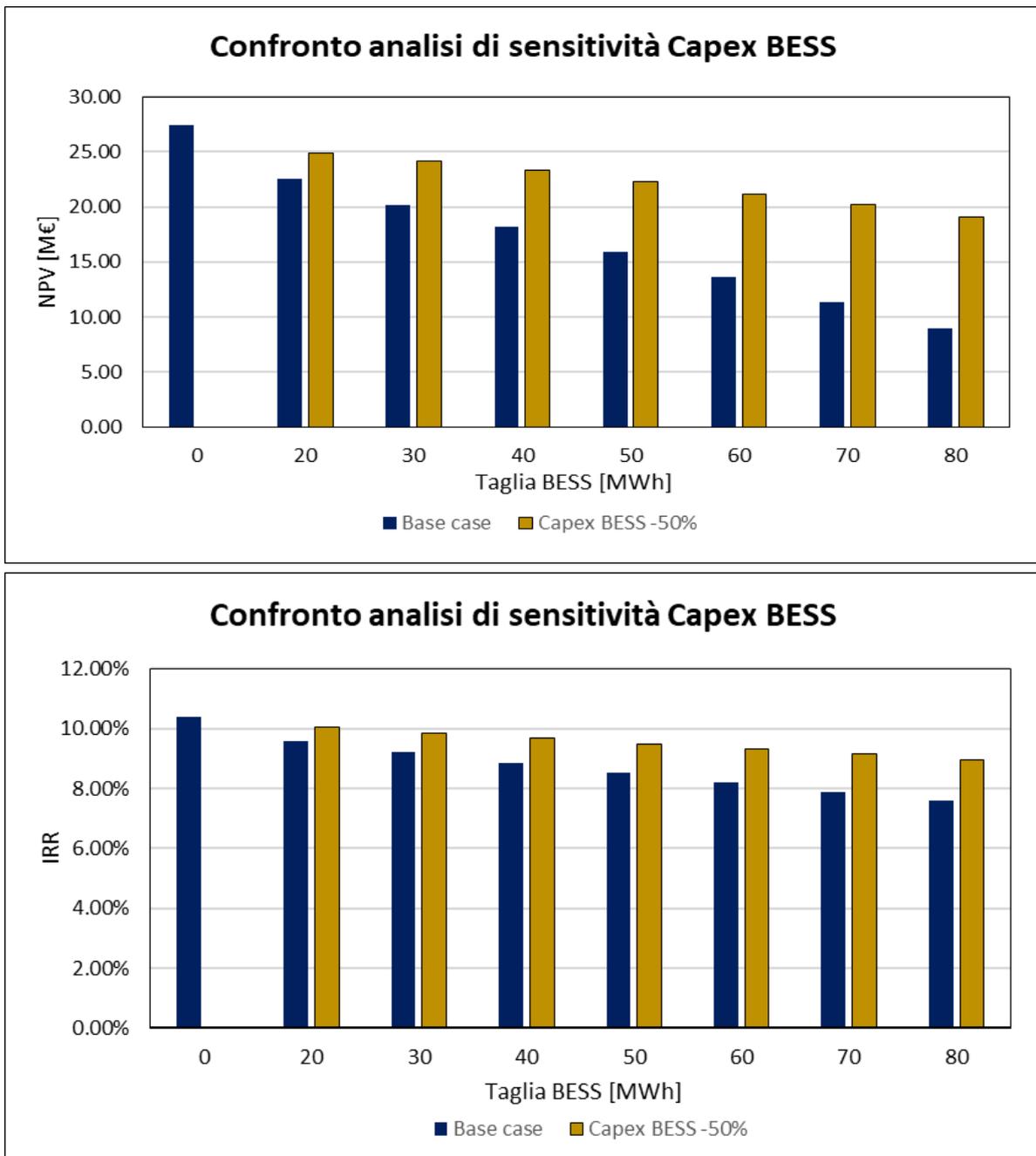


Figura 4.15 - Confronto post analisi di sensitività per NPV e IRR scenario 1

Il grafico precedente riassume quanto esposto e permette quindi di trarre delle prime conclusioni relative a questo scenario. Infatti, in base a quanto visto, l'aggiunta di un sistema di accumulo non risulta economicamente vantaggiosa nel caso base. Tuttavia, l'analisi di sensitività eseguita sul capex delle batterie permette di dimostrare quanto detto in precedenza, ovvero che il motivo di quel trend decrescente in modo lineare all'aumentare della taglia è strettamente legato all'incapacità di fare fronte ad un costo crescente pur generando dei ricavi maggiori. La diminuzione del 50% del capex delle batterie, elemento ancora oggi critico nell'installazione di questi sistemi, dimostra come tra l'alternativa di non installare l'accumulo e quello di installare delle taglie di 20 o 30 MWh diventi molto meno marcata che nel caso base.

4.3.2 Risultati Scenario 2

Il secondo scenario analizzato si pone lo scopo di valutare il comportamento economico del sistema in un contesto diverso. È stato ipotizzato un cambio degli input economici per vedere la reazione del modello di simulazione e, quindi, degli indicatori economici per la valutazione della redditività dell'investimento. Appare chiaro come un forecast orario accurato dei prezzi dell'energia sia in questo senso molto complicato da realizzare, soprattutto considerando il contesto odierno caratterizzato ad una forte instabilità dei mercati energetici e quindi da una elevata volatilità dei prezzi. Tuttavia per eseguire l'analisi di scenario sono state fatte delle ipotesi di un aumento dei prezzi del 30%, rispetto allo scenario base, per i primi 10 anni di simulazione dopo i quali il prezzo torna ad essere quello usato nel primo scenario. Ciò di fatto rappresenta un tentativo, in modo approssimato, di tenere conto di una certa instabilità odierna che poi, con il proseguire degli anni, si stabilizza. Una ulteriore ipotesi è stata quella di considerare la presenza di un premio che rappresenta un incentivo economico per la movimentazione di energia dagli accumuli in modo tale da simulare eventuali provvedimenti simili che si ritiene saranno fruibili in uno scenario futuro, alla stregua di quanto avvenuto per l'ingresso di nuove tecnologie nello scenario energetico italiano negli anni precedenti.

In virtù di quanto presentato in precedenza sono state rieseguite le simulazioni che hanno portato al calcolo degli indicatori NPV e IRR in questo nuovo scenario con lo scopo di valutare un eventuale discordanza a quanto trovato nello scenario precedente.

Sono stati analizzati tre casi distinti:

- Caso 1: l'assunzione è quella di valutare la redditività ipotizzandolo come caso base per questo scenario, e quindi soggetto al solo aumento di prezzo dell'energia ipotizzato per i primi 10 anni;
- Caso 2: rappresenta il caso in cui si è considerato un premio aggiuntivo di 10 €/MWh sull'energia erogata dall'accumulo;

- Caso 3: rappresenta i risultati ottenuti dal caso precedente ma ipotizzando anche una diminuzione del 50% del Capex della BESS.

Tabella 4.3 - Risultati delle diverse simulazioni nel secondo scenario

Taglia [MWh]	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	NPV [M€]	IRR	NPV [M€]	IRR	NPV [M€]	IRR
0	44.48	13.30%	44.48	13.30%	44.48	13.30%
20	39.73	12.29%	39.99	12.34%	42.68	12.89%
30	37.38	11.82%	37.76	11.89%	41.76	12.67%
40	35.45	11.41%	35.94	11.48%	41.03	12.48%
50	33.17	10.98%	33.75	11.07%	40.10	12.27%
60	30.90	10.58%	31.57	10.68%	39.15	12.06%
70	28.63	10.20%	29.38	10.31%	38.19	11.86%
80	26.35	9.84%	27.17	9.95%	37.18	11.66%

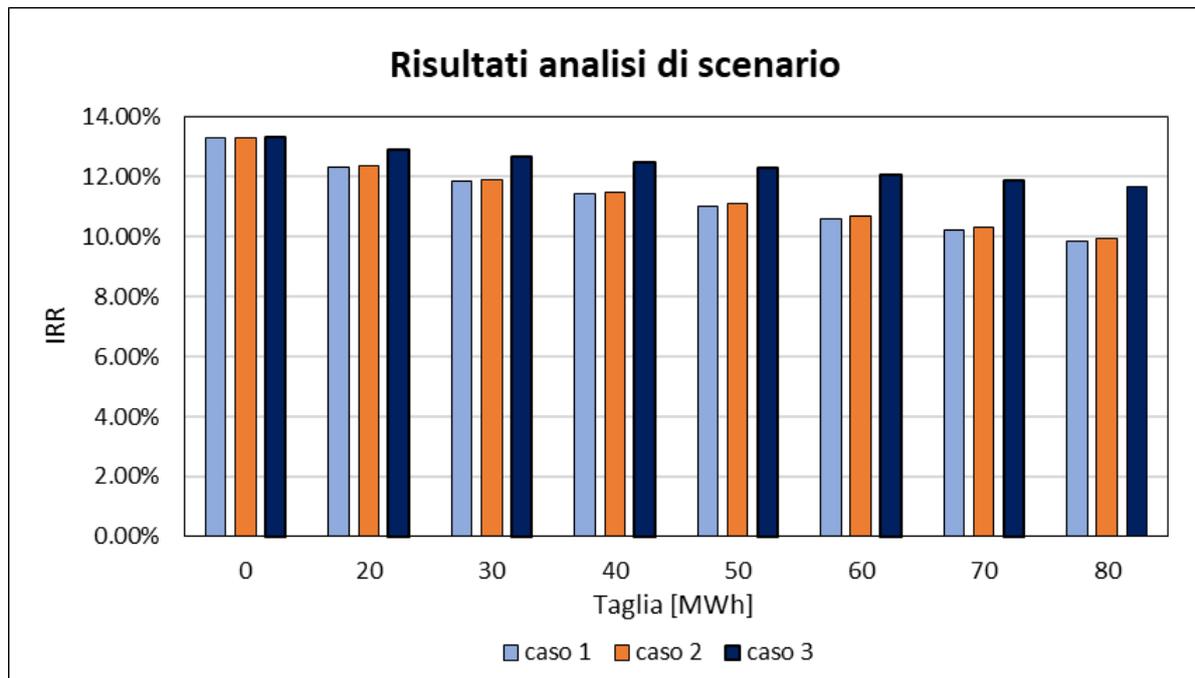


Figura 4.16 - Risultati IRR scenario 2

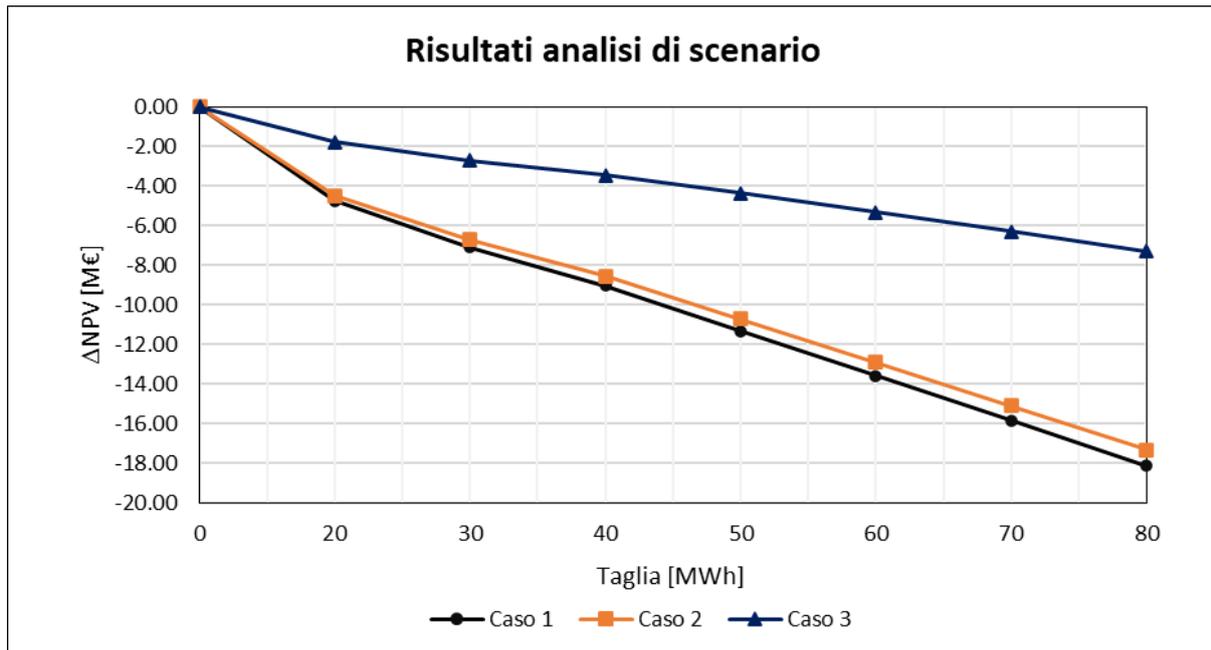


Figura 4.17 - Risultati NPV scenario 2

I risultati ottenuti per il secondo scenario sono stati riportati in figura 4.16 per analizzarne l'andamento. Si può notare infatti come l'influenza dell'incentivo sia abbastanza blanda soprattutto per taglie piccole. Ad esempio, nel caso di taglia pari a 40 MWh, analizzando i primi anni di prezzo maggiore si assiste ad un aumento medio del ricavo annuo di circa 100 000 €/anno con un'incidenza media del ricavo da arbitraggio di circa il 6% a fronte del 5% nel caso senza incentivo. Passando ad esempio alla taglia maggiore di 80 MWh si passa ad un'incidenza del ricavo da arbitraggio del 9.7% nel caso di incentivo all'8.5% nel caso senza con aumento medio dei ricavi di circa 150 000 €/anno nei primi 10 anni.

Quindi di fatto la presenza dell'incentivo ha un peso molto ridotto comportando tra il caso 1 e il caso 2 una discrepanza media dell'NPV di circa lo 0.65%, 1% e 1.3% rispettivamente per le taglie da 20, 30 e 40 MWh e di circa il 2% medio per le taglie successive in relazione all'incidenza maggiore del ricavo annuo per l'arbitraggio garantita dalle taglie più grandi.

Nel caso 3 invece si assiste ad una diminuzione del valore dell'investimento, rispetto al caso 1, molto più piccola poiché si tiene in considerazione ancora una volta quello che risulta essere il fattore più impattante sulla redditività dello stesso, ovvero il costo delle batterie che porta questo caso ad essere il "best case" in questo secondo scenario. Il trend, infatti, è molto diverso rispetto al caso precedente portando ad una diminuzione dell'NPV molto più contenuta di circa il 4% nel caso di taglia pari a 20 MWh, del 7.7% per quella da 40 MWh e del 16.3% per quella da 80 MWh.

4.3.3 Confronto tra i due scenari

I due scenari analizzati sono stati infine confrontati per valutare come le ipotesi che ne stanno alla base e le analisi di sensitività condotte su alcuni parametri impattino sull'NPV dell'investimento. In dettaglio sono stati analizzati i "base case" dei due scenari, ovvero i risultati ottenuti con le assunzioni iniziali, e i "best case" ovvero i risultati più promettenti in seguito all'analisi di sensitività sul CAPEX della batteria. In questo secondo caso si riporta il risultato relativo ad una diminuzione del 50% di questo costo in quanto offre i migliori risultati da un punto di vista economico.

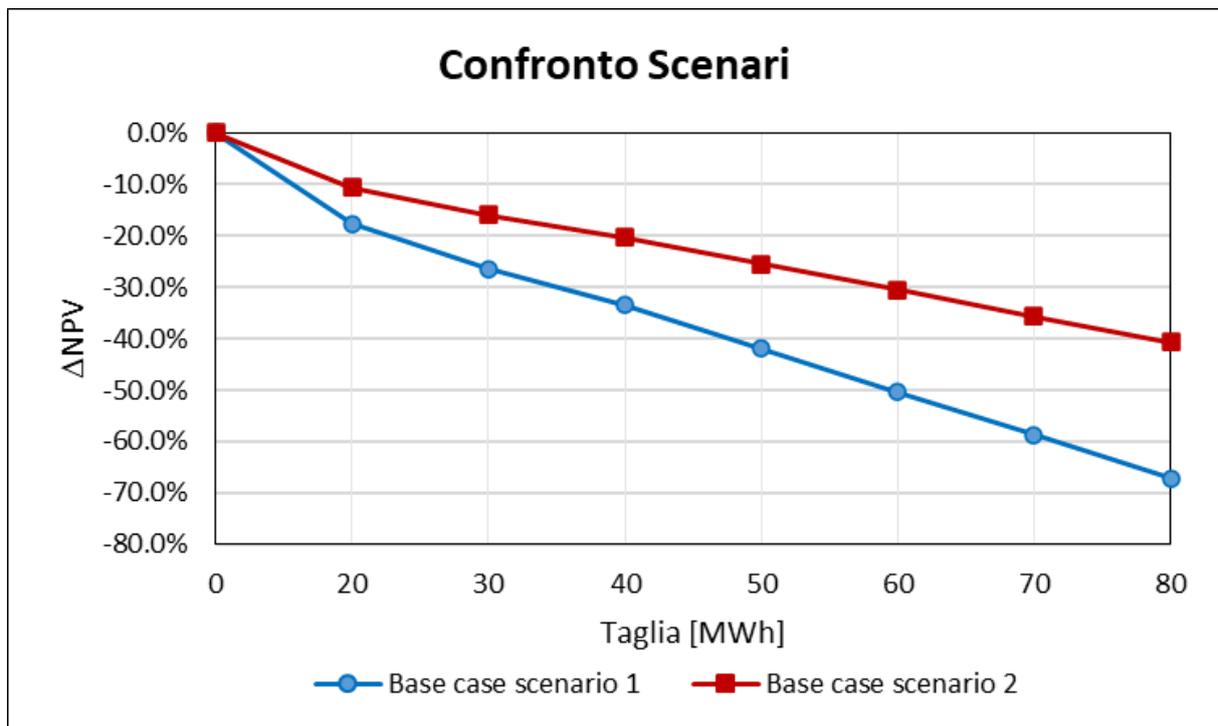


Figura 4.18 - Confronto scenari per il caso base

Il confronto ottenuto per i base case mostra come nel caso dello scenario 1 vi sia una netta diminuzione tra l'alternativa 0 e la taglia minore simulata di circa il 19%. Successivamente la diminuzione è progressiva ma più contenuta da una taglia alla successiva. Tuttavia, questo scenario offre i risultati peggiori in termine di addizionalità al valore dell'investimento dell'alternativa 0. Nel caso dello scenario due invece si assiste comunque ad una diminuzione di valore derivante dall'installazione dell'accumulo ma molto più contenuta rispetto al primo caso. Ciò è dovuto al fatto che l'aumento dei prezzi dell'energia, ipotizzato nei primi 10 anni del sistema, impatta in modo abbastanza significativo sui flussi di cassa. Ciò è testimoniato dall'andamento delle due curve poiché, come si può notare, a parità di costo delle batterie vi è un differenziale sempre crescente dovuto al fatto che nel secondo scenario i ricavi maggiori riescono a coprire in modo migliore l'aumento di costo al crescere della taglia.

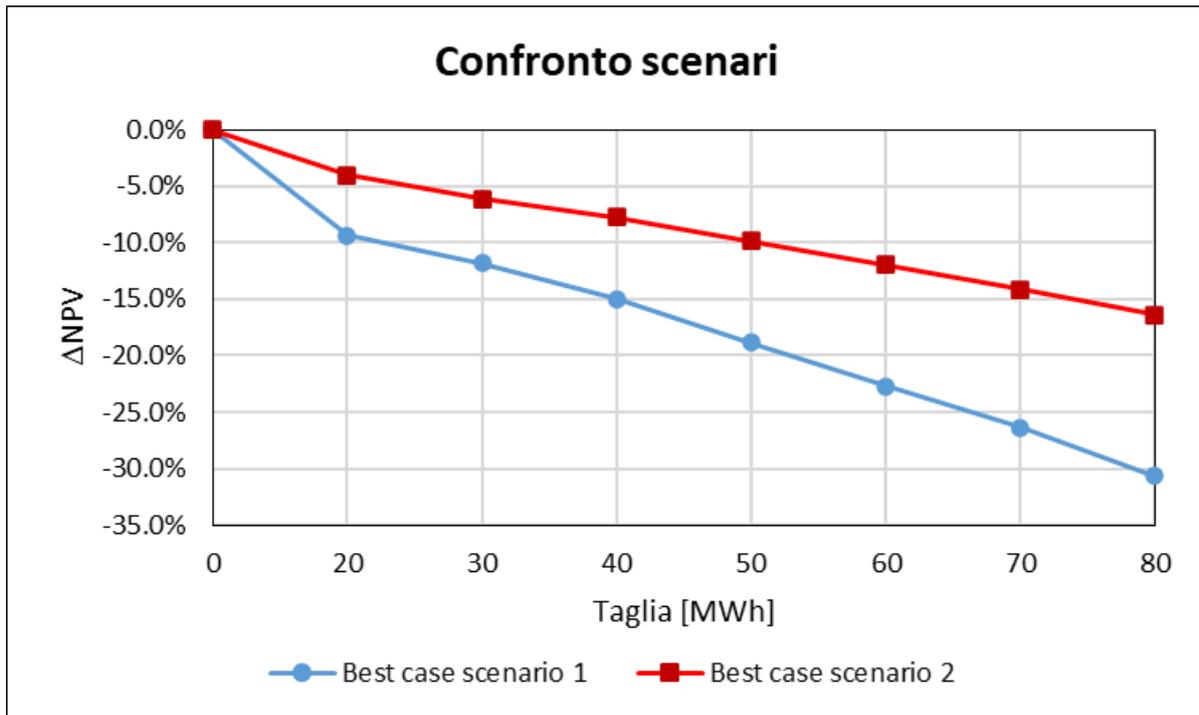


Figura 4.19 - Confronto scenari per i best case

Nel secondo caso (figura 4.19) si nota come i risultati siano migliori in termini di diminuzione percentuale in entrambi gli scenari come conseguenza delle ipotesi ottimistiche fatte. Quello che si nota in maniera ancora più marcata è inoltre, al di là delle differenze dovute tra i due casi, un andamento abbastanza simile tra i due scenari a partire dalla taglia di 40 MWh, aspetto invece molto meno presente nel confronto fatto sui “base case”. Infatti, questa taglia rappresenta una sorta di limite oltre il quale si vede un cambiamento repentino della pendenza delle due curve (soprattutto per quella dello scenario 1). Si può ben notare come per taglie inferiori la diminuzione percentuale sia molto più contenuta, ad esempio di circa un 5.5% passando da 20 a 40 MWh per lo scenario 1, mentre andando da 40 a 60 MWh la diminuzione risulta essere del 7.8%.

Questo aspetto permette di trarre una conclusione circa quanto trovato; infatti, oltre la taglia da 40 MWh la capacità di creare valore aggiuntivo dal time-shift di energia, anche nelle ipotesi più ottimistiche, risulta essere sempre meno in grado di contrastare l’aumento di costo derivante dall’aumento di taglia.

4.4 Valutazione del costo livellato dello storage e del costo livellato dell'energia elettrica

La valutazione del costo livellato dello storage (LCOS) e del costo livellato dell'energia elettrica (LCOE) assumono fondamentale importanza quando si fanno delle valutazioni economiche relative ad una determinata tecnologia per cercare di capire come i costi, la capacità di generazione, nel caso del sistema FV, e quella di movimentazione di energia, nel caso dello storage, impattino sui sistemi. Queste due metriche di fatto forniscono l'indicazione del costo necessario al MWh di energia prodotta o movimentata [56].

Nel caso dell'LCOE, facendo riferimento al singolo sistema agrivoltaico, il calcolo viene eseguito tramite la formula:

$$LCOE = \frac{C_{FV} + \sum_{i=1}^n \frac{C_{O\&M}i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (4.6)$$

Nella formula precedente C_{FV} rappresenta il costo di installazione, $C_{O\&M}$ i costi annui di manutenzione, E l'energia complessivamente generata dal sistema per ogni anno e r è il tasso di attualizzazione con un valore pari a quello usato per le analisi precedenti, ovvero 6.5%.

Per il sistema in esame, considerando gli input economici dell'impianto FV e l'energia annuale generata, il valore dell'indicatore risulta pari a 31.93 €/MWh.

Per il calcolo del costo livellato dello storage la formula appare del tutto simile:

$$LCOS = \frac{C_{BESS} + \sum_{i=1}^n \frac{C_{O\&M}i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{BESS}}{(1+r)^i}} \quad (4.7)$$

Come si nota il costo dipende solamente dal Capex della BESS, dai costi variabili annuali, dall'energia complessivamente generata e infine dal tasso di attualizzazione utilizzato. Sono quindi stati calcolati i valori per le diverse taglie analizzati ipotizzando le assunzioni di base e successivamente facendo alcune analisi di sensitività per vedere come il cambio di alcuni dei parametri impatta direttamente su questa metrica.

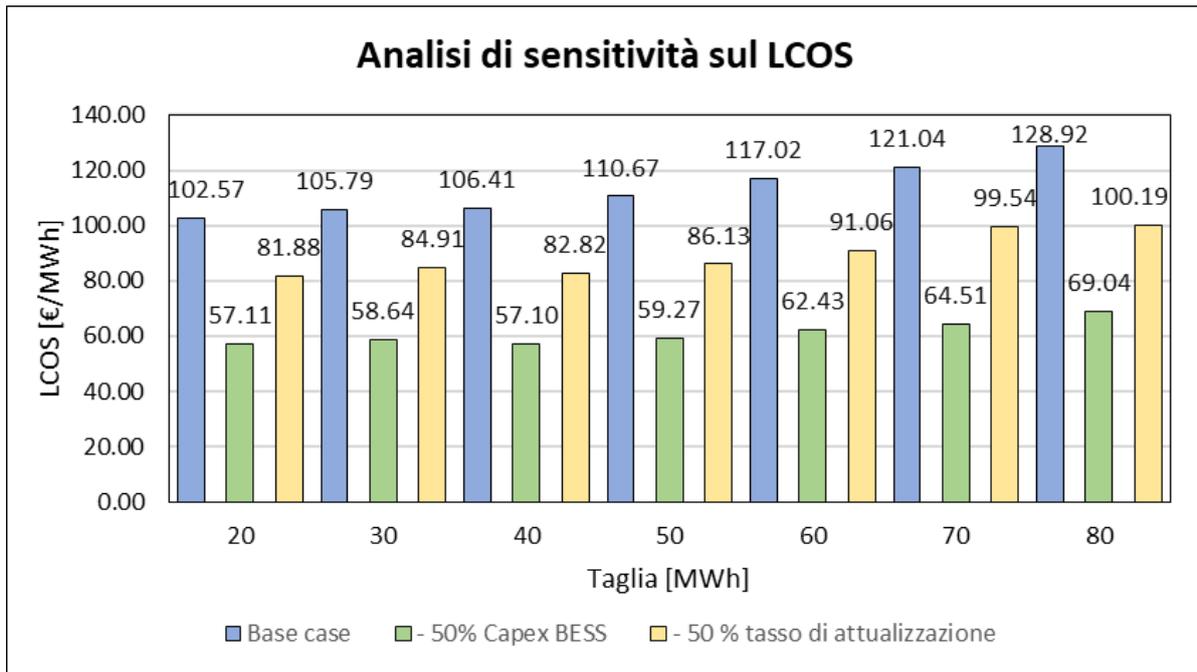


Figura 4.20 - Risultati analisi sul LCOS

I risultati ottenuti mostrano innanzitutto come l’impatto del CAPEX sia molto più elevato di quello del tasso di attualizzazione. Il risultato che però merita nota è quello relativo al confronto tra i valori di LCOS calcolati nel base-case e quelli ottenuti ipotizzando una diminuzione del costo pari al 50%. In particolare, si può notare come nel primo caso il valore di LCOS sia sempre crescente all’aumentare della taglia seppur l’aumento assuma due trend diversi per i primi tra valori analizzati e i successivi. Nel secondo caso invece si assiste ad una tendenza opposta, ovvero il minimo valore di LCOS è quello relativo alla taglia da 40 MWh dopo la quale si procede nuovamente ad un graduale aumento. La spiegazione di questo risultato è interpretabile a partire dagli output tecnici che restituisce il modello di simulazione. Infatti, il sistema da 40 MWh risulta essere la prima configurazione per la quale il modello prevede una sola azione di “refurbishment” durante la vita utile del sistema. Questo si traduce in un costo capitale necessario minore che, unito alla possibilità di movimentare più energia nell’accumulo rispetto alle taglie da 20 e 30 MWh, porta la BESS con taglia da 40 MWh ad essere quella più “economica” per quanto riguarda la valutazione dell’LCOS nello scenario analizzato.

Analizzando nel dettaglio solo queste tre taglie si può infine dimostrare quanto appena detto poiché, sia nel caso di variazione del tasso di attualizzazione sia nel caso del CAPEX, si nota come la taglia da 40 MWh sia competitiva con quella 30 MWh anche per variazioni contenute mentre il confronto con quella da 20 MWh diventa significativo per variazioni molto elevate degli indici, portando la taglia da 40 MWh ad essere più economica in termini di costo al MWh solo nel caso più ottimistico di una diminuzione del 50% del CAPEX del sistema BESS (figura 4.21).

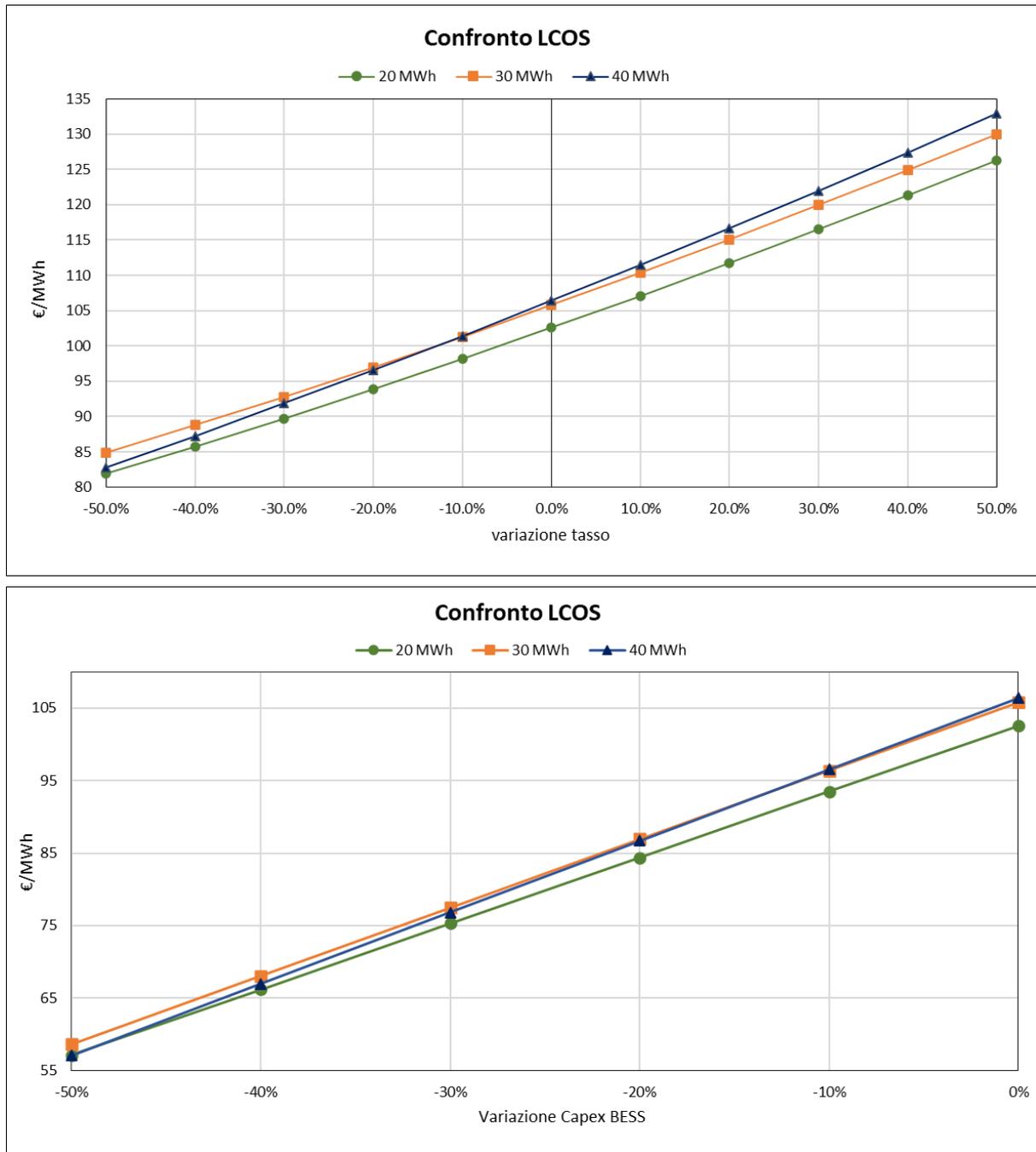


Figura 4.21 - Risultati LCOS per analisi di sensitività sulle taglie da 20, 30 e 40 MWh

Conclusioni

La motivazione dello studio effettuato è concorde alla transizione in atto dei sistemi energetici verso le fonti rinnovabili che consentano una generazione più sostenibile dell'energia elettrica. Secondo le proiezioni IRENA, infatti, sarà necessaria un'elettrificazione intensa degli usi finali e una copertura sempre maggiore da fonti rinnovabili, con la tecnologia fotovoltaica che vedrà dominare tutti gli scenari. Il panorama energetico italiano è oggi in continua evoluzione secondo le direttive del Green Deal Europeo che punta fortemente allo sviluppo di queste fonti e che, recentemente, in Italia ha portato all'inserimento di fondi di circa 1.1 mld di € nel PNRR per il sostegno allo sviluppo della tecnologia agrivoltaica.

La penetrazione massiccia di fonti rinnovabili porterà ad inevitabili conseguenze di instabilità senza adeguate misure, tra le quali investimenti nelle infrastrutture e, soprattutto, la diffusione di sistemi di accumulo per poter far fronte alla non programmabilità di queste fonti. I sistemi BESS offrono, per le loro caratteristiche, le migliori potenzialità questo punto di vista con le tecnologie basate sulle batterie agli Ioni di Litio che si stima domineranno questo mercato in costante in crescita. Infatti, le loro prestazioni in termini di efficienze, durata ed affidabilità le rendono molto più competitive, a livello utility-scale, rispetto a sistemi più tradizionali come le batterie al Piombo o quelle sodio-zolfo. In particolare, è stato visto come le proiezioni comporteranno uno sviluppo sempre più importante per la chimica Litio-ferro-fosfato (LFP) poiché caratterizzata da prestazioni superiori e da una stabilità termica maggiore che ben si sposa con la domanda di taglie sempre più elevate in queste applicazioni su grande scala. Oggi però uno dei limiti principali è rappresentato dal costo di queste tecnologie che le rende poco competitive sul mercato ma per il quale si prevedono riduzioni molto importanti dovute alla ricerca e allo sviluppo che procedono in modo molto spedito.

Tra le svariate potenziali applicazioni di questi sistemi è stata attenzionata quella relativa all'arbitraggio dell'energia nel mercato italiano. Il modello realizzato è servito da strumento utile per effettuare valutazioni tecno-economiche in quanto ha permesso di poter disporre di tutte le informazioni tecniche necessarie ad identificare il comportamento del sistema e, congiuntamente, di poter analizzare tutte le implicazioni economiche derivanti sia in termini di costi che, soprattutto, di ricavi derivanti dall'esercizio dello stesso. La valutazione dei costi non è solo legata alle spese derivanti dall'acquisto e dall'installazione dei sistemi ma anche dalla gestione e della manutenzione necessarie. A tal proposito è stato integrato un modello di degrado semi-empirico che ha permesso l'analisi dettagliata circa la stima del termine della vita utile del sistema di accumulo. Questo aspetto risulta importante poiché consente di avere delle stime dei costi da sostenere durante la vita utile del sistema. I risultati hanno infatti mostrato

importanti spunti in relazione alle taglie simulate in quanto solo per le due taglie più piccole, ovvero 20 e 30 MWh, fossero necessari 2 refurbishment, mentre per tutte le altre uno soltanto. Ciò interviene in aiuto nella pianificazione dei costi “straordinari” che dovranno essere previsti.

L’analisi della redditività economica, ipotizzando i due scenari presentati, ha evidenziato come non sia conveniente aggiungere un sistema di accumulo di qualunque taglia tra quelle analizzate poiché si assiste ad una diminuzione del valore dell’investimento garantito dall’alternativa di realizzare il solo impianto Agrivoltaico. Il motivo principale risiede nel fatto che i ricavi derivanti dall’arbitraggio non sono in grado di coprire l’aumento dei costi derivante dall’installazione del sistema. Infatti, si assiste ad una diminuzione lineare degli indicatori al crescere della taglia in entrambi gli scenari analizzati. Infatti, nel primo si passa da una diminuzione del 17.6% sino al 67% passando dalla taglia di 20 a quella di 80 MWh, mentre nel secondo si assiste rispettivamente ad una diminuzione dal 10.7% al 40.8%. Tuttavia, in seguito alle analisi di sensitività effettuate sono emersi alcuni importanti spunti da considerare. Infatti, pur non invertendo il trend di diminuzione lineare degli indici di redditività, è stato dimostrato come nei due scenari il costo sia il fattore più influente sulla penalizzazione dell’investimento derivante dal sistema di accumulo. Il secondo scenario, a tal proposito, è quello che mostra i miglioramenti più importanti. Infatti, nell’ipotesi di considerare il CAPEX della BESS diminuito del 50% si assiste ad una diminuzione dell’NPV che è sempre lineare ma che va dal 4% per la taglia da 20 MWh al 16.3 % per la taglia da 80 MWh. Inoltre, si nota come in entrambi gli scenari, pur non essendo economicamente vantaggiose nemmeno rispetto alle taglie più piccole, le taglie maggiori registrino gli aumenti più consistenti di NPV e IRR vista la possibilità di generare maggiori ricavi. La valutazione del Costo livellato dello storage (LCOS) ha però mostrato importanti spunti che rappresenteranno una chiave per eventuali analisi future. Infatti, nelle ipotesi assunte come input la valutazione del LCOS ha portato a valori che oscillano da circa 102 €/MWh a 129 €/MWh passando dalla taglia di 20 a quella di 80 MWh con un aumento lineare. In relazione a ciò è stata condotta un’analisi di sensitività per studiare l’effetto dei due parametri che influenzano maggiormente questo indice, il tasso di sconto e il CAPEX della BESS. I risultati hanno mostrato come quest’ultimo, se diminuito del 50%, permetta di trovare nella taglia da 40 MWh il valore minimo di questo indice invertendo quindi il trend di aumento lineare con l’aumento della taglia.

Pertanto, si può concludere come questo lavoro abbia permesso di evidenziare la non profittabilità derivante dall’installare un sistema BESS a supporto di un impianto Agrivoltaico con il fine di effettuare esclusivamente azioni di arbitraggio economico nel mercato. L’algoritmo realizzato, con tutte le ipotesi e assunzioni semplificative, permette di dimostrare come gli ingenti costi di queste tecnologie e i limitati ricavi derivanti dalla conduzione di una sola attività non giustificano assolutamente un investimento di questo tipo. Tuttavia, l’evoluzione del panorama energetico e dei mercati offrono spunti di sviluppo molto importanti.

Infatti, nel contesto italiano per quanto riguarda l'arbitraggio i sistemi di accumulo, in un mercato basato sul criterio di prezzo marginale che vedrà un ingresso costante di fonte rinnovabile, permetteranno sempre di più di far fronte alla cannibalizzazione dei ricavi derivante dall'attesa diminuzione di prezzo nelle ore in cui vi sarà sempre maggiore produzione dalla fonte dominante che sarà quella fotovoltaica.

Inoltre, occorrerà analizzare in maniera dettagliata il concetto di revenue stacking derivante dalla possibilità di un sistema BESS di poter offrire più servizi in contemporanea, come ad esempio l'arbitraggio e l'erogazione di servizi ancillari, come ad esempio la regolazione di frequenza. Ad oggi il mercato italiano non permette però l'ingresso al mercato dei servizi del dispacciamento di questi sistemi se non tramite progetti pilota di natura sperimentale, tramite i quali si sta via via cercando di riformarne l'assetto per consentire l'ingresso dei sistemi di accumulo elettrochimici. Pertanto, una loro progressiva integrazione è auspicabile e permetterà di poter condurre delle analisi derivanti dall'introduzione di nuove fonti di ricavo per il sistema con le modifiche necessarie al modello utilizzato.

Bibliografia

- [1] Meifen Wu, Ruyin Long, Hong Chen, Mengning Wang. «Does the climate change communication power behave consistently before and after the “dual carbon” target is put forward? Spatial-temporal differences based on Weibo.» *Journal of Cleaner Production*, 2023.
- [2] International Renewable Energy Agency. «World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway.» 2023.
- [3] International Energy Agency. «BP Statistical Review of World Energy.» 2022.
- [4] International Energy Agency. «World Energy Outlook 2022.» 2022.
- [5] International Energy Agency. «BP Energy Outlook 2023 edition.» 2023.
- [6] Timilsina, Govinda R. «Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation?» *Elsevier*, 2021.
- [7] International Renewable Energy Agency. «Renewable Power Generation Costs in 2021.» 2022.
- [8] EU, «https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en», (Accesso 29 Agosto 2023).
- [9] Camera dei Deputati, documentazione e ricerche. «Le fonti rinnovabili: risultati, obiettivi, incentivi e progetti di sviluppo nel PNRR.» 2021.
- [10] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e Tutela del Territorio, e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. «Piano nazionale integrato per l'energia e il clima.» 2019.
- [11] MASE, Dipartimento energia . «La situazione energetica nazionale nel 2022.».
- [12] GSE . «Il salore fotovoltaico in Italia: stato di sviluppo e trend del settore.» 2022.
- [13] IEA handbook. «Electricity market reform» 1999.
- [14] M. Badami, A. Portoraro «*La borsa elettrica.*», Dispense corso impiego industriale dell’energia, Politecnico di Torino a.a. 2021/2022.
- [15] European Commision «Assessing storage value in Electricity market » 2013.
- [16] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA. «L'accumulo di energia elettrica.» 2011.

- [17] Eklas Hossain, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Haque Sunny, Naeem Mohammad and Nafiu Nawar. «A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects.» *MDPI*, 2020.
- [18] Xing Luo , Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke. «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation.» *Elsevier*, 2015.
- [19] Mitul Ranjan Chakraborty, Subhojit Dawn , Pradip Kumar Saha, Jayanta Bhusan Basu, Taha Selim Ustun. «A Comparative Review on Energy Storage Systems and Their Application in Deregulated Systems.» *MDPI*, 2022.
- [20] Asian Development Bank. «Handbook on battery energy storage system.» 2018.
- [21] Jacob Mueller, Michael Ropp, Stan Atcitty. «Chapter 13: power conversion system.» Sandia National Laboratory, sd.
- [22] Zamboni, Walter. *Sistemi di accumulo elettrochimico - basic concepts*. s.d.
- [23] J. Mitali, S. Dhinakaran, A.A. Mohamad. «Energy storage systems: a review.» *Science Direct*, 2022.
- [24] Sandia National Laboratories, <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics>. «DOE global energy storage database.», (Accesso 18 settembre 2023).
- [25] Paolo Cicconi, Pradeep Kumar. «Design approaches for Li-ion battery packs: A review.» *Elsevier*, 2023.
- [26] Boucar Diouf, Ramchandra Pode. «Potential of lithium-ion batteries in renewable energy.» *Elsevier*, 2015.
- [27] Yongtao Liu, Chuanpan Liu, Yongjie Liu, Feiran Sun, Jie Qiao, Ting Xu. «Review on degradation mechanism and health state estimation methods of lithium-ion batteries.» *Science Direct*, 2023.
- [28] Daiwon Choi, Nimat Shamim, Alasdair Crawford, Qian Huang, Charlie K. Vartanian, Vilayanur V. Viswanathan, Matthew D. Paiss, Md Jan E. Alam, David M. Reed, Vince L. Sprenkle. «Li-ion battery technology for grid application.» *Elsevier*, 2021.
- [29] Alberto Grimaldi, Francesco Demetrio Minuto, Alessandro Perol, Silvia Casagrande, Andrea Lanzini. «Ageing and energy performance analysis of a utility-scale lithium-ion battery for power grid applications through a data-driven empirical modelling approach.» *Elsevier*, 2023.

- [30] Eklas Hossain, Darren Murtaugh, Jaisen Mody, Hossain Mansur Resalat Faruque. «A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers & Potential Solutions, Business Strategies, and Policies.» s.d.
- [31] Bolun Xu, Alexandre Oudalov, Andreas Ulbig, Andreas Ulbig . «Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment.» *IEEE*, 2016.
- [32] Valentin Silvera Diaz, Daniel Augusto Cantane, André Quites Ordovás Santos, Oswaldo Hideo Ando Junior. «Comparative Analysis of Degradation Assessment of Battery Energy Storage Systems in PV Smoothing Application.» *MDPI*, 2021.
- [33] International Renewable Energy Agency. «Electricity storage and renewables : costs and markets to 2030.» 2017.
- [34] Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar. «Assessment of energy storage technologies: A review.» *Elsevier*, 2020.
- [35] A.B. Gallo, J.R. Simões-Moreira, H.K.M. Costa, M.M. Santos, E.Moutinho dos Santos. «Energy storage in the energy transition context: A technology review.» *Elsevier*, 2016.
- [36] Vilayanur Viswanathan, Kendall Mongird, Ryan Franks, Xiaolin Li, Vincent Sprengle. «Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.» Pacific Northwest National *Laboratory*, 2022.
- [37] Yu Hu, Miguel Armada, María Jesús Sanchez. «Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets.» *Elsevier*, 2022.
- [38] Jim Eyer, Garth Corey. «Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide.» *Sandia National Laboratories*, 2010.
- [39] Chunyang Zhao, Peter Bach Andersen, chresten Traeholt, Seyedmostafa Hashemi. «Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration» *Elsevier*, 2021.
- [40] Zeenat Hameed , Seyedmostafa Hashemi, Hans Henrik Ipsen , Chresten Træholt. «A business-oriented approach for battery energy storage placement in power systems.» *Elsevier*, 2021.
- [41] Reinhard Haas, Neven Duic, Hans Auer, Amela Ajanovic, Jasmine Ramsebner, Jaroslav Knappek, Sebastian Zwickl-Bernhard. «The photovoltaic revolution is on: How it will change the electricity system in a lasting way.» *Elsevier*, 2022.
- [42] Ministero della Transizione Ecologica. *Tutte le riforme e gli investimenti del MiTE*. s.d.
- [43] MASE. *Linee Guida in materia di Impianti Agrovoltaiici*. 2023.

- [44] Chun Sing Laia, Giorgio Locatelli, Andrew Pimm, Yingshan Tao, Xuecong Li, Loi Lei Lai. «A financial model for lithium-ion storage in a photovoltaic and biogas energy system.» *Elsevier*, 2019.
- [45] M.A. Hannan, S.B. Wali, P.J. Ker, M.S. Abd Rahma, M. Mansor, V. K. Ramachandaramurthy, K.M. Muttaqi, T.M.I. Mahlia, Z.Y. Dong. «Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues.» *Elsevier*, 2021.
- [46] M. Thirunavukkarasu, Yashwant Sawle, Himadri Lala. «A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques.» *Elsevier*, 2023.
- [47] Yuqing Yanga, Stephen Bremner, Chris Menictas, Merlinde Kay. «Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review.» *Elsevier*, 2018.
- [48] Nicholas DiOrio, Paul Denholma, William B. Hobbs. «A model for evaluating the configuration and dispatch of PV plus battery power plants.» *Elsevier*, 2020.
- [49] Mario Richter. «Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy.» *Elsevier*, 2013.
- [50] GME, <https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx> «Dati storici merca giorno prima.», (Accesso 7 settembre 2023).
- [51] Dariusz Borkowski, Piotr Oramus, Michał Brzezinka. «Battery energy storage system for grid-connected photovoltaic farm – Energy management strategy and sizing optimization algorithm.» *Elsevier*, 2023.
- [52] Fabrizio Maldonado Salvatori. *Techno-Economic Assessment of Lithium Ion Batteries for Utility Scale Purpose in The Italian Market*. 2022.
- [53] Meiqi Yao, Xu Cai. «Energy Storage Sizing Optimization for large- scale PV power plant.» *IEEE*, 2017.
- [54] Viktor Rudolf, Konstantinos D. Papastergiou. «Financial analysis of utility scale photovoltaic plants with battery energy storage.» *Elsevier*, 2013.
- [55] Lukas Mauler, Fabian Duffner, Jens Leker. «Battery cost forecasting: A review of methods and results with an outlook to 2050.» *Energy & Environmental Science*, 2021.
- [56] Chun Sing Lai, Youwei Jia, Zhao Xu, Loi Lei Lai, Xuecong Li, Jun Cao, Malcolm D. McCulloch «Levelized cost of electricity for photovoltaic/biogas power plant hybrid system with electrical energy storage degradation costs.» *Elsevier*, 2017.

