

POLITECNICO DI TORINO



Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

Analisi di mercato dei sistemi di accumulo elettrochimico e integrazione nella rete di trasmissione nazionale italiana

Relatori

Prof. Andrea MAZZA

Candidata

Mariachiara MARLETTA

Novembre 2024

Sommario

La penetrazione delle fonti rinnovabili quali strumento essenziale per ridurre le emissioni climalteranti costituisce una sfida tecnica e di governance. La normativa europea e nazionale si propone di facilitare la gestione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e non programmabili, favorendo il passaggio dalla produzione centralizzata tradizionale ad un modello di generazione distribuito. Il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) in Italia e le Electricity Balancing Guideline (EB GL) in Europa, mirano a razionalizzare le procedure di dispacciamento per la gestione dei flussi variabili provenienti dalla generazione rinnovabile. In questo contesto in rapida e continua evoluzione i sistemi di accumulo di energia possono fornire un contributo di rilievo al sistema in termini di: time shifting, servizi ancillari, regolazione di tensione e frequenza e come contributo alla stabilità del sistema elettrico. In particolare questo studio esplora il ruolo dei sistemi di accumulo energetico a batteria sotto due punti di vista;

- **tecnico:** attraverso simulazioni dinamiche è stato valutato l'impatto di diverse strategie di bilanciamento della rete elettrica italiana-tra cui l'utilizzo i centrali idroelettriche, la riduzione della generazione eolica e l'impiego di sistemi di accumulo a batteria- in diverse situazioni di esercizio. I risultati dimostrano che un BESS da 375 MVA può migliorare la stabilità di tensione e frequenza della rete valutata attraverso l'analisi multi-obiettivo del fronte di Pareto e l'analisi multi-criterio Topsis;
- **dinamiche di mercato:** lo studio analizza le dinamiche di mercato dei principali produttori di batterie, evidenziando una leadership globale della Cina, supportata da economie di scala e incentivi governativi. L'analisi condotta suggerisce una struttura oligopolistica del settore batterie che impone approfondimenti sulla catena di approvvigionamento e manutenzione delle stesse.

A mamma e papà.

Ringraziamenti

Ringrazio sentitamente il professore Andrea Mazza per la guida e la dedizione ricevuta nella redazione dell'elaborato.

Questa tesi è stata prodotta in collaborazione con Terna Rete Italia, con il supporto dell'ing. Benedetto Aluisio, dell'ing. Chiara Vergine, e dell'ing. Daniele Palazzotto, che ringrazio vivamente per la disponibilità e per aver condiviso con me la propria esperienza e conoscenza.

Indice

Elenco delle tabelle	VIII
Elenco delle figure	IX
Acronimi	XI
1 IMPATTO DELLE FONTI RINNOVABILI SUL SISTEMA ELETTRICO	1
1.1 Obiettivi di de-carbonizzazione ed impatti sulla gestione del sistema elettrico	1
1.2 Le sfide di un sistema de-carbonizzato	7
1.3 Il ruolo dell'accumulo	11
1.3.1 Classificazione dei sistemi di accumulo	11
1.3.2 I sistemi di accumulo elettrochimico	15
2 IL MERCATO ELETTRICO EUROPEO E ITALIANO	20
2.1 Il mercato elettrico in Europa	20
2.1.1 SDAC	21
2.1.2 SIDC	22
2.1.3 TERRE	24
2.1.4 PICASSO	25
2.1.5 MARI	26
2.2 Il mercato elettrico in Italia	28
2.2.1 Mercato del giorno prima	29
2.2.2 Mercato Infragiornaliero	30

2.2.3	Mercato dei prodotti giornalieri	31
2.2.4	Mercato dei servizi di dispacciamento	31
2.2.5	Mercato a termine	32
2.2.6	Mercato della capacità	32
2.2.7	Mercato di Approvvigionamento della Capacità di Stoc- caggio Elettrico	33
2.2.8	Bacheca dei Contratti di Compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine	34
2.3	Il nuovo TIDE	34
2.3.1	Introduzione e concetti generali	34
2.3.2	Definizioni generali	35
2.3.3	Servizi ancillari nazionali globali	36
2.3.4	Aggiornamento servizi di mercato	38
2.3.5	Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali e approvvigionamento	39
3	Caso di studio	41
4	IL MERCATO DELLE BATTERIE AGLI IONI DI LITIO	60
4.1	Applicazioni in mobilità	62
4.2	Catena di produzione	65
4.2.1	Approvvigionamento e raffinazione materie prime	65
4.3	Mercato delle batterie	69
4.3.1	Assunzioni di base dello studio	69
4.3.2	Studio degli indici	69
4.3.3	Analisi di sensibilità del prezzo	75
4.3.4	Interpretazione dei valori di elasticità	76
5	Conclusioni	78
	Bibliografia	79

Elenco delle tabelle

3.1	Tabella descrittiva dei punti appartenenti al Fronte di Pareto .	58
4.1	Quote capacitive	70
4.2	Indici di mercato	70
4.3	Quote capacitive (Cina aggregata)	73
4.4	Indici di mercato (Cina aggregata)	73
4.5	Evoluzione di Prezzo, Domanda e Offerta (kWh) dal 2022 al 2030	75
4.6	Elasticità della Domanda e dell'Offerta al Prezzo dal 2022 al 2030	76

Elenco delle figure

1.1	Emissioni annuali da combustibili fossili [2].	2
1.2	Prezzi dell'energia UE [2].	4
1.3	Confronto installazione FER 2019-2030 [10]	5
1.4	Confronto installazione Accumuli 2019-2030 [11]	6
1.5	Tipologia di batterie per l'accumulo stazionario in gigawatt-hours [21].	13
2.1	Funzionamento SIDC.	23
2.2	PICASSO members	26
2.3	MARI members	27
2.4	Mercato zonale	28
2.5	Grafico domanda-offerta per una zona di mercato, per un'ora.	30
3.1	Visualizzazione su CRESO di una batteria da 25 MVA.	42
3.2	Modello PELT visualizzazione in SICRE.	43
3.3	Blocco AURET in SICRE [40].	44
3.4	Schematizzazione batteria [40].	45
3.5	Modello BESS in SICRE.	47
3.6	Visualizzazione batterie in SICRE.	47
3.7	Zone della rete di trasmissione.	48
3.8	Nodi di posizionamento degli impianti.	49
3.9	Tensione ai nodi con guasto.	50
3.10	Tensione ai nodi, guasto e intervento idroelettrico.	50

3.11	Tensione ai nodi, guasto, intervento idroelettrico e riduzione eolico.	51
3.12	Frequenza ai nodi, guasto, intervento idroelettrico e riduzione eolico.	51
3.13	Tensione ai nodi, guasto, intervento accumulo e riduzione eolico.	52
3.14	Frequenza ai nodi, guasto, intervento accumulo, e riduzione eolico.	54
3.15	Risultati delle simulazioni.	55
3.16	Punti non dominati evidenziati.	56
3.17	Fronte di Pareto evidenziato.	57
3.18	Soluzione Topsis evidenziata.	59
4.1	Aumento della capacità di stoccaggio installata effettiva e prevista.	64
4.2	Distribuzione delle riserve di litio.	66
4.3	Previsioni circa la capacità di produzione delle batterie al litio.	74

Acronimi

TSO

Transmission System Operator

ARERA

Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

GME

Gestore dei Mercati Energetici

SDAC

Single Day-Ahead Coupling

SIDC

Single Intraday Coupling

mFRR

Manual Frequency Restoration Reserve

aFRR

Automatic Frequency Restoration Reserve

RR

Replacement Reserve

FCR

Frequency Containment Reserve

FRR

Frequency Restoration Reserve

UAS

Unità Abilitata al Servizio

UVAN

Unità Virtuale Abilitata di Nodo

UVAZ

Unità Virtuale Abilitata Zonale

BRP

Balance Responsible Party

BSP

Balancing Service Provider

MACSE

Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

CACM

Capacity Allocation and Congestion Management

MGP

Mercato del Giorno Prima

MI

Mercato Infragiornaliero

MTE

Mercato a Termine

MSD

Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Capitolo 1

IMPATTO DELLE FONTI RINNOVABILI SUL SISTEMA ELETTRICO

1.1 Obiettivi di de-carbonizzazione ed impatti sulla gestione del sistema elettrico

I cambiamenti climatici stanno esercitando un impatto profondo a livello globale, con conseguenze sempre più evidenti, tra cui l'aumento in frequenza e intensità degli eventi meteorologici estremi e il peggioramento delle condizioni di salute dell'ambiente e degli esseri viventi. Le attività umane, come l'uso di combustibili fossili, l'allevamento intensivo e il disboscamento, amplificano in modo significativo questi fenomeni. La causa principale di tali cambiamenti climatici è l'effetto serra: i gas presenti nell'atmosfera intrappolano il calore solare, generando un riscaldamento globale che, sebbene naturale, è stato notevolmente accentuato dalle attività umane. Si stima, infatti, che l'aumento della temperatura dovuto esclusivamente a cause naturali sia di circa $0,1^{\circ}\text{C}$ dall'epoca preindustriale ad oggi, mentre il riscaldamento complessivo ha raggiunto circa $1,1^{\circ}\text{C}$ [1]. Questo innalzamento deve essere contenuto entro la soglia critica di $1,5^{\circ}\text{C}$ per evitare danni irreversibili; con l'obiettivo di raggiungere zero emissioni nette entro la metà del XXI secolo. Gli ultimi anni sono stati i più caldi mai registrati e caratterizzati da eventi meteorologici di portata drammatica, come ondate di calore estreme, siccità e inondazioni che

hanno causato numerose vittime e gravi perdite economiche.

Le emissioni globali di CO₂ legate all'energia hanno raggiunto un livello record nel 2023, totalizzando 37,4 miliardi di tonnellate con un aumento dell'1,1% rispetto all'anno precedente [2]. Economie emergenti come la Cina e l'India hanno visto crescere le emissioni a seguito di un aumento della domanda energetica nonostante il parallelo sviluppo di tecnologie di produzione rinnovabile.

Tuttavia, le economie avanzate hanno registrato una riduzione nelle loro emissioni di CO₂ grazie alla crescita delle energie rinnovabili e all'efficienza energetica. In Europa, le emissioni sono diminuite di circa l'8% nel 2023, mentre negli Stati Uniti la riduzione è stata di circa il 4% rispetto all'anno precedente. In assenza di tecnologie pulite l'incremento delle emissioni sarebbe stato circa tre volte superiore negli ultimi cinque anni, dimostrando l'importanza di investimenti continui in energia sostenibile [3].

La concentrazione di gas serra in atmosfera ha raggiunto livelli record nel 2023, e non mostra segni di rallentamento, ha raggiunto 37,15 miliardi di tonnellate nel 2022 [2].

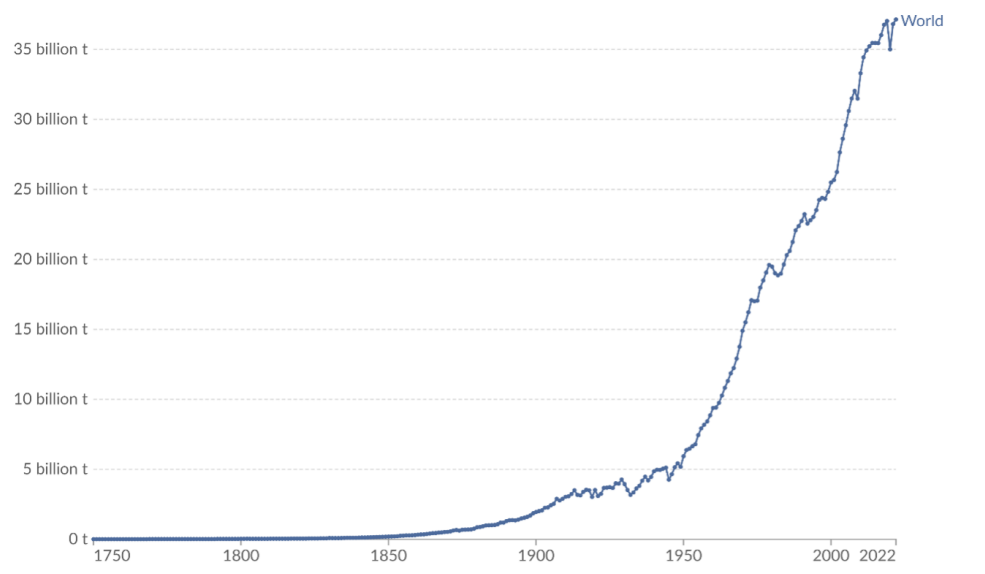


Figura 1.1: Emissioni annuali da combustibili fossili [2].

Il Green Deal Europeo, introdotto dalla Commissione Europea a dicembre 2019, stabilisce l'obiettivo di rendere l'Europa climaticamente neutra entro

il 2050, inserendo una legge vincolante che impegna gli Stati membri a raggiungere la neutralità climatica. Questa neutralità implica l'assorbimento delle stesse quantità di CO₂ emesse. A supporto della transizione verso un'Europa a impatto climatico zero, sono state delineate cinque dimensioni interconnesse dell'Unione Energetica [4]: sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, efficienza energetica, decarbonizzazione, ricerca e innovazione. La Commissione Europea specifica che gli Stati membri devono sviluppare strategie nazionali a lungo termine e riferire ogni due anni sui progressi, con il primo report avvenuto nel marzo 2023. Un obiettivo intermedio prevede una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e un ulteriore traguardo stabilito nel 2040 mira a una riduzione del 90% entro il 2040 [5]. Il sistema di scambio di quote di emissione (ETS) è stato implementato per facilitare questa riduzione, penalizzando le aziende che emettono più CO₂, incentivando al contempo quelle che riducono le emissioni. In questo sistema, il costo delle emissioni dipende direttamente dalle quantità emesse, allineando gli incentivi economici con gli obiettivi ambientali. La produzione energetica rappresenta il 75% delle emissioni di gas serra dell'UE, per questo motivo la decarbonizzazione del settore energetico è uno degli obiettivi principali del Green Deal. Questa politica è essenziale per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e favorire una transizione verso fonti rinnovabili, abbattendo al contempo i costi energetici e riducendo la necessità di importazioni. L'invasione russa dell'Ucraina nel 2022 ha sottolineato ulteriormente l'importanza dell'indipendenza energetica europea. I prezzi dell'energia, fortemente influenzati dal costo dei combustibili fossili, hanno raggiunto livelli record, spingendo l'UE a lanciare il piano REPowerEU nel maggio 2022 [6]. Finanziato principalmente attraverso il dispositivo per la ripresa e la resilienza, questo piano ha come obiettivo ridurre drasticamente la dipendenza dai combustibili fossili russi e accelerare la transizione verso fonti di energia rinnovabili. Grazie a misure come la diversificazione delle fonti energetiche, l'UE ha ridotto la dipendenza dal gas russo al 18% nel 2024, rispetto al 45% del 2022, promuovendo contemporaneamente un aumento del 60% delle installazioni fotovoltaiche nel 2023 rispetto al 2021 [4].

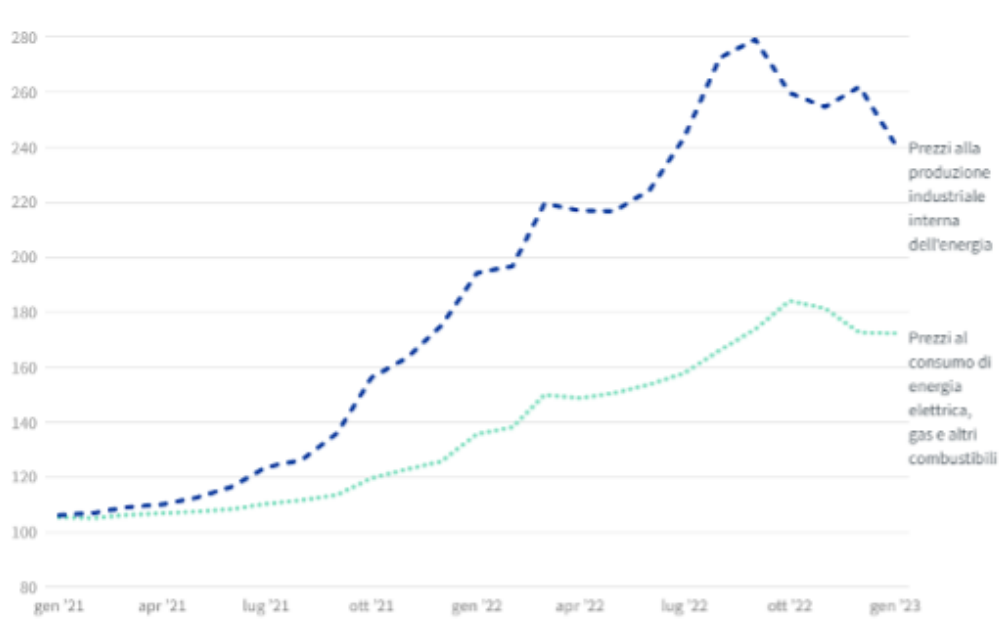


Figura 1.2: Prezzi dell'energia UE [2].

I Paesi membri dell'Unione Europea, per accelerare l'indipendenza energetica e favorire la transizione ecologica, hanno implementato il piano REPowerEU, che richiede l'integrazione di capitoli specifici nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) [6]. Questi capitoli delineano riforme strutturali orientate all'aggiornamento delle infrastrutture energetiche, all'aumento dell'efficienza energetica negli edifici, e all'introduzione di incentivi mirati a ridurre la domanda energetica e ampliare l'uso di fonti rinnovabili. L'implementazione di REPowerEU è fondamentale per raggiungere gli obiettivi del Green Deal Europeo, che punta a ridurre le emissioni nette dell'Unione del 55% entro il 2030 e raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 [7]. Tale obiettivo ambizioso implica un'integrazione avanzata delle energie rinnovabili e la costruzione di un sistema energetico competitivo e sicuro. Un sistema simile richiede non solo investimenti ingenti in nuove infrastrutture fisiche, ma anche una revisione del quadro normativo che regola il mercato interno dell'energia. La piattaforma UE per l'energia svolge un ruolo cruciale in questo contesto, facilitando la cooperazione tra i Paesi membri e garantendo un mercato integrato ed efficiente, fondamentale per mantenere la stabilità e l'accessibilità dei prezzi dell'energia.

L'Italia, in linea con i principi del Green Deal, ha ribadito il suo impegno con la pubblicazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) nel luglio 2023 [8]. Questo documento strategico stabilisce le priorità e le azioni per le politiche energetiche e climatiche nazionali per il decennio

2021-2030, integrandosi con gli obiettivi dell’Unione. Tra i principali traguardi del PNIEC vi sono la decarbonizzazione, l’aumento dell’efficienza energetica, la sicurezza dell’approvvigionamento, l’integrazione di un mercato energetico interno competitivo e la promozione di innovazione e ricerca. In particolare, il piano stabilisce che entro il 2030 l’Italia dovrà raggiungere una quota del 65% di energia da fonti rinnovabili nei consumi elettrici totali, con un incremento significativo della produzione fotovoltaica e il raddoppiamento della capacità produttiva nazionale. La localizzazione degli impianti di energia rinnovabile sarà prevalentemente concentrata nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre i centri di consumo sono situati principalmente al Nord, data l’elevata concentrazione industriale [9].

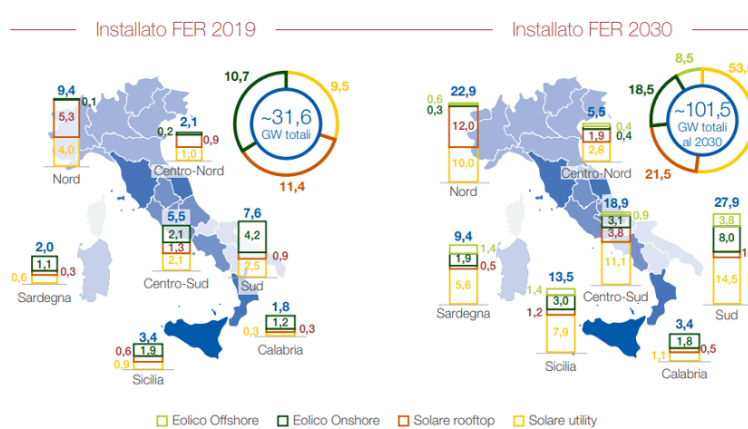


Figura 1.3: Confronto installazione FER 2019-2030 [10]

In tal senso l’Italia con il Piano di Sviluppo 2023 di Terna, Transmission System Operator (TSO) italiano, potenzia il proprio sistema elettrico con il Tyrrhenian link che prevede l’installazione di due impianti HVDC che colleghino la Sicilia con la Sardegna e la Sicilia con la Campania. Sempre nel piano di sviluppo 2023 sono previste le necessarie interconnessioni tra l’Italia e i Paesi limitrofi per favorire lo scambio di elettricità e garantire un approvvigionamento energetico sicuro per il bilanciamento della produzione variabile proveniente dalle rinnovabili con altre fonti da paesi confinanti, in modo da rendere il sistema elettrico adeguato. La capacità di interconnessione interessata riguarda diverse aree di confine. Tra queste l’area nord a confine con Francia, Svizzera, Austria e con la Slovenia con un aumento di 250 MW di capacità tra l’Italia e la Slovenia. Il sud est Europa, con la Grecia, e l’interconnessione con l’Africa del nord [11]. L’integrazione sempre maggiore delle rinnovabili sarà possibile sia grazie ad una rete meno congestionabile, ma anche grazie all’installazione di circa 94 GWh di nuovi accumuli, principalmente nel sud Italia e nelle isole

dove si prevede un maggior rischio di sovragerazione [11].

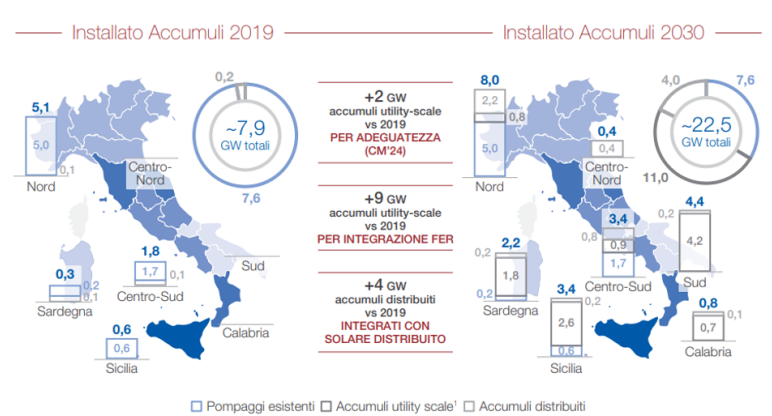


Figura 1.4: Confronto installazione Accumuli 2019-2030 [11]

1.2 Le sfide di un sistema de-carbonizzato

Il sistema elettrico tradizionale è basato sulla produzione di energia elettrica, da centrali termiche o idroelettriche, totalmente dispacciabili, in cui si può controllare e variare la produzione. In passato, le reti erano un sistema praticamente passivo in cui l'elettricità partiva dalle centrali elettriche lontane dai centri di consumo e veniva trasportata in alta tensione fino alle cabine primarie dove veniva abbassata la tensione. Oggi invece la generazione è distribuita e comporta problemi di sicurezza nella stabilità della frequenza e problemi di regolazione e bilanciamento nelle ore di massimo e minimo carico [12]. I generatori sincroni rotanti di tali macchine elettriche immagazzinano energia cinetica e possiedono un'intrinseca inerzia rotazionale dovuta alla massa del rotore che resiste alle variazioni di velocità di rotazione. Vi è una stretta relazione tra la parte meccanica e quella elettrica del generatore, l'accoppiamento elettromeccanico, in quanto il rotore è avvolto da una bobina che genera un campo magnetico che ruotando induce corrente alternata nello statore, la cui frequenza dipende dalla velocità di rotazione del rotore. Quindi i generatori sincroni devono ruotare ad una velocità specifica che mantenga la frequenza di rete al valore di riferimento, 50 Hz in Italia. Se la potenza richiesta dal sistema cambia repentinamente, il cambiamento di velocità del generatore non è repentino, grazie alla sua inerzia, e ciò rallenta di conseguenza la variazione di frequenza, dando così la possibilità di rispondere a tali variazioni in tempi più lunghi (es. attivazione o disattivazione di generatori o riserve) ripristinando l'equilibrio della rete. Il generatore, quindi, rilascia parte dell'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti a seguito di una deviazione della frequenza [13].

La diffusione su larga scala di produzione da fonti rinnovabili, collegate ad inverter che non possiede parti rotanti, comporta una diminuzione generale dell'inerzia rotazionale. Nei sistemi a bassa inerzia la riduzione della frequenza è molto più veloce rispetto ai sistemi ad inerzia maggiore. Il parametro *RoCoF*, Rate of Change of Frequency, in Hz/s, che dà un'indicazione circa la variazione della frequenza negli istanti immediatamente successivi ad un evento perturbativo è fortemente impattato dalla diminuzione di inerzia della rete [14].

$$RoCoF = \frac{df(t)}{dt} \quad (1.1)$$

Sistemi ad alta inerzia presentano un basso *RoCoF* e viceversa quelli a bassa inerzia presentano un alto *RoCoF*. Nei sistemi a bassa inerzia lo scostamento massimo di frequenza è maggiore rispetto a quanto non accada nei sistemi

ad alta inerzia con conseguenti rischi di gestione del sistema. Sistemi ad alto valore di $RoCoF$ richiedono l'adozione di sistemi di regolazione di frequenza molto più rapidi rispetto a quanto necessario per i generatori tradizionali.

La distribuzione geografica degli impianti di energia rinnovabile, spesso disallineata rispetto ai principali centri di consumo energetico costituisce una criticità per la stabilità e l'affidabilità della rete elettrica. La concentrazione di generazione da fonti di energia rinnovabile (FER) in specifiche aree con un'infrastruttura di trasmissione limitata induce un aumento generale dei costi di trasmissione. Le limitazioni strutturali della rete di trasmissione sono di particolare rilevanza nei casi in cui la penetrazione delle rinnovabili in un'area superi la capacità nominale delle linee di trasporto disponibili. Ciò si verifica frequentemente nelle aree del Sud Italia, dove le risorse eoliche e fotovoltaiche sono abbondanti, ma la rete è scarsamente interconnessa e con una magliatura ridotta e impone al gestore del sistema di trasmissione (TSO) il ricorso a misure di contenimento della produzione FER. Questa situazione richiede la limitazione della produzione rinnovabile per evitare il sovraccarico della rete e mantenere un equilibrio con una quota minima di generazione tradizionale, essenziale per garantire stabilità e affidabilità del sistema.

L'adozione di queste misure comporta non solo una perdita energetica in termini di produzione potenziale, ma anche un costo dovuto alla mancata utilizzazione delle risorse rinnovabili già disponibili. Nelle regioni centro-meridionali italiane, la limitata capacità di trasporto e la configurazione della rete costituiscono un vincolo sostanziale all'integrazione delle rinnovabili, richiedendo interventi infrastrutturali e normative adeguate per mitigare le congestioni.

Con l'aumento dell'integrazione di fonti rinnovabili non programmabili, come il fotovoltaico e l'eolico, emergono problematiche significative nella gestione delle sovratensioni, particolarmente critiche durante le ore di basso carico. Le sovratensioni si manifestano quando la tensione della rete supera i livelli operativi di sicurezza, comportando potenziali rischi di danni per apparecchiature elettriche e componenti della rete stessa, come trasformatori e sistemi di distribuzione [3]. Nelle situazioni di disallineamento tra produzione e consumo, caratterizzate da bassa domanda ma da elevata produzione rinnovabile, l'eccesso di potenza immessa in rete può accentuare il rischio di sovratensioni, che si manifesta con maggiore intensità nelle reti di media e bassa tensione. Queste reti, infatti, spesso dispongono di sistemi di regolazione meno avanzati rispetto a quelli presenti nelle reti di alta tensione, incrementando così la vulnerabilità a fenomeni di sovraccarico e instabilità. Per mitigare tali rischi, vengono implementati dispositivi come regolatori di tensione e compensatori

statici di reattanza (SVC, Static Var Compensators), che modulano la potenza reattiva per adattarsi alle esigenze dinamiche della rete, assorbendo o erogando potenza reattiva a seconda delle condizioni operative [15]. Un altro fenomeno che si manifesta nelle reti con alta penetrazione di FER è l'aumento della rampa serale del carico residuo, una situazione critica che descrive l'andamento di crescita repentina della domanda di energia nelle ore serali. Questa rampa è aggravata dal calo simultaneo della produzione solare al tramonto, momento in cui la rete deve rapidamente compensare l'energia mancante per soddisfare la domanda. Il carico residuo rappresenta quindi la differenza tra il consumo totale di energia e la produzione da fonti rinnovabili in un dato istante, un parametro la cui gestione è complessa nelle reti ad alta penetrazione di FER, poiché richiede risorse di bilanciamento immediato e affidabile. Vengono utilizzate tecnologie avanzate come sistemi di accumulo di energia e batterie di compensazione, in combinazione con soluzioni di gestione della domanda [3]. Questi strumenti permettono di assorbire l'eccesso di produzione nelle ore di basso carico e di ridistribuirlo durante i picchi di domanda, contribuendo così a una gestione più efficace della rampa serale e alla stabilizzazione del carico residuo.

$$C_r(t) = D(t) - P_{FRNP}(t) \quad (1.2)$$

- $C_r(t)$, è il carico residuo al tempo t ;
- $D(t)$, è la domanda totale di energia al tempo t ;
- $P_{FRNP}(t)$, è la produzione di energia delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili al tempo t ;

Il carico residuo aumenta nelle ore serali creando un fabbisogno energetico che deve essere soddisfatto con altre fonti di generazione. La crescente ripidità della rampa serale di carico rappresenta una sfida per il sistema elettrico, in quanto può generare sovraccarichi, fluttuazioni in frequenza e blackout, e richiede la presenza di generatori programmabili in grado di rispondere prontamente per compensare il carico residuo immettendo potenza in rete. A causa della non programmabilità delle FER si ha una riduzione del margine di adeguatezza, che rappresenta la differenza tra la capacità totale di generazione disponibile e il picco di domanda previsto D_{max} .

$$M = C - D_{max} \quad (1.3)$$

La riduzione di tale margine evidenzia la possibilità concreta che possano susseguirsi instabilità di rete, e blackout. La dismissione progressiva degli impianti di produzione convenzionali nella rete elettrica, ha un impatto significativo

sulla qualità della fornitura di elettricità in particolare riduce la potenza di cortocircuito, ovvero la capacità della rete di gestire sovraccarichi di corrente e ripristinare le condizioni di operatività successivamente ad un guasto. Con la diminuzione della potenza di cortocircuito, si ha l'ampliamento dell'area geografica che risente dei buchi di tensione in caso di cortocircuito. La riduzione della potenza di cortocircuito comporta una minore selettività dei sistemi di protezione, che presentano delle difficoltà nell'identificare e circoscrivere la parte interessata dal guasto, lasciando il resto della rete attivo. Per tale motivo un guasto di modeste dimensioni può causare interruzioni di fornitura in aree vaste, con conseguenti disagi all'utenza. Inoltre, la diminuzione della potenza di cortocircuito riduce la capacità della rete di attenuare la distorsione armonica e cioè la presenza di frequenze multiple di tensione fondamentale nella rete che possono compromettere il funzionamento delle apparecchiature. In ultima istanza la dismissione di una moltitudine di impianti tradizionali ha comportato e comporterà la riduzione sempre maggiore di risorse disponibili per la regolazione.

1.3 Il ruolo dell'accumulo

Le energie rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico che sembrano essere quelle la cui penetrazione sarà maggiore, non sono programmabili e sono fortemente influenzate dalle condizioni meteorologiche. Hanno quindi un profilo di produzione caratterizzato da cambiamenti repentini, i quali influiscono, oltre che sulla gestione del bilancio della rete, anche sulla regolazione della frequenza e della tensione, e più in generale sulla stabilità di rete. Per questo motivo negli ultimi anni, a livello mondiale, la rete elettrica ha sperimentato diverse contingenze dimostranti la necessità di flessibilità del sistema energetico. L'accumulo a batteria può migliorare la flessibilità del sistema energetico e consentire quindi alti livelli di integrazione delle rinnovabili.

1.3.1 Classificazione dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo sono classificati in base alla modalità di conversione dell'energia, e sono di tipo meccanico, termico, elettrochimico, chimico ed elettrico [16]. Nel futuro si prevede che tra questi l'elettrochimico sarà la tipologia di accumulo con il maggiore aumento di impianti nel mondo [17]. L'accumulo a batteria su scala di rete consente agli operatori di immagazzinare energia da utilizzare in un momento successivo. L'accumulo elettrochimico avviene sotto diverse tecnologie, in particolare le più utilizzate per lo stoccaggio di energia a livello di rete sono quelle a ioni di litio, le batterie a piombo acido, le batterie a sali fusi e le batterie a flusso. La tipologia di accumulo elettrochimico scelto dipende dall'applicazione che lo stesso deve avere, e da diversi parametri quali [18]:

- **Capacità della batteria**

Ah di carica estratta dalla batteria durante la scarica, ovvero ad esempio, una batteria di capacità di 10 Ah è in grado di fornire in maniera continua una corrente di 10 A per 1 ora, oppure 5 per 2 ore, ecc [19].

- **Potenza nominale (kW)**

È la potenza massima erogabile da un sistema di accumulo in condizioni normali per un determinato regime di funzionamento.

- **Energia nominale (kWh)**

Rappresenta la quantità di energia che il sistema è in grado di fornire durante la scarica in Wh.

– **Densità di energia** (Wh \ kg)

Tra i parametri più importanti per l'accumulo di energia, la densità di energia rappresenta il rapporto tra l'energia fornita dal sistema durante la scarica e il peso/volume dell'accumulatore. Ad esempio, una batteria agli ioni di litio a parità di peso immagazzina quattro volte l'energia di una batteria al piombo avente lo stesso peso.[20]

– **Densità di potenza** (W \ kg)

Rapporto tra la potenza in scarica e il peso/volume della batteria.

– **Efficienza energetica**

Un altro parametro di fondamentale importanza è proprio l'efficienza energetica che rappresenta il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia che è necessaria per ricaricare la batteria sino allo stato iniziale. In un'ottica in cui il problema ambientale diviene centrale avere un'alta efficienza è fondamentale per evitare sprechi di energia.

– **Stato di carica SOC**

La *SOC* è il rapporto tra la capacità di energia effettivamente accumulata nella batteria e la capacità nominale della stessa in ogni momento. Influenza la capacità che la batteria ha di fornire energia alla rete in ogni momento.

– **Profondità di scarica DOD**

È pari in ogni momento, al rapporto tra la capacità scaricata dall'accumulatore e la capacità nominale dello stesso.

– **Ciclo vita**

Ovvero la quantità di cicli di carica e scarica che un sistema di accumulo può fornire prima di un guasto o di un degrado significativo.

Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio sono caratterizzate da una elevata densità di carica, che fa sì che siano ideali per l'accumulo su larga scala. Hanno inoltre

un basso tasso di autoscarica e una memoria delle scariche trascurabile per cui riescono a gestire una moltitudine di cicli di carica e scarica. La batteria possiede un elettrodo positivo, l’anodo, e un negativo il catodo, un separatore e un elettrolita. Nella scarica gli ioni di litio presenti nell’anodo si spostano grazie all’elettrolita al catodo dove si combinano con un elettrone che passa dall’anodo al catodo attraverso un circuito esterno e formano atomi di litio.

Le batterie agli ioni di litio più usate per lo stoccaggio in rete sono quelle a litio ferro fosfato (LFP). Tipicamente gli anodi delle LFP sono composti di grafene, di ampia disponibilità che dà alla cella alta densità energetica e lungo ciclo vita. Il catodo è composto da litio ferro fosfato appunto. Altre tipologie utilizzate sono la NCA, batterie aventi al catodo ossido di litio nickel alluminio e cobalto, aventi minor ciclo vita, ma anche minor costo per kWh, e le NMC aventi al catodo ossido di nickel cobalto e manganese, sempre meno costose delle LFP.

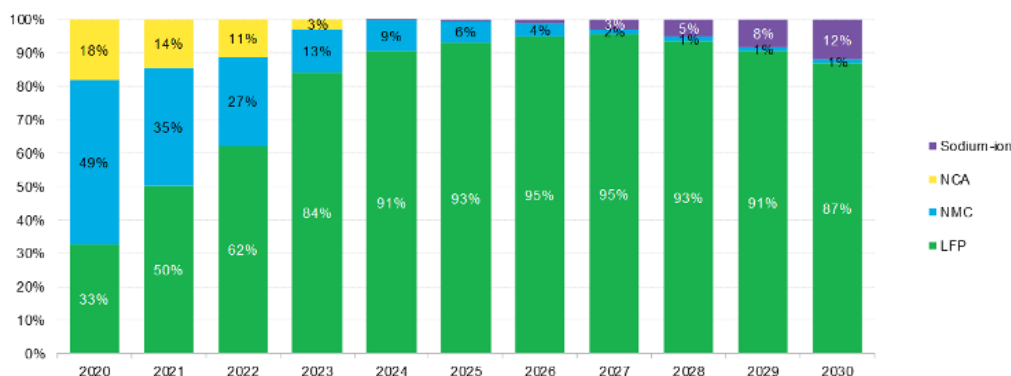


Figura 1.5: Tipologia di batterie per l’accumulo stazionario in gigawatt-hours [21].

In generale le batterie a ioni di litio sono altamente scalabili e permettono la creazione di accumuli anche di elevate capacità. Possono essere caricate e scaricate molte volte prima della degradazione, ma soprattutto hanno brevissimi tempi di risposta, cioè possono immettere o assorbire dalla rete in brevissimo tempo.

Batterie a piombo acido

Le batterie a piombo acido vengono ancora usate perché poco costose e tecnologicamente molto mature, anche se presentano difficoltà come l’autoscarica e alta sensibilità alle temperature. L’elettrolita è tendenzialmente acido solforico diluito, l’elettrodo positivo è spesso costituito da biossido di piombo e il

negativo è in genere piombo metallico. Durante la fase di scarica il piombo della piastra negativa si dissolve nell'elettrolita formando solfato di piombo lasciando due elettroni che raggiungono la piastra positiva. Anche il piombo al positivo si dissolve nell'elettrolita come solfato di piombo e acqua. L'acido solforico viene quindi consumato e diluito, riducendo così la capacità della batteria di generare una tensione. Le batterie al piombo soffrono di autoscarica in quanto in esse il piombo metallico e il biossido di piombo reagiscono lentamente ma spontaneamente con l'elettrolita, soprattutto a temperature elevate.

Batterie al sodio

Le batterie al sodio non sono molto usate attualmente per lo storage di rete, anche se l'ingente disponibilità di sodio, il basso costo e la facilità di recupero dello stesso le rende privilegiate rispetto a quelle agli ioni di litio. Le batterie agli ioni di sodio (SIB) possono raggiungere una densità volumetrica simile alle LIB, e funzionano meglio di quest'ultime ad alte temperature, in particolare le batterie di tipo ZEBRA oltre ad avere un'alta densità di carica con bassissima tendenza all'autoscarica non hanno bisogno di manutenzione, ed hanno un'elevata resistenza al sovraccarico. Le batterie al sodio solfuro NaS sono una tecnologia piuttosto matura, in esse lo zolfo sta nell'elettrodo positivo e viene separato dal sodio che è situato nel negativo grazie all'elettrolita (albumina beta).

Durante la scarica il sodio rilascia elettroni, trasformandosi in ione positivo che fluisce fino all'elettrodo positivo dove si unisce agli elettroni che fluiscono attraverso il circuito esterno della batteria dall'elettrodo positivo al negativo. Le celle della batteria ZEBRA sono costituite da un catodo di sodio liquido separato dall'anodo composto da polvere di nickel e cloruro di sodio, dall'albumina beta. Le singole celle non soffrono di autoscarica, ma hanno una temperatura di funzionamento di almeno 270° per l'esercizio.

Batterie a flusso

Le batterie a flusso funzionano diversamente rispetto alle prime due menzionate in quanto l'elettrolita non è presente nella batteria ma esterno immagazzinato in un serbatoio, in cui vengono disciolte specie elettro attive. Non sono ancora molto usate nello storage di rete ma si prevede lo possano essere in un futuro vicino. L'elettrolita e le specie in esso contenute vengono pompate nella cella e separate da una membrana microscopica che consente la separazione tra le reazioni chimiche al catodo e all'anodo. Queste batterie sono costituite da tre

componenti principali, lo stack di celle (CS), lo stoccaggio dell'elettrolita e le parti ausiliarie.

Lo stack di celle è costituito da elettrodi e membrana. Questo tipo di batterie viene classificato in base alla tipologia di reazione elettrochimica che ha luogo all'interno dello stack, possono essere a flusso redox, ibrido e organico. Queste batterie sono più costose ma molto più longeve grazie al disaccoppiamento tra potenza e capacità, e inoltre sono più scalabili per ciò che concerne la capacità perché è possibile aggiungere dei serbatoi. Sono tecnologie piuttosto recenti ma promettenti perché non soffrono autoscarica mantenendo l'elettrolita separato non coinvolto in reazioni spontanee.

1.3.2 I sistemi di accumulo elettrochimico

A prescindere dalla tipologia di celle, queste vengono collegate in serie e in parallelo per raggiungere la capacità richiesta dal sistema di accumulo e formano dei moduli. Tali moduli vengono collegati ed assemblati per il raggiungimento dei valori richiesti di tensione e potenza. Tale assemblato viene supportato da un sistema di conversione AC/DC, un trasformatore di potenza, un sistema di controllo della batteria ovvero il BMS (Battery Management System) che si occupa di effettuare un controllo continuo sullo stato delle celle, e sistemi di gestione globale del BESS, EMS (Energy Management System).

I sistemi di accumulo elettrochimico forniscono diverse tipologie di servizi [20],[22], e il vantaggio è che nei limiti della SOC, possono effettuare servizi differenti contemporaneamente, come ad esempio la generazione aggiuntiva o la regolazione in frequenza. I sistemi di accumulo possono essere utilizzati come integrazione per le fonti rinnovabili non programmabili, in maniera tale da bilanciare la grande variabilità intrinseca di queste. Ciò risulta evidente, ad esempio, pensando a ciò che accade in un impianto fotovoltaico; quando è notte si ha un brusco calo di potenza generale ma un contestuale aumento della domanda di energia elettrica per l'illuminazione. In questo caso lo storage fornisce la potenza in surplus accumulata durante la giornata e con ciò diminuisce la quota parte richiesta alle centrali tradizionali.

Risposta all'assenza di inerzia

Un'altra applicazione necessaria a supporto delle rinnovabili è il sostegno alla mancanza di inerzia dovuta alla vasta penetrazione di rinnovabili nel sistema elettrico. Come anticipato, i generatori provvisti di parti rotanti, oppongono un'inerzia dovuta alla propria massa rotante alla variazione di

velocità causata da un aumento repentino di potenza iniettata o assorbita che rende più graduale nel tempo la risposta in frequenza della rete.

Ciò chiaramente in presenza di fonti a inverter non avviene: in questo caso i sistemi di accumulo, che possiedono tempi di risposta molto rapidi, sono in grado di iniettare grandi potenze in tempi brevi per ovviare in parte alla mancanza di inerzia del sistema. I controlli rilevano delle variazioni di frequenza e sono in grado di reagire molto più rapidamente rispetto a quanto non accada con i generatori tradizionali, in quanto possiedono in genere una banda morta più piccola. Gli inverter emulano il comportamento inerziale di un generatore sincrono fornendo un contributo iniziale di potenza in risposta alla variazione della frequenza, con tempi di risposta più rapidi, contribuendo così a rallentare il $RoCoF$, il tasso di variazione della frequenza, stabilizzando così il sistema.

Regolazione primaria della frequenza

Nei generatori tradizionali a una variazione dello stato di equilibrio della rete, dopo una prima risposta inerziale, entrano in gioco i regolatori di velocità che rilevano la velocità di rotazione del generatore e la confrontano con una velocità di riferimento, che è quella necessaria al mantenimento della frequenza di rete nominale. I generatori cambiano quindi repentinamente il proprio setpoint di potenza in accordo con il droop [23]:

$$s_g = \frac{(f_t - f_{nom})/f_{nom}}{(P_t - P_{nom})/P_{nom}} \% \quad (1.4)$$

- f_t , è il segnale di frequenza misurato dal sistema di misura del generatore;
- f_{nom} , è la frequenza nominale della rete
- P_t , è il nuovo set-point di potenza istantaneo dovuto al controllo primario in MW;
- P_{nom} , è il set point di potenza dovuto alla normale programmazione del mercato del generatore;

Valori di droop scelti si attestano intorno al 5%. Quando la frequenza della rete scende, i generatori aumentano automaticamente la propria potenza in uscita in base al set-point del droop contribuendo così a ristabilire l'equilibrio della rete elettrica.

Questo è il meccanismo di regolazione primaria della frequenza, il controllo più veloce che risponde alla deviazione di frequenza seguendo una regola

proporzionale tra la deviazione di frequenza e l'iniezione di potenza della macchina.

Un'altra applicazione valida per i sistemi di accumulo è appunto quella che prevede un approccio nuovo alla regolazione primaria. In particolare, il setpoint di potenza è composto di due parti, una parte richiesta specificatamente per il controllo della frequenza che può seguire la curva di droop fissa, e una parte utilizzata per la gestione dello State Of Charge (*SOC*) per bilanciare il controllo di frequenza con il livello di SOC. La regolazione fatta dai BESS è più veloce, e anche più flessibile perché adattata a più variabili.

Regolazione secondaria

I BESS possono anche partecipare alla regolazione secondaria, anche se dispongono di limitazioni di tipo energetico. L'obiettivo della regolazione secondaria è l'effettivo ripristino della frequenza nominale, e il ripristino degli scambi previsti prima del guasto. Il controllo del setpoint di potenza per la regolazione secondaria è di tipo PI, quindi con una risposta proporzionale al delta della frequenza e che elimini l'errore residuo.

Differimenti dell'aggiornamento della rete

Grazie agli accumuli è possibile anche rimandare o evitare di investire in nuovi impianti in rete soddisfacendo il picco di domanda con l'energia accumulata in periodi di minore domanda, e a differenza di quanto accade per gli investimenti in trasmissione e/o distribuzione è possibile trasferire i BESS in nuove aree se risultano non necessari nella propria collocazione.

I picchi di domanda inoltre rendono meno stabile il sistema elettrico: in tal senso i sistemi di accumulo possono effettuare il così detto livellamento di carico, in modo da mantenerlo vicino a una media costante.

Black start

Quando un generatore tradizionale deve essere azionato necessita di elettricità per l'avviamento della turbina e per altre funzioni chiave come l'avviamento dei controllori, prima di poter generare elettricità da immettere in rete [17]. In seguito a un guasto, la rete non riesce a fornire l'energia necessaria all'avviamento della turbina, per cui tendenzialmente vengono usate fonti di elettricità come generatori diesel, e tale processo è chiamato black start, e può essere anche effettuato da delle BESS. Considerando inoltre che, a differenza del

generatore diesel, i sistemi di accumulo elettrochimico possono fornire servizi aggiuntivi, e che le interruzioni di sistema sono rare, l'utilizzo degli accumuli sembra più vantaggioso.

Aiuto in congestione

In caso di problemi di congestione che colpiscono la rete di trasmissione in periodi di breve durata di pochi giorni e per poche ore, con varie conseguenze possibili in particolare sulla sicurezza della rete, si può agire in diversi modi. Una soluzione generalmente utilizzata da parte dei vari TSO è quella di primo richiedere ai produttori, spesso di eolico e fotovoltaico, più facile da gestire e dalla gestione meno costosa, di ridurre la produzione.

Arbitraggio energetico

È possibile inoltre fare arbitraggio energetico acquistando energia quando avendo bassa domanda si ha basso costo e rivendendo, anche per i servizi ancillari, quando è ad alto costo [17].

Fast reserve

I sistemi a batteria possono essere utilizzati per fornire una riserva di potenza quasi immediata, da utilizzare in uno squilibrio improvviso tra domanda e offerta [24].

Terna ha avviato il progetto “Fast Reserve” con l'obiettivo di aumentare la flessibilità delle risorse offerte dai servizi di rete e integrare i servizi tradizionalmente forniti dalle centrali termoelettriche per fornire una migliore risposta dinamica alle variazioni di frequenza e supportare l'inerzia del sistema. Questo servizio non è sostitutivo, piuttosto lavora in sinergia con la regolazione primaria e l'inerzia tradizionale per migliorare la stabilità dinamica della frequenza. Lo stoccaggio, comunque, va ottimizzato, sia in termini spaziali, sia in termini di capacità; rischia altrimenti di essere un investimento inutile. Molti studiosi si sono occupati di modellizzazione dell'ottimo posizionamento e dimensionamento dei BESS attraverso l'utilizzo di algoritmi di calcolo del power flow ottimale e programmazione misto intera [20].

D'altro canto, l'accumulo di energia può influenzare i prezzi di mercato in quanto mitiga l'impatto dell'intermittenza delle energie rinnovabili, che causa la dipendenza del costo dell'energia dal prezzo dei combustibili fossili, aumentato e attualmente in aumento. Gli accumuli inoltre permettono di ridurre la

necessità di centrali elettriche a combustibili fossili di picco, favorendo quindi anche in questo senso, la decarbonizzazione. Ciò avviene perché lo stoccaggio di lunga durata permette di ridurre i picchi di domanda.

Capitolo 2

IL MERCATO ELETTRICO EUROPEO E ITALIANO

2.1 Il mercato elettrico in Europa

A partire dagli anni '90 l'UE ha avviato un processo di trasformazione del settore energetico volto alla decarbonizzazione dello stesso necessaria considerando i cambiamenti climatici in atto, e la necessità di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, sia per gli stessi motivi ambientali, ma anche per motivi geopolitici. Per questi motivi l'UE ha dovuto costituire un mercato energetico integrato e liberalizzato, che superasse la limitatezza regionale, armonizzando quindi le regole di mercato e promuovendo la concorrenza.

In primo luogo, sono state separate le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di elettricità, così da promuovere la concorrenza, e abbassare le barriere di ingresso al mercato. In particolare, è prevista la presenza di uno o più Transmission System Operator (TSO) e l'operatore del mercato elettrico designato (NEMO).

Nel 2009 l'UE nel Terzo Pacchetto Energia ha fondato ufficialmente l'ENTSO-E (European Network System Operator for Electricity) [25], ovvero un'organizzazione che coordina i vari gestori dei sistemi di trasmissione, che ha il compito di garantire che le regole stabilite dalla commissione europea per il mercato unico dell'energia siano implementate. I 40 TSO membri sono responsabili del funzionamento coordinato e sicuro del sistema elettrico. L'organo decisionale

dell'ENTSO-E è composto dai CEO dei TSO membri.

Il regolamento Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) dell'UE del 2015 definisce il processo di assegnazione e i compiti svolti dal NEMO, che per ogni Stato può essere singolo, o compreso di più entità in concorrenza, regola lo spazio che i vari operatori possono occupare sulle linee transfrontaliere in sicurezza e stabilisce norme vincolanti circa l'attuazione e il funzionamento del coupling del mercato unico dell'energia nel giorno prima e infragiornaliero. Il CACM offre le linee guida di allocazione della capacità e i metodi di calcolo della stessa per le linee transfrontaliere nel rispetto della sicurezza del sistema. Il regolamento è applicato a tutti i sistemi di trasmissione e interconnessione dell'UE. Tale regolamento rappresenta la base per l'implementazione di un mercato unificato paneuropeo.

Ogni paese ha un proprio mercato elettrico nazionale del giorno prima e infragiornaliero, nel paragrafo successivo sarà analizzato in particolare il mercato italiano. Questi mercati vengono integrati per avere una maggiore efficienza e sicurezza energetica attraverso lo SDAC, il Single Day-Ahead Coupling, e il SIDC, IL Single Intraday Coupling.

2.1.1 SDAC

Lo SDAC [26], [27] permette l'accoppiamento dei volumi di domanda e offerta su scala europea, secondo un meccanismo ad asta implicita, con l'obiettivo di formare un mercato unico dell'energia. Attraverso lo SDAC viene allocata la capacità di trasmissione in maniera efficiente con un algoritmo comune di price coupling, PCR EUPHEMIA, European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm, che abbina tutte le offerte dai mercati nazionali tenendo conto della capacità disponibile tra le diverse zone attraverso algoritmi di branch and bound e ottimizzazione. Gli input di questa piattaforma sono le offerte di vendita e acquisto effettuate dai vari NEMO abbinate per 24 ore e le capacità e i vincoli di rete forniti dai TSO.

L'algoritmo effettua un'ottimizzazione combinata per la massimizzazione del benessere sociale e quindi il surplus di consumatori e fornitori. Attraverso questo algoritmo le zone geografiche in surplus di energia esportano verso le zone in deficit. Attualmente il 98,6% del consumo UE è accoppiato. Questo meccanismo massimizza il benessere sociale, quindi il surplus dei consumatori e dei produttori ed anche la rendita da congestione. Nonostante questo meccanismo sia ottimo e in continuo miglioramento, si prevede una nuova modellazione al fine di garantire migliori qualità prestazionali per avere

un mercato geograficamente più esteso, passare l'unità MTU a 15 minuti ed effettuare modifiche topologiche.

2.1.2 SIDC

Attraverso il SIDC [28], [29], nel mercato infragiornaliero, si ha un trading continuo dell'energia che può essere implicito, quindi di energia e capacità assieme, ed esplicito, di sola capacità, e permette un'ottimizzazione del flusso di energia tra i paesi europei in tempo reale. L'integrazione del mercato infragiornaliero, come quella del mercato del giorno prima, permette una promozione della concorrenza, e un migliore controllo dei cambiamenti della rete. Il SIDC è possibile grazie a una piattaforma comune, l'XBID, Cross Border Intraday Market Project, che permette l'integrazione tra i vari mercati intraday nazionali. Questa piattaforma centralizzata è in grado di allocare contemporaneamente l'energia, attraverso le offerte effettuate dai NEMO nelle zone di mercato, e le capacità calcolate dai vari TSO. Le offerte di acquisto sono accoppiate alle offerte di vendita in ordine di sottomissione. Quando un operatore di mercato effettua un ordine questo può essere evaso purché sia disponibile una capacità di trasmissione sufficiente. In XBID sono implementati diversi moduli che effettuano diverse funzioni, quali Share Order Book (SOB), il Capacity Management Module (CMM) e lo Shipping Model (SM). Il SOB permette ai vari NEMO di confrontare in tempo reale ciò che avviene nelle diverse zone di offerta. Questo sistema condiviso permette che le offerte di acquisto o vendita possano essere abbinate in maniera efficiente a prescindere dall'origine geografica. È necessario però tener conto della capacità di trasmissione transfrontaliera, e a tal proposito interviene il CMM che garantisce che le transazioni transfrontaliere avvengano solo in presenza di capacità di trasporto disponibile tra le aree di scambio. Infine, il modulo SM si occupa della gestione e del coordinamento delle operazioni di consegna fisica. Questo modulo riceve i dati dal SOB circa le operazioni concluse. Quando gli ordini vengono abbinati implicitamente si alloca un determinato quantitativo di capacità di trasmissione e quindi vengono immediatamente aggiornati SOB e CMM. Gli algoritmi del SIDC vengono monitorati su base mensile in report che contengono informazioni circa il funzionamento della piattaforma, sui prezzi e i volumi abbinati e scambiati attraverso la stessa.

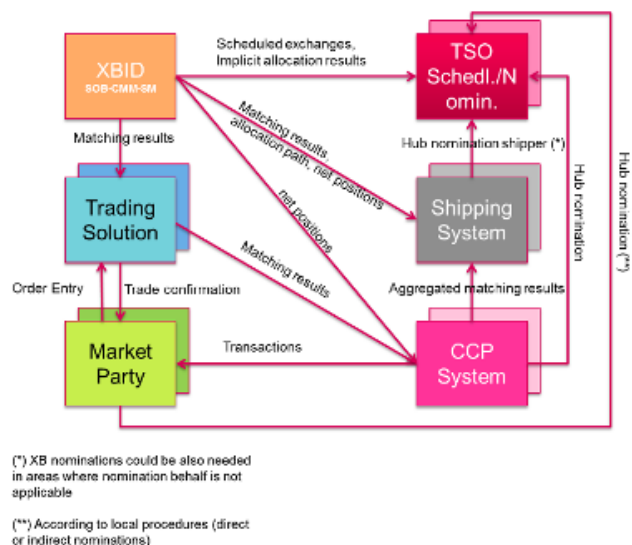


Figura 2.1: Funzionamento SIDC.

[29]

I prodotti disponibili per mercato sono differenti e non disponibili su tutte le aree geografiche. Si tratta di prodotti con orizzonte temporale di 15, 30 e 60 minuti.

Dal 2022 i due progetti SDAC e SIDC hanno fuso la propria governance sotto un unico Steering Committee.

Per favorire l'integrazione dei mercati del bilanciamento in UE il 18 dicembre 2017 è entrato in vigore il Regolamento UE EB GL (Linee Guida Electricity Balancing) 2017/2195 [30] che stabilisce orientamenti circa il bilanciamento del sistema elettrico fornendo linee guida comuni per il bilanciamento del sistema elettrico, le responsabilità e i ruoli dei TSO, con l'obiettivo di creare un mercato unico dell'energia.

Tali linee guida identificano tre tipi di riserva fondamentale, la Replacement Reserves RR, la Frequency Restoration Reserves FRR, manuale e automatica, e la Frequency Containment Reserves FCR. La RR è attivata in seguito a situazioni di squilibrio di lungo termine nel sistema e viene attivata entro un'ora, la FRR automatica è ciò che viene attivato automaticamente quando viene rilevata una deviazione della frequenza nominale di 50 Hz in pochi secondi, l'automatica viene attivata dai vari TSO per gestire squilibri in tempi più lunghi rispetto ai pochi secondi ma generalmente entro 15 minuti, e infine, la FCR si attiva automaticamente in caso di squilibri tra domanda e offerta per contenere le variazioni di frequenza. Sono quelle riserve che nel prossimo

capito, parlando del caso Italia, vengono definite, riserva di sostituzione, secondaria, terziaria e riserva primaria.

Vengono in questo senso implementati diversi progetti sulla base della tipologia di riserva, quali TransEuropean Reserves Exchange (TERRE), in cui avviene lo scambio di energia di bilanciamento da RR, l'International Grid Control Cooperation per la compensazione esplicita degli sbilanciamenti in tempo reale, la Platform for the International Coupling of the Ancillary Services of System Operation (PICASSO) per il netting delle esigenze della FRR automatica e infine la Manually Activated Reserves Initiative (MARI) ovvero la piattaforma per la gestione della riserva manuale FRR.

2.1.3 TERRE

Il progetto TERRE è stato approvato nel 2016 e prevedeva la realizzazione della piattaforma Riserve di sostituzione RR la prima ad essere realizzata, che consente lo scambio di un prodotto standard per il bilanciamento dell'energia [29]. In essa le offerte degli operatori sono valide al massimo per l'ora successiva e gli scambi tra i vari TSO sono regolati al prezzo marginale. Il prezzo marginale si trova all'incrocio della curva di domanda con la curva di offerta, e viene calcolato per ciascun quarto d'ora e per ciascuna zona di mercato. Quando si presentano situazioni di congestione si formano prezzi differenti tra le due zone in congestione, generando una così detta rendita di congestione, che è il profitto aggiuntivo che i produttori realizzano a causa della differenza di prezzo tra le zone congestionate. Nella piattaforma TERRE si ha un processo in cui gli operatori sottomettono le offerte aggiornate per il mercato del bilanciamento fino ad H-55, cioè 55 minuti prima dell'ora H. Da H-55 a H-40 i TSO calcolano il fabbisogno di energia di bilanciamento, eseguono un'analisi di sicurezza e infine calcolano la capacità di trasferimento disponibile sulle interconnessioni transfrontaliere. Da H-40 a H-32 la piattaforma processa le offerte ricevute dai diversi TSO ed entro H-30 comunica i risultati di quest'operazione di processamento ai TSO che si occupano di informare i partecipanti al mercato circa gli esiti delle offerte.

2.1.4 PICASSO

PICASSO è il progetto con cui viene istituita la piattaforma europea per il bilanciamento delle riserve di ripristino della frequenza con attivazione automatica aFRR, approssimabile alla riserva secondaria, che entra in azione subito dopo la primaria per correggere e stabilizzare la frequenza. La piattaforma è stata messa in funzione giorno 1 giugno 2022 [31]. Alla base della piattaforma vi è un algoritmo di ottimizzazione AOF (Activation Optimization Function) che ottimizza l'attivazione della riserva automatica di ripristino della frequenza a livello europeo, per massimizzare il benessere sociale nel rispetto dei vincoli di rete e dell'offerta di energia di bilanciamento. La rete europea ha diverse aree di controllo della frequenza, i cosiddetti bordi di bilanciamento della riserva automatica di frequenza sono i punti di connessione delle diverse aree di controllo della frequenza, attraverso cui, nei limiti della capacità di trasmissione, è possibile scambiare energia. Le aree di controllo locale della frequenza vengono gerarchizzate: le entità più importanti sono le aree di controllo gestite dai vari TSO giacché hanno accesso prioritario alle risorse locali. Successivamente figurano i blocchi di aree di controllo che collaborano nella gestione delle risorse di bilanciamento, che hanno accesso prioritario a risorse condivise nel blocco. Ancora più in basso nella gerarchia stanno le regioni di condivisione, in cui le aree e i blocchi possono condividere le risorse. L'algoritmo di ottimizzazione ha l'obiettivo di massimizzare la soddisfazione della domanda di aFRR (automatic FRR) delle singole LFC (Load frequency control area), ridurre al minimo l'interscambio di potenza ai bordi per massimizzare l'utilizzo di risorse locali con il miglior rapporto qualità -prezzo.

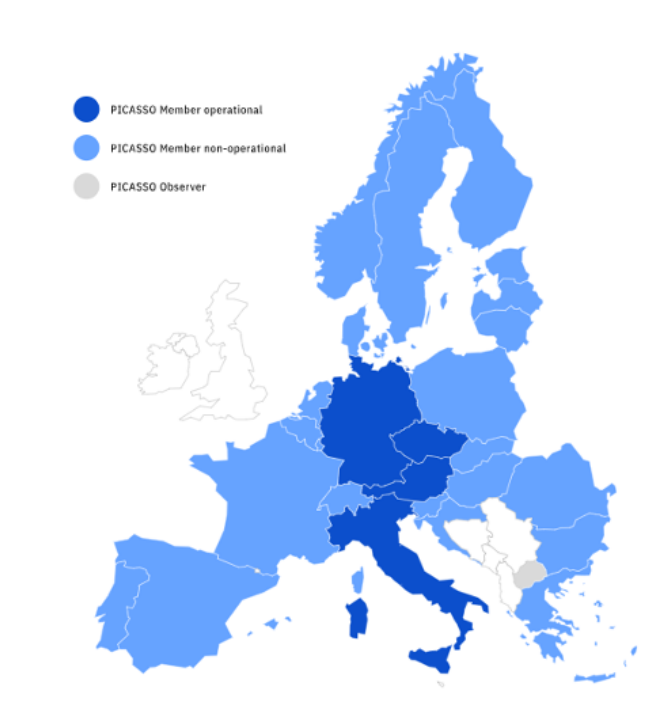


Figura 2.2: PICASSO members [31].

2.1.5 MARI

La piattaforma MARI consente di negoziare l'energia per il ripristino della frequenza con attivazione manuale mFRR (Riserva terziaria) in un tempo di preparazione di 12,5 minuti e attivazione in massimo 15 minuti. Lo scopo della funzione di ottimizzazione dell'attivazione AOF (activation optimization function) della piattaforma è quello di selezionare le migliori offerte dal punto di vista tecnico ed economico tra quelle presentate dai fornitori di servizi di bilanciamento, e di effettuare il così detto netting, ovvero la compensazione di richieste di energia in verso opposto senza dover attivare sistemi di generazione. AOF è formulato come un algoritmo di ottimizzazione per una programmazione lineare mista intera. Le attivazioni possono essere di due tipologie: dirette e schedate. Le dirette intervengono per il bilanciamento di eventi imprevisti. Le attivazioni schedate sono utilizzate tipicamente per desaturare le offerte attivate, o gestire squilibri previsti [32].

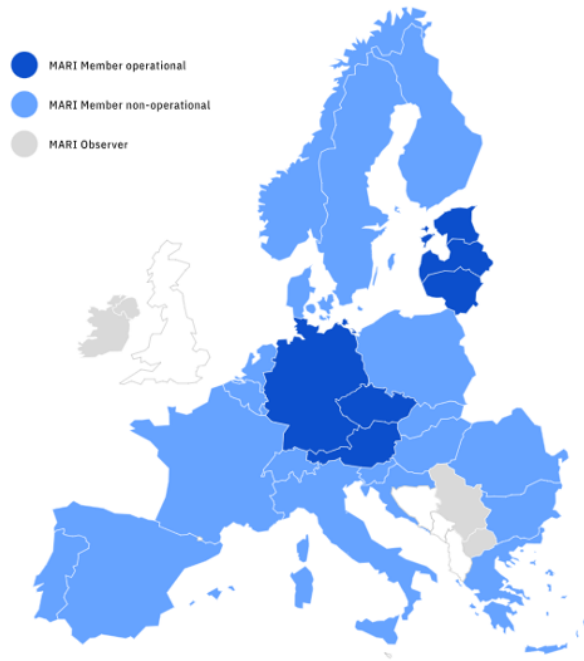


Figura 2.3: MARI members [32].

2.2 Il mercato elettrico in Italia

Il mercato elettrico nasce in Italia a seguito del decreto Bersani nel 1999.

Gli organi di supervisione del settore elettrico sono il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, che rilascia e revoca concessioni di trasmissione e distribuzione delle autorizzazioni per impianti e linee. L'ARERA che è un organo collegiale preposto alla regolamentazione del settore elettrico italiano, l'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) che definisce le linee guida e promuove la cooperazione tra regolatori e l'ENTSO-E.

È fondamentale inoltre la partecipazione del Gestore del Mercato Elettrico (GME) che organizza e gestisce il mercato e fa da garante di equità ed efficienza nello stesso. In contesti di mercato si utilizza una rappresentazione della rete di trasmissione nazionale attraverso un modello zonale che semplifica la relazione tra generazione, prelievo e trasporto di energia elettrica [33].

Terna suddivide la rete in un numero limitato di zone secondo i criteri previsti dall'articolo 33 del CACM. Ciò è utile sia dal punto di vista di mercato appunto, in quanto attraverso segnali di prezzo si può suggerire ai produttori la localizzazione efficiente degli impianti, e sia perché è possibile dare un valore economico alla capacità di trasmissione.

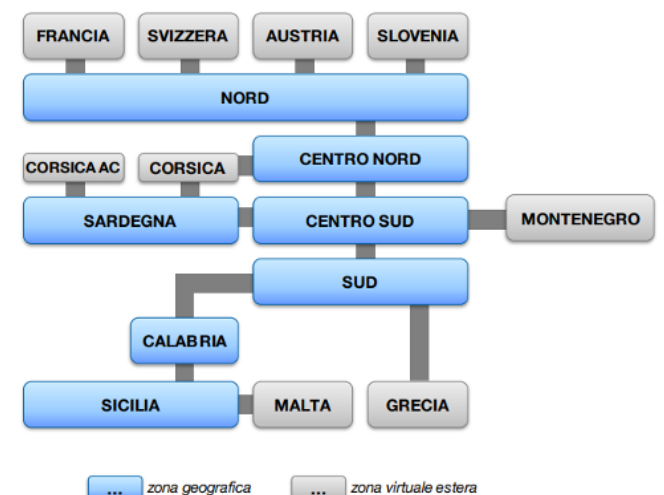


Figura 2.4: Mercato zonale [11].

Il mercato elettrico è la sede in cui si incontrano domanda e offerta di energia, ed è articolato principalmente in Mercato a Pronti dell'Energia (MPE) in cui le parti scambiano prodotti con pagamento immediato, e Mercato a Termine (MTE), dove i contratti vengono negoziati in anticipo di giorni o alcuni anni rispetto al momento di consegna dell'energia.

Il Mercato a Pronti [34] è diviso in mercato del giorno prima MGP dove è possibile negoziare il giorno prima rispetto al giorno di riferimento, mercato infragiornaliero MI in cui è possibile rinegoziare le posizioni assunte nel mercato del giorno prima alla luce di nuovi dati acquisiti, ed è possibile rinegoziare il giorno precedente la fornitura o il giorno stesso, mercato dei prodotti giornalieri MPG e mercato dei servizi di dispacciamento MSD.

2.2.1 Mercato del giorno prima

In questo mercato le offerte di acquisto e vendita si riferiscono ad ogni ora del giorno considerato. Viene aperto alle 8.00 del nono giorno antecedente la consegna e si chiude alle 12 del giorno precedente, con comunicazione degli esiti entro le 12.58 [34]. Il mercato del giorno prima è un mercato ad aste in cui il prezzo è definito secondo la metodologia del prezzo marginale soggetto ad un criterio di merito economico. Le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente formando così la curva di offerta aggregata in verde, mentre le offerte di acquisto vengono ordinate per prezzo decrescente nella curva di domanda aggregata in arancio.

L'incrocio tra domanda e offerta rappresenta il punto di equilibrio del sistema in corrispondenza del quale si trova la quantità complessivamente scambiata e il prezzo di vendita corrispondente.

Tutte le offerte di acquisto con prezzo maggiore al prezzo di equilibrio P_e vengono accettate, mentre le altre vengono rifiutate; viceversa, le offerte di vendita con prezzo minore di P_e vengono accettate mentre le altre vengono rifiutate. La raccolta e la gestione delle offerte da parte di produttori e consumatori italiani è onere del GME, così come il calcolo dei prezzi all'interno del mercato italiano e la gestione dei flussi, che poi trasmette alla piattaforma europea. Il prezzo marginale viene applicato alle offerte di vendita, mentre quelle di acquisto sono soggette al Prezzo Unico Nazionale, PUN, che è una media ponderata sui volumi dei prezzi zonali, e ciò è servito a non causare squilibri tra i consumatori dovuti alla localizzazione degli impianti di produzione, anche se l'Italia ha ricevuto dall'UE la richiesta di passare a un mercato puramente zonale entro il 2025.

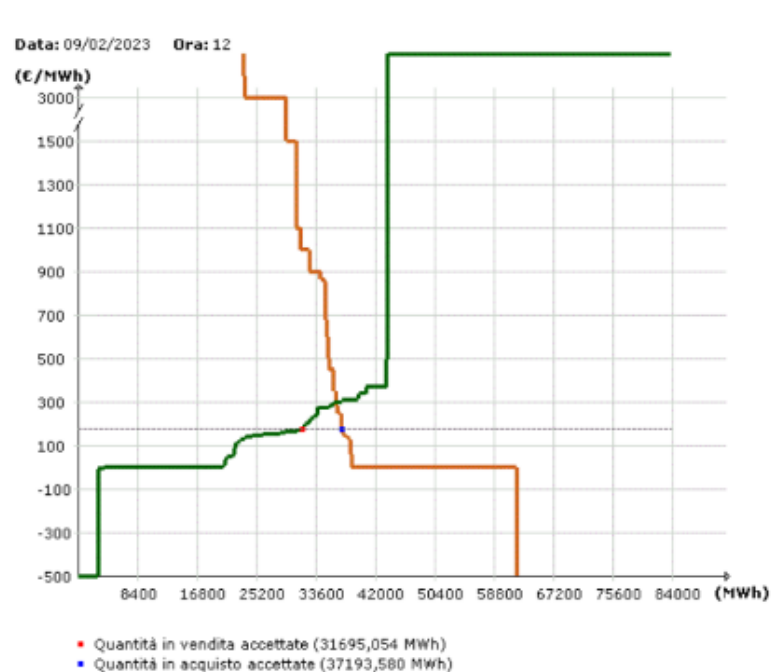


Figura 2.5: Grafico domanda-offerta per una zona di mercato, per un'ora. [34]

Inoltre, il GME partecipa ad aste sincronizzate a livello europeo dove le offerte e la richiesta di energia vengono aggregate per determinare un prezzo di mercato a livello europeo. Il MGP è integrato con i mercati europei attraverso il SDAC che effettua un accoppiamento dei mercati del giorno prima dei diversi paesi europei tramite un algoritmo comune. Il MGP è accoppiato con il SDAC per ciò che concerne i confini Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia e Italia-Grecia, la Svizzera non figura in quanto sebbene confinante non appartiene all'UE; per tanto, la capacità viene allocata per aste esplicite. Il GME si occupa di comunicare gli esiti di mercato a Terna [34], [27].

2.2.2 Mercato Infragiornaliero

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Le negoziazioni sul MI avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d'asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID. Nelle sessioni d'asta MI-A, contestualmente alla negoziazione delle offerte di acquisto e vendita, è allocata la capacità infragiornaliera di interconnessione tra tutte le zone del mercato italiano e le altre aree geografiche alle stesse interconnesse

coinvolte nel Market Coupling. Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio descritto per MGP. A differenza di MGP le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. La sessione continua MI-XBID è articolata in tre fasi, nell'ambito della quale, contestualmente alla negoziazione delle offerte di acquisto e vendita, è allocata la capacità infragiornaliera di interconnessione tra tutte le zone del mercato italiano e le altre aree geografiche alle stesse interconnesse attive nell'XBID.

2.2.3 Mercato dei prodotti giornalieri

L'MPEG è un mercato a negoziazione continua per i prodotti giornalieri con obbligo di consegna di energia. In esso vengono negoziati prodotti giornalieri, ovvero contratti che abbiano durata un giorno e riguardino la consegna di energia per un giorno specifico, il cui prezzo è determinato come differenziale rispetto a un prezzo di riferimento. La consegna può avvenire secondo un profilo Baseload, e cioè in maniera continua per le 24 ore, oppure peak load, ovvero con fornitura durante le ore di punta.

2.2.4 Mercato dei servizi di dispacciamento

Il mercato dei servizi di dispacciamento consente a Terna di procurarsi le risorse necessarie alla gestione della rete elettrica nazionale. In particolare per la gestione delle congestioni, il bilanciamento in tempo reale e anche la creazione di riserve di energia per la regolazione. L'attività di dispacciamento è effettuata seguendo un ordine di merito economico nel rispetto dei vincoli di rete presenti. Il MSD è coordinato con il MI in quanto sovrapposto. Il mercato dei servizi di dispacciamento MSD, si articola in due fasi, l'MSD Ex-ante, e il Mercato del Bilanciamento MB. L'MSD ex-ante si articola in sei sottofasi:

1. La programmazione iniziale, in cui viene definito il programma di riferimento per cui vengono utilizzate le previsioni di carico e produzione per determinare le necessità di dispacciamento;
2. La stima della capacità necessaria di generazione;
3. La previsione della domanda;
4. La presentazione delle unità abilitate ai servizi di dispacciamento delle proprie offerte;
5. L'ottimizzazione delle offerte ricevute selezionando le più vantaggiose;
6. La comunicazione delle nomine agli operatori.

In questa fase Terna si occupa della comunicazione e si assicura che tutti gli attori siano allineati. Durante e dopo la fase di mercato il sistema viene monitorato per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta. Terna, in quanto gestore della rete elettrica, tende a minimizzare i propri costi totali attesi. Si occupa quindi di minimizzare i costi di acquisto e vendita di energia, di minimizzare i costi di avviamento, di cambio assetto, di utilizzo della riserva secondaria e di bilanciamento in tempo reale, il tutto rispettando i vincoli tecnici delle unità di produzione e delle normative stabilite da ARERA. Il mercato dei servizi del dispacciamento è un mercato dell'energia, in cui l'approvvigionamento di capacità di riserva avviene implicitamente tramite l'accettazione di una determinata quantità di energia ed è inoltre unit-based in quanto ciascuna UP è associata ad un nodo della rete. Tutte le variazioni di energia sono remunerate "pay-as-bid", ovvero al prezzo offerto.

Terna, in quanto gestore della rete elettrica, tende a minimizzare i propri costi totali attesi. Si occupa quindi di minimizzare i costi di acquisto e vendita di energia, di minimizzare i costi di avviamento, di cambio assetto, di utilizzo della riserva secondaria e di bilanciamento in tempo reale, il tutto rispettando i vincoli tecnici delle unità di produzione e delle normative stabilite da ARERA. Il mercato dei servizi del dispacciamento è un mercato energy-only, in cui l'approvvigionamento di capacità di riserva avviene implicitamente tramite l'accettazione di una determinata quantità di energia ed è inoltre unit-based in quanto ciascuna UP è associata ad un nodo della rete. Tutte le variazioni di energia sono remunerate pay-as-bid, ovvero al prezzo offerto.

2.2.5 Mercato a termine

Come anticipato, oltre al mercato a pronti dell'energia vi è anche il mercato a termine MTE, in cui vengono negoziati contratti per l'acquisto o la vendita di energia elettrica in una data futura a un prezzo stabilito dal contratto. Le negoziazioni su questo mercato sono svolte in modalità continua, e sono negoziabili contratti di tipo Base-load e peak-load, ovvero con consegna costante, o sul picco, e periodi di consegna al mese al trimestre e all'anno.

2.2.6 Mercato della capacità

Nel mercato della capacità, Terna si approvvigiona di capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. L'approvvigionamento di capacità avviene per aste competitive organizzate da Terna, cui possono partecipare le unità di produzione selezionate. Il prodotto negoziato in questo mercato è tipicamente sotto forma di contratto per differenza ad una via. Gli

assegnatari di tale contratto ricevono un corrispettivo fisso attraverso cui si impegnano a rendere disponibile capacità nei mercati dell'energia e similmente a quanto avviene quando si scambiano opzioni, si impegnano a restituire un eventuale differenza di prezzo tra il prezzo di mercato e il costo variabile della tecnologia di punta, che non è altro che la tecnologia utilizzata in casi di picco di domanda.

2.2.7 Mercato di Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico

Il Mercato di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) [35] è un'iniziativa regolatoria italiana finalizzato ad incentivare gli investimenti nel mercato dei sistemi di stoccaggio.

Il MACSE acronimo di Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico è uno strumento di mercato introdotto dal Decreto Legislativo 210/2 finalizzata ad incentivare gli investimenti nel mercato dei sistemi di stoccaggio. Questi investimenti sono piuttosto rischiosi, motivo per cui si è pensato di fornire una compensazione attraverso contratti di lungo periodo che possano compensare gli investimenti effettuati dalle unità di produzione. Attualmente partecipano a questo meccanismo di incentivazione le batterie agli ioni di litio, gli impianti idroelettrici di pompaggio. Le batterie al Litio hanno una vita utile relativamente breve (12-14 anni) e tempistiche di realizzazione veloci (circa 1-3 anni per un impianto utility scale) e costi di investimento intorno a 207-228 k€/MWh [35]. Gli impianti idroelettrici di pompaggio hanno una vita utile molto lunga (intorno ai 50 anni) ma tempi di costruzione di circa 5-7 anni e costi di investimento tra i 213-363 k€/MWh. Per essere qualificati alle Aste del MCSE tutti i sistemi di stoccaggio elettrico devono essere di nuova costruzione ma sono ammessi anche impianti idroelettrici in riconversione. Una prima asta a breve termine, sugli ioni di litio, con contratti di pianificazione di 2 anni e consegna di 15 anni. Un'asta a lungo termine sul pompaggio, con contratti a 6 anni e consegna a 30 anni. I partecipanti all'asta presentano la propria offerta in cui precisano la capacità di stoccaggio offerta e il premio richiesto e queste offerte vengono successivamente moltiplicati per dei coefficienti che valorizzano le caratteristiche migliori a discapito delle peggiori, e da queste cifre si redige una classifica di merito economico. I soggetti selezionati in sede d'asta avranno l'obbligo di costruire l'impianto, di rendere disponibile la capacità di stoccaggio per l'utilizzo nel mercato dell'energia attraverso una piattaforma gestita dal GME, e il diritto di remunerazione da parte di Terna del premio con metodo Pay As Bid.

2.2.8 Bachecca dei Contratti di Compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine

La bachecca PPA facilita lo scambio di energia da fonti rinnovabili attraverso contratti di lungo termine. Si compone di tre comparti fondamentali, il comparto annunci, in cui gli operatori acquirenti o venditori di rinnovabili, pubblicano in forma anonima e non vincolante annunci per cercare o proporre contratti di compravendita di energia elettrica. Il comparto Registrazione Contratti in cui i venditori registrano i contratti di compravendita conclusi. E infine il comparto Energy Release dedicato all'assegnazione di energia elettrica da parte del Gestore dei servizi energetici che cede volumi disponibili secondo quanto previsto dal decreto n341 del 16 settembre 2022 [36].

2.3 Il nuovo TIDE

2.3.1 Introduzione e concetti generali

Il TIDE (Testo Integrato Dispacciamento Elettrico) attua la modifica del regolamento precedente per il dispacciamento regolato dalla Delibera Arera 111/06 [37]. Con la delibera 345/2023/R/EEL [38] di luglio 2023, ARERA ha approvato la versione finale del TIDE che entrerà in vigore dal 1/01/2025 sostituendo la Delibera 111/06 ad eccezione delle parti attinenti alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Questo documento adegua l'attuale gestione del sistema elettrico nazionale alla realtà europea (direttiva europea UE 2019/944), garantendo partecipazione a tutti i soggetti connessi alla rete al mercato del dispacciamento e preservando la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Terna e il GME (Gestore Mercato Elettrico), per quanto di rispettiva competenza sono i soggetti incaricati all'attuazione del TIDE ed è stata avviata la consultazione per le modifiche del codice di rete a cura di Terna, e del TIDME (Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico) a cura del GME [37]. Sono definiti dei prodotti standard di bilanciamento con un passaggio graduale dalla forma obbligatoria per le unità di produzione rilevanti, a un ibrido che utilizza tutte le unità connesse alla rete sia in forma singola che integrata. Conseguentemente è aggiornata la terminologia delle unità connesse alla rete e le aggregazioni per rendere l'offerta di prodotti di bilanciamento la più ampia possibile e indipendente dalla tecnologia alla luce della forte penetrazione delle rinnovabili. È definita sia la singola unità UAS (Unità abilitata al servizio) che aggregati UVAN (Unità Virtuale Abilitata di Nodo), UVAZ (Unità Virtuale Abilitata Zonale) per il mercato del bilanciamento, lo stesso per i mercati dell'energia troviamo

UAS, UnAP (Unità non Abilitata di Produzione), UVN, UVZ. Vengono così definiti diversi livelli di aggregazione e partecipazione al sistema elettrico. Gli scambi energetici non vengono eseguiti per singola unità ma ciascuna di queste deve fare riferimento ad un gestore di portafoglio definito attraverso due entità giuridiche: BRP (Balance Responsible Party) Partecipante al mercato che fornisce risorse di bilanciamento e/o ridispacciamento ai gestori dei sistemi di trasmissione e BSP (Balancing Service Provider) partecipante ai mercati dell'energia e responsabile degli sbilanciamenti rispetto ai programmi definiti in tali mercati.

Di seguito vengono descritte in dettaglio le definizioni e i concetti introdotti dal TIDE nella versione pubblicata con la delibera Arera del 345/2023/R/EEL, del luglio 2023.

2.3.2 Definizioni generali

Punti di connessione sul territorio nazionale

- Punti di immissione a cui sono connesse esclusivamente UP (Unità di Produzione)
- Punti di prelievo a cui sono connesse esclusivamente UC (Unità di Consumo)
- Punti contestualmente di immissione e di prelievo a cui sono connesse sia UP sia UC

Punti di interconnessione con l'estero

- Punti di interconnessione associati al controllo degli scambi programmati
- Punti di importazione non associati al controllo degli scambi programmati a cui sono connesse esclusivamente UI (Unità di Importazione)
- Punti di esportazione non associati al controllo degli scambi programmati a cui sono connesse esclusivamente UE (Unità di Esportazione)
- Punti di interconnessione non associati al controllo degli scambi programmati contestualmente di importazione e di esportazione a cui sono connesse sia UI sia UE

Contratti di dispacciamento

I titolari delle risorse connesse al sistema elettrico devono stipulare con Terna un contratto di dispacciamento di immissione e contratto di dispacciamento di

prelievo. Contestualmente il titolare di ciascuna UC e UE stipula il contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica con il DSO competente. Il titolare del contratto di dispacciamento assume la qualifica di BRP e può coincidere con il firmatario del contratto di trasmissione e distribuzione. Il titolare del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali è il BSP e può coincidere con il BRP. Il contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica viene stipulato con il GME da BRP e BSP.

Definizione di BRP e BSP

– BRP Balance Responsible Party

È il soggetto responsabile del contratto di dispacciamento e risponde delle obbligazioni nei confronti di Terna che derivano dal contratto, come disciplinate nel Codice di Rete. Il BRP competente stipula un unico contratto di dispacciamento di immissione per tutte le UP, UI, UE, UIE, UEE e UCS e un unico contratto di dispacciamento in prelievo per tutte le UC e le UCP di cui è responsabile. I BRP possono anche stipulare con il DSO il contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica. La stipula del contratto di dispacciamento costituisce condizione necessaria per l'attivazione della connessione alla rete delle UP e delle UI. La stipula del contratto di dispacciamento e del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica costituisce condizione necessaria per l'attivazione della connessione delle UC e delle UE e il conseguente accesso al servizio di trasmissione e al servizio di distribuzione.

– BSP Balancing Service Provider

È il soggetto che stipula il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e risponde delle obbligazioni nei confronti di Terna come disciplinate nel Codice di Rete.

2.3.3 Servizi ancillari nazionali globali

I servizi ancillari globali sono distinti in servizi relativi alla frequenza e servizi non relativi alla frequenza e di modulazione straordinaria, in particolare:

– servizi relativi alla frequenza

- * **FCR (Frequency Containment Reserve)**: consiste nel rendere disponibile una banda di potenza attiva asservita ad un dispositivo automatico di regolazione di frequenza rilevata a livello locale.

- * **FRR (Frequency Restoration Reserve)**: consiste nel rendere disponibile la modulazione della potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, in risposta a segnali (aFRR) o ordini manuali o (mFRR) provenienti da Terna.
 - * **RR (Replacement Reserve)**: consiste nel rendere disponibile la modulazione della potenza attiva scambiata con la rete con bilanciamento ma al di fuori del controllo di frequenza.
 - * **Riserva ultrarapida di frequenza**: funzione simile alla FCR ma basata su ordini di dispacciamento di potenza attiva automatici con risposta più veloce della FCR.
- Servizi non relativi alla frequenza
- * **Regolazione di tensione** mediante assorbimento/prelievo di potenza reattiva
 - * **Riserva di potenza** di corto circuito
 - * **Inerzia sintetica** e/o meccanica
 - * **Rifiuto di carico**
 - * **Smorzamento oscillazioni** dinamiche
 - * **Black start e/o funzionamento in isola**
 - * **Servizio di modulazione straordinaria** mediante automatismi asserviti al piano di difesa nazionale (UPDM)

Al fine di aumentare il numero di unità in grado di fornire tali servizi e non fare discriminazione di taglia e/o tecnologia vengono definite sia singole unità UP, UC, UI, UE singolarmente come UAS che aggregazioni rilevanti come UVAN o come UVAZ. I servizi ancillari non relativi alla frequenza e il servizio di modulazione sono erogati esclusivamente UP, UC, UI, UE o risorse appositamente qualificate a tale servizio. La procedura per la qualifica e i requisiti è definita da Terna nel codice di rete [39]. La UVAN deve essere gestita da un unico BSP, non costituire una UAS e costituite da unità connesse allo stesso nodo La UVAZ deve essere gestita da un unico BSP deve localizzata in una zona di offerta z e non essere movimentata nell'ambito del ridispacciamento Un esempio di UAS è una centrale di produzione connessa ad un nodo fisico o una singola utenza in prelievo, BRP e BSP possono coincidere o essere separati. Un esempio di UVAN può essere uno stabilimento industriale che ha unità di consumo e di produzione connessi allo stesso nodo fisico che costituiscono singolarmente UVN che possono contenere solo UP o solo UC.

2.3.4 Aggiornamento servizi di mercato

Il TIDE riorganizza il servizio del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, l'approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali e il mercato per servizi ancillari nazionali locali. Il mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento è organizzato da Terna successivamente alla chiusura di MGP secondo un modello central dispatch (modello definito dal TSO). Terna si avvale del GME per le attività di raccolta offerte dai BSP e comunicazione degli esiti, partecipa alle piattaforme di bilanciamento, riceve gli esiti delle piattaforme di bilanciamento, determina gli esiti dell'Integrated Scheduling Process, è l'unica controparte dei BSP e, come tale, si occupa della liquidazione delle partite economiche. I BSP possono presentare offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento riferite alle UAS e alle UVA abilitate per i servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento. Ciascuna offerta o sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento deve contenere:

- l'ISP (Intervallo di Schedulazione di Programma) t o la MTU (Unità temporale di mercato) h cui è riferita l'offerta
- l'unità cui è riferita l'offerta
- la tipologia di offerta fra quelle previste nel Codice di Rete
- il prezzo unitario PMSD (Prezzo Marginale del Servizio di Dispacciamento) o PMB (Prezzo di Mercato del Bilanciamento)

L'analisi delle offerte avviene attraverso l'**Integrated Scheduling Process** che si articola nelle seguenti fasi:

- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), eseguite in anticipo rispetto al periodo di consegna
- Mercato del Bilanciamento (MB) eseguito in prossimità del tempo reale.

L'Integrated Scheduling Process utilizza un modello matematico di ottimizzazione deterministica o un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti con una funzione obiettivo (FO) che minimizza il costo complessivo secondo un approccio pay as bid. Il modello matematico dell'Integrated Scheduling Process è risolto utilizzando un algoritmo di soluzione esatto. Terna riporta nel Codice di Rete le informazioni relative al modello matematico. La RTN viene modellizzata secondo un modello di rete rilevante in CA semplificandolo secondo i seguenti criteri:

- su MSD è privilegiato, laddove possibile, un modello di rete in CA; in alternativa è ammesso l'utilizzo di un modello di rete di tipo CCA

- su MB sono ammessi modelli di rete in CA (corrente alternata), modelli di rete di tipo CCA (corrente alternata semplificato) o modelli di rete in CC (corrente continua).

L'Integrated Scheduling Process utilizza un modello matematico di ottimizzazione Deterministico o un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti con una funzione obiettivo (FO) che minimizza il costo complessivo secondo un approccio pay as bid. Il modello matematico dell'Integrated Scheduling Process è risolto utilizzando un algoritmo di soluzione esatto. Terna riporta nel Codice di Rete le informazioni relative al modello matematico. La RTN viene modellizzata secondo un modello di rete rilevante in CA (corrente alternata) per cui su MSD è privilegiato, laddove possibile, un modello di rete in CA e su MB sono ammessi modelli di rete in CA (corrente alternata), modelli di rete di tipo CCA (corrente continua approssimata) o modelli di rete in CC (corrente continua). Nel Codice di Rete è specificata la tipologia di modello utilizzato su MSD e su MB. L'approvvigionamento delle risorse avviene tramite partecipazione alle piattaforme di bilanciamento nel rispetto delle regole specifiche previste ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [30]. Terna ha il ruolo di formulare la domanda per l'approvvigionamento delle risorse di RR, mFRR e aFRR per la copertura del proprio fabbisogno a salire e scendere in MWh; condividere le offerte per l'erogazione di RR, mFRR e aFRR; attivare le risorse di RR, mFRR e aFRR sulla base degli esiti ricevuti dalle piattaforme di bilanciamento; e rendere disponibili alle piattaforme di bilanciamento le informazioni previste dai relativi implementation framework.

2.3.5 Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali e approvvigionamento

Per ciascun intervallo ISP t , Terna fornisce anche le quantità totali di energia richieste per ciascuna unità in incremento e in decremento su ciascuna piattaforma di bilanciamento, così come le quantità necessarie per il bilanciamento e il ridispacciamento. A ciascuna unità viene assegnato un programma di movimentazione dettagliato, che comprende le tempistiche e le modalità operative, consentendo una gestione precisa e coordinata delle risorse per il mantenimento dell'equilibrio. Terna provvede ad approvvigionare con procedure specifiche distinte dal mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento i seguenti servizi ancillari nazionali globali: FCR e riserva ultra-rapida di frequenza, e il servizio di modulazione straordinaria. Terna può altresì approvvigionare a termine, antecedentemente al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, la FRR, la RR e i servizi ancillari non relativi alla frequenza. A copertura delle perdite di energia attiva sostenute dalle UP, UC, UI e UE qualificate

per i servizi ancillari non relativi alla frequenza, Terna può prevedere altresì il versamento di corrispettivi forfettari. Terna può anche approvvigionare a termine antecedentemente al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento la FRR, la RR e i servizi ancillari non relativi alla frequenza. A copertura delle perdite di energia attiva sostenute dalle UP, UC, UI e UE qualificate per i servizi ancillari non relativi alla frequenza Terna può prevedere altresì il versamento di corrispettivi forfettari.

Capitolo 3

Caso di studio

L'accumulo energetico disponibile per la rete di trasmissione nazionale consente di eseguire il livellamento della curva di carico e di fornire potenza attiva e reattiva, analogamente a quanto avviene per i generatori convenzionali. I dati necessari per i calcoli di rete nei due software utilizzati sono organizzati in tre file distinti: DADIR, che contiene i dati statici della rete; DADIN, che include i dati dinamici relativi agli elementi di rete; e DAVA, che fornisce informazioni specifiche sullo scenario analizzato. Per integrare le batterie nella rete, sono stati definiti nuovi archivi DADIR, DADIN e DAVA dedicati specificamente alle caratteristiche e funzionalità degli accumulatori. Gli input per i calcoli di rete sono principalmente basati sui file DADIR e DAVA. Il file DADIR contiene le informazioni sugli elementi di rete modellati, comprendendo linee di trasmissione, trasformatori, gruppi di generazione termoelettrica e idroelettrica, convertitori e altri componenti critici. Il file DAVA, invece, fornisce i dati relativi allo stato operativo attuale del sistema, generati automaticamente ogni 15 minuti o su richiesta, in base alle esigenze operative.

La stima dello stato del sistema viene effettuata attraverso una tecnica di minimizzazione della somma dei quadrati dei residui normalizzati delle varie funzioni di stato, derivate dai dati di misura disponibili. Questo processo permette di ottenere un quadro preciso e costantemente aggiornato delle condizioni operative della rete, migliorando l'affidabilità e la capacità di risposta del sistema di trasmissione. Per lo sviluppo del caso studio sono stati impiegati due software di simulazione di rete: CRESO (Calcoli di Rete per l'Esercizio in Sicurezza e Ottimazione), utilizzato per l'analisi statica, e SICRE (Simulatore Comportamento Rete Elettrica), per l'analisi dinamica. CRESO consente di effettuare il calcolo del flusso di carico (Power Flow) e di condurre un'analisi della sicurezza statica della rete, utilizzando i dati presenti nei file DADIR e DADIN, che includono le specifiche delle diverse

batterie (ES, energy storage) integrate nella rete. A partire da uno scenario iniziale definito nel file DAVA, viene generato un nuovo scenario situazionale che riflette il comportamento desiderato del sistema, modificando le potenze assegnate alle diverse BESS. L'analisi della sicurezza statica in CRESO si basa su un processo iterativo di calcolo del flusso di potenza (power flow), che converge quando lo sbilanciamento di potenza al nodo di slack, o nodo di riferimento, è ridotto a zero. Questo criterio di convergenza garantisce che il sistema simulato raggiunga un equilibrio energetico stabile [40]. In CRESO, si parte da una rappresentazione dello stato iniziale del sistema t_0 , che serve come base per la simulazione dinamica. Alla modellazione della rete per questo caso studio vengono aggiunte una sbarra di interconnessione, i nodi PQ e tre batterie. E' stata effettuata una analisi statica a tempo infinito, in cui si è verificato lo stato di equilibrio stabile in assenza di perturbazioni.

È stato possibile effettuare un'analisi accurata delle condizioni operative della rete, evidenziando in particolare l'impatto dell'integrazione dei sistemi di accumulo energetico sul bilanciamento e sulla stabilità del sistema elettrico. La capacità di stabilizzare il flusso di potenza tramite le batterie per accumulo elettrochimico di energia consente una valutazione precisa della loro efficacia nel supportare la rete di trasmissione, assicurando una gestione più resiliente e flessibile delle risorse energetiche distribuite. In Figura 3.1 viene mostrata la visualizzazione sul software CRESO di una batteria in cui vengono specificati diversi parametri che sono stati modificati per le simulazioni del caso studio.

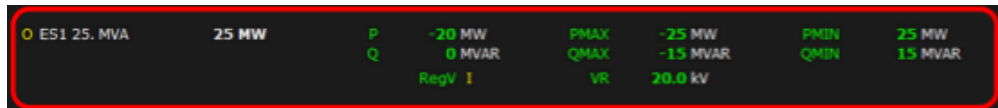


Figura 3.1: Visualizzazione su CRESO di una batteria da 25 MVA.

Il software SICRE è impiegato per condurre analisi a consuntivo e valutazioni di sicurezza dinamica in tempo reale, per il monitoraggio della stabilità e per l'accertamento della robustezza dei piani di esercizio della rete elettrica. Il software offre due modalità di modellizzazione; la Short Term Dynamics (STD) e la Long Term Dynamics (LTD) che si differenziano per complessità di modellizzazione e intervallo di integrazione temporale [40]. La modalità STD si avvale di modelli dettagliati che descrivono le dinamiche di rete in modo complesso, con un passo di integrazione di 20 millisecondi, e risulta quindi adatta per l'analisi delle dinamiche rapide. Questa modalità consente di simulare eventi transitori e di osservare il comportamento della rete in risposta a perturbazioni rapide. Al contrario, la modalità LTD impiega modelli semplificati, che non investigano le dinamiche veloci, adotta un passo di integrazione

di 500 secondi ed è quindi più appropriata per l'analisi delle dinamiche a lungo termine della rete. Il sistema elettrico, all'interno di SICRE è suddiviso sia in base ai componenti fisici come rete e carichi, sia in sottosistemi modulari costituiti da blocchi algebrici e differenziali interconnessi attraverso variabili specifiche. Durante le simulazioni vengono imposte diverse perturbazioni per testare la risposta del sistema, tra cui l'apertura di interruttori, il distacco e l'inserimento di gruppi di generazione, modifiche del carico e, in questo studio, simulazioni di cortocircuiti su linee o barre. Queste perturbazioni permettono di valutare la capacità della rete di mantenere la stabilità sotto condizioni di stress. Di seguito i modelli più rilevanti ai fini del caso di studio.

– Il modello PELT

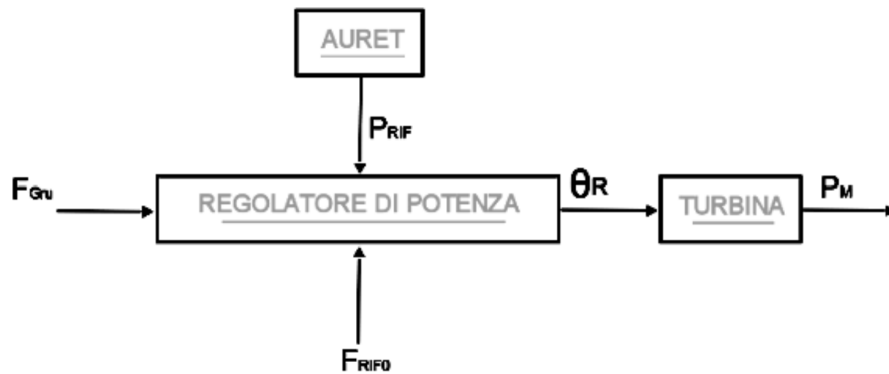


Figura 3.2: Modello PELT visualizzazione in SICRE.

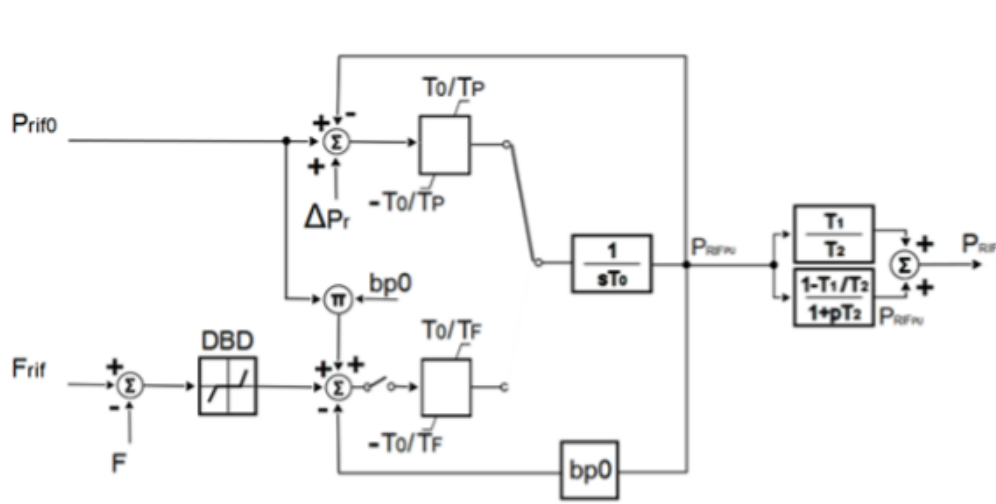


Figura 3.3: Blocco AURET in SICRE [40].

Nel modello PELT (Figura 3.2), viene rappresentato un generatore idroelettrico che include la simulazione del sistema di controllo della frequenza, strettamente collegato al controllo della velocità della turbina e, di conseguenza, al bilanciamento tra potenza generata e potenza richiesta. Il sistema di regolazione della potenza riceve in ingresso vari parametri critici che influenzano la produzione energetica. Il regolatore di potenza prende come input la potenza di riferimento, fornita dal sistema di controllo AURET (Figura 3.3). Questo sistema di controllo tiene conto sia delle variazioni di potenza sia delle oscillazioni di frequenza. Oltre alla potenza di riferimento, il regolatore riceve come input la frequenza della rete e la frequenza di riferimento standard, fissata a 50 Hz nel contesto italiano. Il segnale di controllo destinato alla turbina, indicato come θ_R , rappresenta il comando di regolazione della velocità di rotazione della turbina. Questo parametro svolge un ruolo cruciale nell'adattare la produzione di potenza meccanica del generatore alle variazioni della domanda e alle condizioni operative della rete. Il modello fornisce infine come output la potenza meccanica effettiva generata dalla turbina, e cioè il contributo energetico reale immesso in rete dal generatore idroelettrico. Questa struttura di modellizzazione consente di analizzare e ottimizzare la risposta dinamica del generatore in relazione alle fluttuazioni del carico e alla stabilità della frequenza della rete.

– Il modello del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è considerato come un sistema di iniezione che possiede la capacità di immissione e prelievo di potenza attiva, ma non di

regolazione di frequenza e velocità e come iniezione o prelievo di potenza reattiva come stabilizzante per la tensione [40]. Il sistema di accumulo è stato modellizzato attraverso la serie di una batteria, un convertitore controllato lato rete da due anelli PI che effettuano un controllo sulla potenza attiva e reattiva immessa o assorbita e un trasformatore. La batteria viene collegata al convertitore, al trasformatore e successivamente alla rete. La singola cella viene modellizzata da un circuito RC equivalente che ne descrive la dinamica (Figura 3.4).

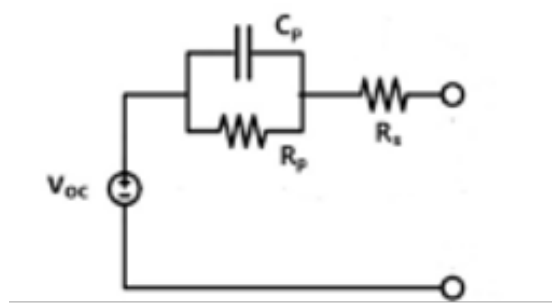


Figura 3.4: Schematizzazione batteria [40].

Dove V_{oc} è la tensione a circuito aperto della cella, che dipende dalla SOC . La modellizzazione del parallelo tra capacità e resistenza serve per descrivere le perdite accorse nella cella, mentre invece la resistenza R_s serve per considerare nel modello la dipendenza dalla temperatura calcolando R_s come somma di una parte costante ed una dipendente dalla temperatura.

La tensione e la corrente in uscita dalla cella vengono moltiplicate per considerare il numero di celle in serie e in parallelo costituenti il singolo modulo. Applicando la legge di Ohm si ricava la corrente della singola cella [41].

$$I_{ES,c} = \frac{(V_{OC} - V_c - V_{ES,c})}{R_t} \quad (3.1)$$

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{C_p} \left(I_{ES,c} - \frac{V_c}{R_p} \right) \quad (3.2)$$

$$I_{ES} = I_{ES,c} N_p \quad (3.3)$$

$$V_{ES} = v_{DC} V_{nom} = N_s V_{ES,c} \quad (3.4)$$

$$P_{ES} = V_{ES}I_{ES} \quad (3.5)$$

$$p_{ES} = P_{ES} \frac{N_{imp,eq}}{p_r} \quad (3.6)$$

dove V_{nom} e v_{DC} rappresentano la tensione nominale e la tensione in corrente continua del convertitore, da cui calcolare il livello di *SOC* analogo [41]:

$$SOC = SOC_{IN} - \frac{\int I_{ES,c} dt}{Q_c} \quad (3.7)$$

I moduli poi vengono combinati per formare la batteria che possiede una determinata potenza effettiva. Il convertitore successivamente trasforma la potenza effettiva in potenza reale che viene erogata.

$$P_{ES} - P_{re} = CV_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (3.8)$$

Il sistema riceve i valori di riferimento della potenza attiva e reattiva necessari per il controllo del convertitore, determinando così la corrente che il sistema di accumulo a batteria deve erogare in rete per soddisfare le richieste di potenza. Il convertitore, attraverso un controllore PI (proporzionale-integrale), converte le componenti di tensione e corrente nel riferimento rotante $d - q$ di Park, rappresentato nella figura come V_{red} e V_{redq} . In questa fase, il microprocessore di controllo del convertitore interviene per regolare le componenti lungo gli assi d e q . Queste componenti devono essere riportate in un sistema trifase rotante per l'iniezione in rete. Pertanto, il sistema passa dal riferimento $d - q$ a un sistema alfa-beta ($\alpha - \beta$) rotante intermedio, prima di effettuare la trasformazione finale in un sistema trifase. Questa catena di trasformazioni consente al BESS di operare in modo sincrono con la rete trifase, garantendo la corretta iniezione di potenza attiva e reattiva. L'approccio di controllo mediante spazi $d - q$ e ($\alpha - \beta$), con conversione finale a un sistema trifase, assicura una risposta precisa del sistema, riducendo le oscillazioni e migliorando la stabilità operativa del convertitore.

In SICRE la visualizzazione delle batterie è del tipo riportato in Figura 3.6, mentre il modello del sistema di accumulo è quanto rappresentato in Figura 3.5.

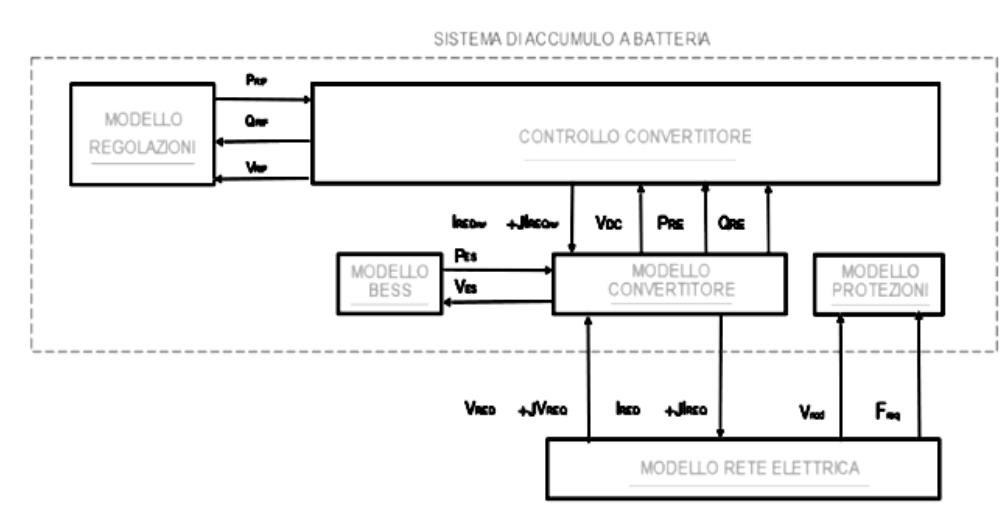


Figura 3.5: Modello BESS in SICRE.

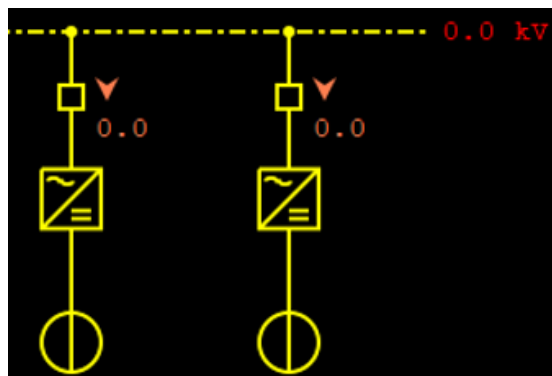


Figura 3.6: Visualizzazione batterie in SICRE.

È stata presa in considerazione la rete elettrica nazionale italiana per valutare l'impatto di un sistema di accumulo in una situazione critica. È stato simulato il guasto in una località poco magliata che richiede un'azione correttiva essenziale.



Figura 3.7: Zone della rete di trasmissione.

La zona A in particolare è quella in cui giace la linea che subisce il cortocircuito trifase. Il cortocircuito trifase è quella tipologia di guasto in cui le tre fasi di una linea, in questo caso ad alta tensione, entrano in contatto tra loro o con la terra in modo anomalo. Questa situazione si può presentare per diverse motivazioni, come eventi atmosferici, comunemente, dei difetti nelle protezioni, e altri. Questo studio non si concentra su queste motivazioni, quanto sull'effetto che l'evento ha sulla rete. La porzione di rete del Centro-Sud, in cui sono evidenziate le zona A e zona B (Figura 3.7) presenta una struttura scarsamente magliata caratterizzata da una limitata presenza di interconnessioni e percorsi alternativi. Di conseguenza, in questa area non si verifica una redistribuzione efficace dei flussi di energia. Pertanto, un guasto in zona A ha un impatto diretto sulla zona B e determina un sovraccarico su quest'ultima. In tale scenario, è necessario implementare azioni correttive per prevenire la propagazione del blackout nelle aree adiacenti, non direttamente coinvolte dal

cortocircuito, assicurando così la stabilità e la continuità del servizio nelle altre zone della rete. L'analisi dell'impatto di tale evento sulla rete è stata condotta considerando quattro nodi rappresentativi, selezionati in modo strategico e distribuiti geograficamente per valutare l'estensione delle perturbazioni. Sono stati scelti tre nodi situati nelle immediate vicinanze del punto di guasto e un nodo localizzato in Sicilia, al fine di analizzare l'effetto della propagazione del guasto verso il Sud del sistema elettrico. Questo approccio metodologico consente di ottenere una panoramica sull'entità dell'instabilità indotta dal guasto e di individuare le azioni correttive necessarie per preservare la stabilità operativa della rete elettrica. La Figura 3.8 mostra il posizionamento dei nodi della rete in cui sono localizzati gli impianti coinvolti nella simulazione.



Figura 3.8: Nodi di posizionamento degli impianti.

In Figura 3.9 vi è la tensione in kV nell'asse delle ordinate, e il tempo in s quello delle ascisse, e viene evidenziato l'andamento della tensione in presenza

del guasto. È evidente quanto questo fenomeno non sia gestito dalla rete in assenza di apposite azioni correttive. In particolare, ad un secondo si ha un primo crollo di tensione che indica appunto l'avvenuto corto-circuito. Il sistema tende poi a stabilizzarsi e nell'intorno di $t = 2$, si ha una drastica caduta di tensione. È evidente anche quanto al nodo 2 (Figura 3.8) la caduta di tensione sia meno marcata e arrivi con un certo ritardo rispetto agli altri nodi.

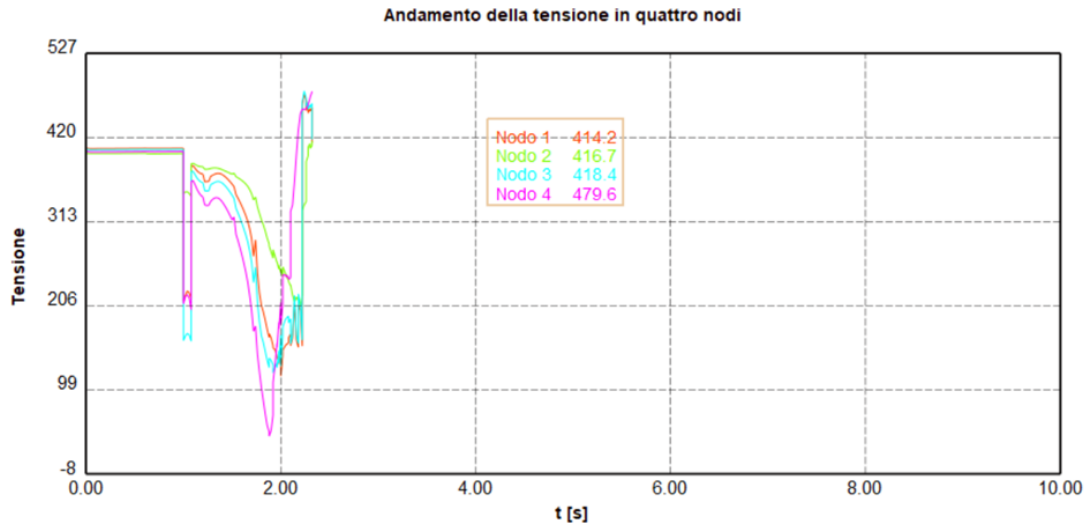


Figura 3.9: Tensione ai nodi con guasto.

La prima soluzione proposta a questo evento è stata il coinvolgimento di una centrale idroelettrica, da circa 300 MVA che fornisca potenza e stabilizzi il sistema, situata in corrispondenza al nodo 4 (Figura 3.8).

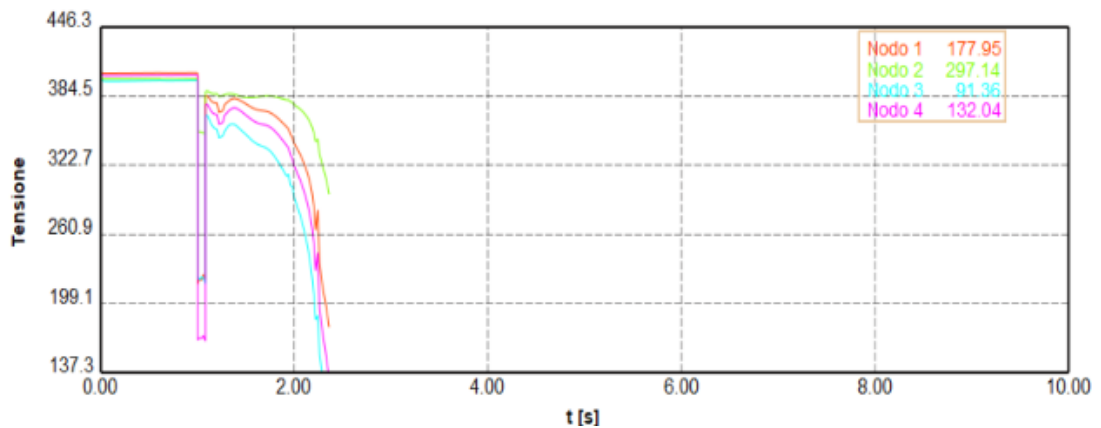


Figura 3.10: Tensione ai nodi, guasto e intervento idroelettrico.

Tuttavia, l'andamento delle tensioni è risultato nuovamente critico come si vede in Figura 3.10. Nonostante l'intervento della centrale il sistema non è riuscito a mantenere una stabilità duratura. A questo punto, è stata implementata una riduzione della generazione eolica per un totale di 300 MVA, nelle immediate vicinanze del nodo 4. Tale misura ha permesso di diminuire la variabilità indotta dalla potenza eolica, facilitando una gestione più efficace dei flussi di potenza. Così facendo è stata ridotta la variabilità indotta della potenza eolica ed è stata possibile una gestione migliore dei flussi da parte della rete (Figura 3.11).

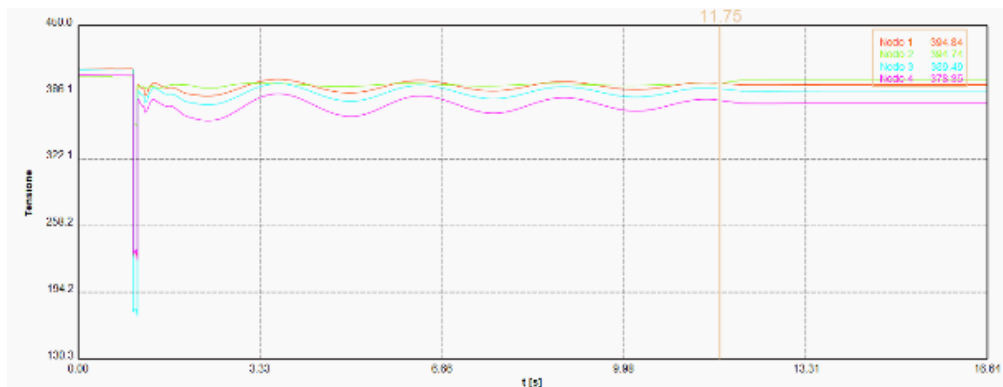


Figura 3.11: Tensione ai nodi, guasto, intervento idroelettrico e riduzione eolico.

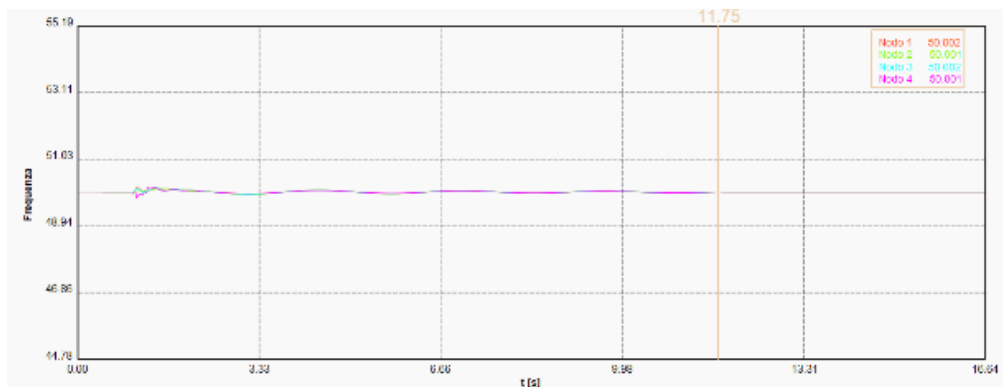


Figura 3.12: Frequenza ai nodi, guasto, intervento idroelettrico e riduzione eolico.

L'integrazione di un taglio eolico di circa 300 MVA in combinazione con una centrale idroelettrica fornisce una nuova situazione di stabilità che si evince in Figura 3.12 e anche in Figura 3.11. Vengono smorzate le creste di minimi di tensione e stabilizzata la frequenza. E' stato sostituito il generatore

tradizionale con un sistema di accumulo energetico a batteria, modellato appositamente nelle vicinanze rispetto al generatore idroelettrico, in posizione nodo 1 (Figura 3.8), a sostegno di quel versante di rete che risente del corto circuito localizzato in zona A. Anche in questa situazione viene mantenuta la riduzione di eolico. L'obiettivo è stato comprendere se e come, un guasto di questa entità, sarebbe stato bilanciato dalla connessione di un sistema di accumulo.

I tentativi sono stati diversi, sia per ciò che concerne la taglia della batteria, nell'intorno dei 300 MVA del generatore tradizionale, sia per quanto riguarda la potenza di riferimento della stessa. Attraverso i vari tentativi si è scelto un sistema di accumulo composto da tre batterie da 125 MVA. In questo caso il sistema di accumulo non è direttamente coinvolto nella regolazione primaria (cioè nella regolazione della frequenza della rete in tempo reale). L'accumulo ha un ruolo di supporto, viene collegato alla rete e da' un contributo significativo alla stabilità inseguendo, attraverso il regolatore interno, il setpoint di potenza impostato, che tende a compensare immediatamente variazioni di potenza dalla rete. In particolare, il sistema di accumulo, composto da tre batterie con una potenza nominale di 125 MVA ciascuna, è impostato per erogare una potenza di riferimento equivalente alla somma delle capacità delle batterie, pari a 375 MVA complessivi. Questo assetto consente all'accumulo di intervenire attivamente e immediatamente per compensare le oscillazioni di tensione e stabilizzare la rete. Il risultato di questa configurazione è una risposta in tensione, in cui il sistema di accumulo assorbe o fornisce potenza a seconda delle esigenze della rete, mitigando efficacemente gli effetti del cortocircuito.

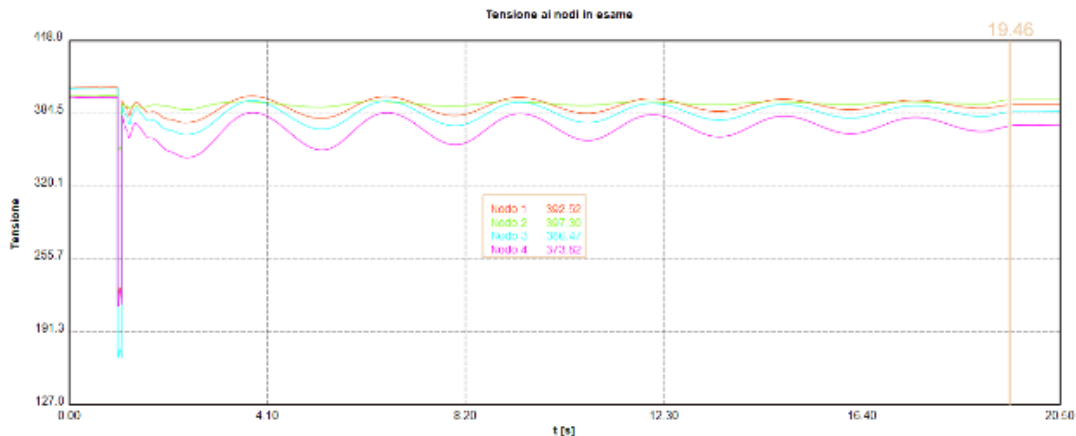


Figura 3.13: Tensione ai nodi, guasto, intervento accumulo e riduzione eolico.

Confrontando i grafici in Figura 3.13 e Figura 3.11, si evince quanto sia più

rapida la stabilizzazione in quest'ultima. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di accumulo in questa simulazione non compie regolazione primaria della frequenza, per cui non risponde automaticamente alle variazioni della frequenza di rete e quindi non riesce a compensare immediatamente le fluttuazioni di frequenza.

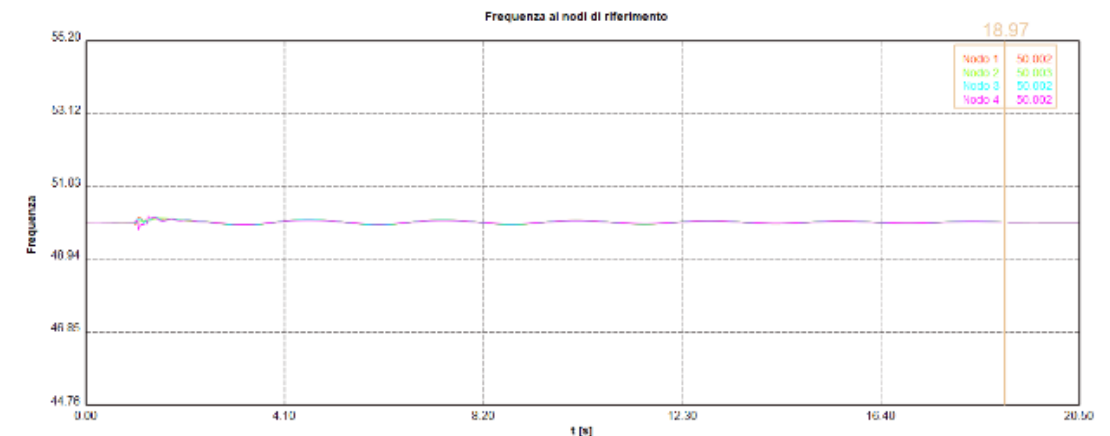


Figura 3.14: Frequenza ai nodi, guasto, intervento accumulo, e riduzione eolico.

La frequenza, seppur lentamente viene stabilizzata (Figura 3.15).

Il generatore idroelettrico fornisce inoltre inerzia meccanica al sistema, garantendo una prima opposizione alla variazione di frequenza, che ne smorza le oscillazioni. Il sistema con accumulo risente di oscillazioni parecchio più ampie. Per valutare il comportamento delle batterie sono state fatte diverse prove variando la potenza di riferimento, in un range da 85MW, a 120MW, anche le costanti di regolazione del controllo PI della batteria. Per queste sono state stabilite tre coppie (K_p, K_i) . In particolare aumentare la costante proporzionale del controllo PI rende la risposta del sistema più rapida e aggressiva, mentre un valore troppo alto può portare a instabilità o oscillazioni. L'aumento della costante integrale garantisce una buona correzione degli errori residui, ma comporta il rischio di sovraelongazione, e cioè di superare il setpoint. Al contrario un K_i basso non garantisce un'ottima correzione degli errori ma permette di evitare grandi scostamenti. La ricerca della coppia di parametri migliori porta ad una maggior rapidità di raggiungimento dell'equilibrio da parte del sistema. Una coppia (K_p, K_i) è considerata ottimale se contemporaneamente fa sì che sia minimizzato il nadir di frequenza, ovvero il punto più basso di oscillazione della frequenza post guasto e minimizzato il tempo di stabilizzazione del sistema. I risultati delle simulazioni sono rappresentati nel grafico seguente in cui, sull'asse delle ascisse figura l'inverso del nadir di frequenza, mentre su quello delle ordinate il tempo di raggiungimento della stabilità. Il parametro $Prif$ rappresenta un valore fondamentale nel controllo della frequenza, modificare $Prif$ consente di migliorare la velocità con cui il sistema torna in condizioni pre guasto. Sono stati confrontate le performance osservate in condizioni operative reali. L'ottimizzazione del setpoint $Prif$ ha

portato una riduzione del tempo di ripristino, e una minore ampiezza delle oscillazioni di frequenza.

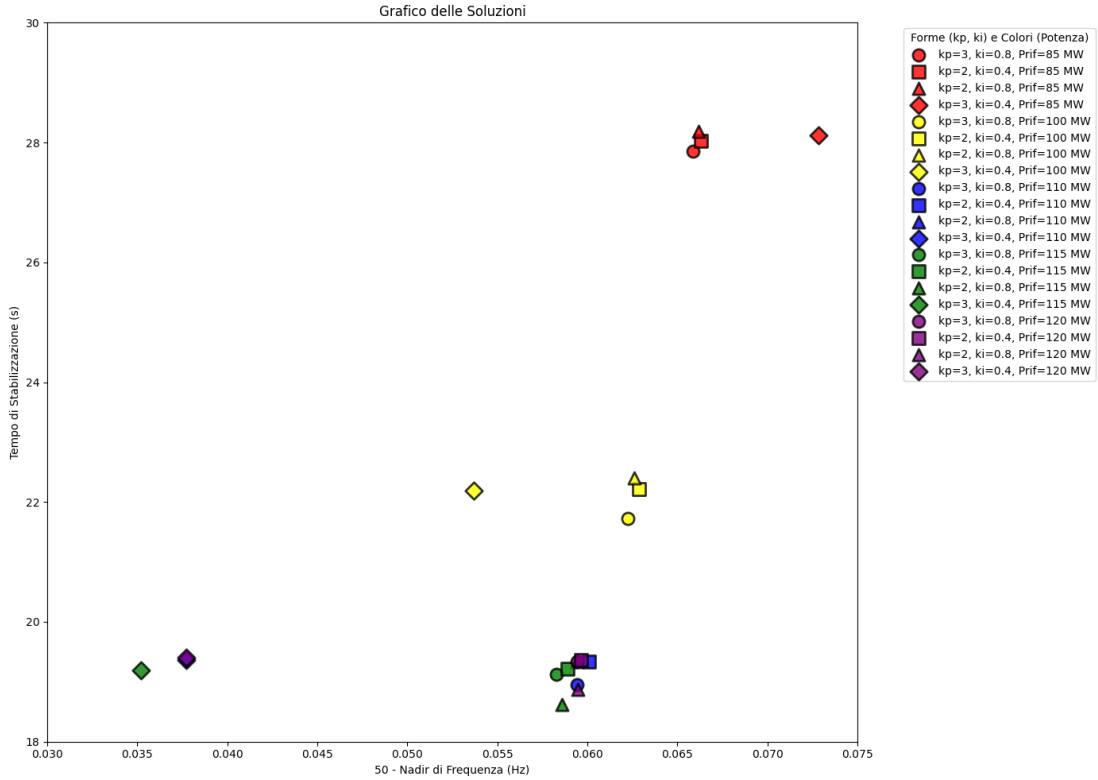


Figura 3.15: Risultati delle simulazioni.

Ogni punto del grafico in Figura 3.15 rappresenta una specifica configurazione del controllo PI della batteria e una diversa potenza di riferimento. Si osserva che le configurazioni che raggiungono un nadir più alto tendono ad avere un tempo di stabilizzazione più basso. Quindi l'accumulo che risponde più energicamente alle variazioni di frequenza contiene le oscillazioni iniziali portando prima alla stabilità. Tra questi risultati vengono evidenziati quei punti non dominati in ogni gruppo caratterizzato dalla coppia (K_p, K_i) . Un elemento non dominato è costituito da un punto avente uguale frequenza o superiore rispetto agli altri e tempo uguale o superiore rispetto agli altri.

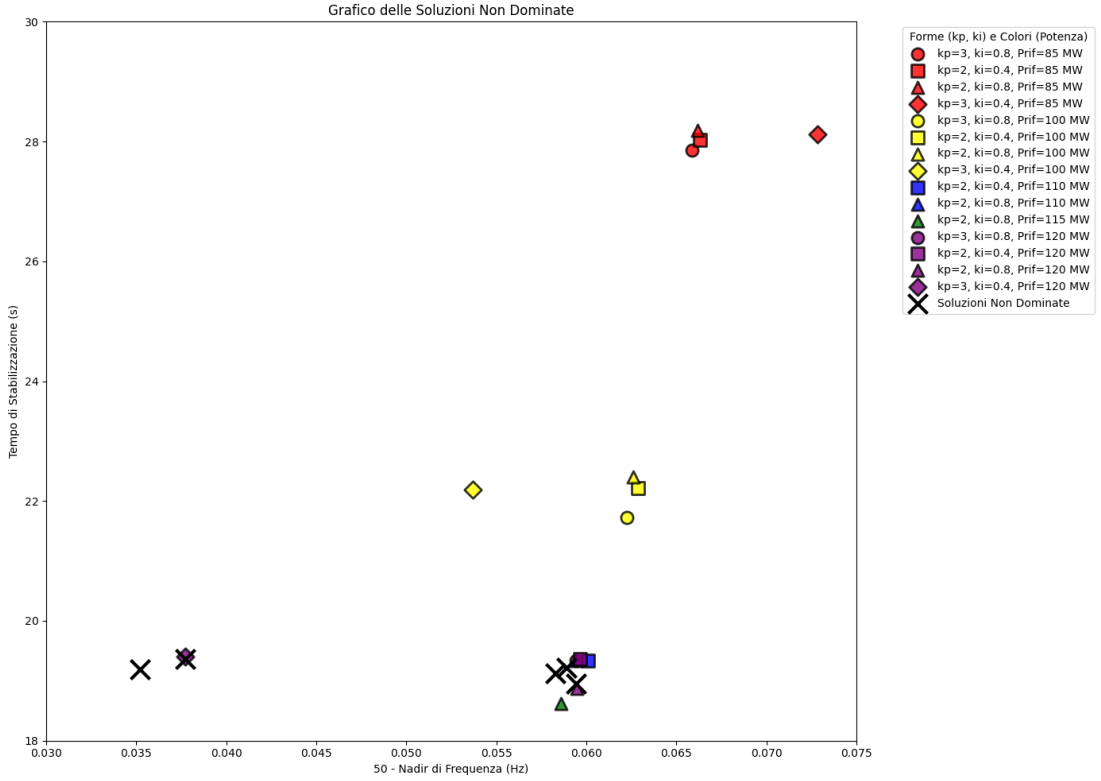


Figura 3.16: Punti non dominati evidenziati.

In questo caso studio la funzione di ottimizzazione multiobiettivo è descritta dalla seguente espressione matematica [42]:

$$\min_{x \in \mathfrak{S}} F(x) = \min_{x \in \mathfrak{S}} [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)]$$

Dove \mathfrak{S} rappresenta un set di punti di soluzione. Nel caso specifico gli obiettivi concorrenti sono la minimizzazione della sottrazione tra la frequenza nominale e il nadir di frequenza osservato e la minimizzazione del tempo di stabilizzazione. Ai problemi di ottimizzazione multi-obiettivo si applica il concetto di Fronte di Pareto, che rappresenta tutti i punti Pareto-efficienti e ovvero quelle soluzioni x^* per cui

$$f_i(x) \leq f_i(x^*)$$

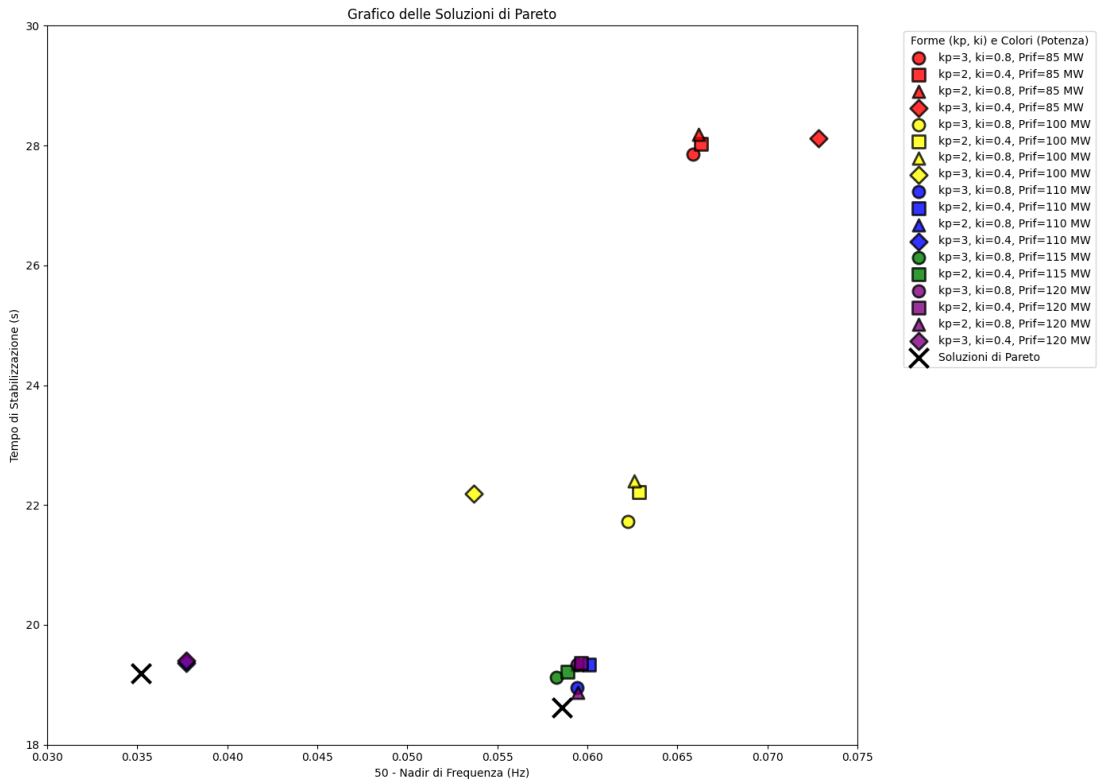


Figura 3.17: Fronte di Pareto evidenziato.

Nel Fronte di Pareto evidenziato in Figura 3.17, ciascun punto rappresenta un compromesso ottimale in cui non è possibile migliorare uno dei due obiettivi senza compromettere l'altro. Ogni punto sul fronte di Pareto costituisce quindi una soluzione efficiente e una possibile scelta in base alle preferenze specifiche. Entrambe le soluzioni di Pareto coinvolgono due casi in cui la potenza di riferimento della batteria è di 115 MW, non la massima disponibile. Successivamente, viene introdotto un criterio di selezione spannometrico di uno dei punti appartenenti al fronte di Pareto, basato sulla distanza euclidea di ciascun punto da un punto ideale. Questo punto ideale è definito come la configurazione ipotetica con minimo tempo di stabilizzazione e minimo nadir di frequenza. La soluzione ottimale viene quindi individuata selezionando il punto del fronte di Pareto che minimizza la distanza euclidea rispetto a tale punto ideale, garantendo così un equilibrio tra i due obiettivi in base alla vicinanza alla soluzione ideale teorica.

Punto	50 - Nadir di Frequenza	Tempo di Stabilizzazione (s)	$(K_p; K_i)$
A	0,05859	18,62	(2; 0,8)
B	0,0352	19,19	(3; 0,4)

Tabella 3.1: Tabella descrittiva dei punti appartenenti al Fronte di Pareto

$$d(A) = \sqrt{((50-\text{Nadir}(A)) - \min(50-\text{Nadir}))^2 + (\text{Tempo}(A) - \min(\text{Tempo}))^2}$$

$$d(B) = \sqrt{((50-\text{Nadir}(B)) - \min(50-\text{Nadir}))^2 + (\text{Tempo}(B) - \min(\text{Tempo}))^2}$$

Il punto A risulta quello con la minore distanza Euclidea dal punto ideale. E' stata utilizzata come metodologia alternativa la tecnica Topsis. Il metodo Topsis è un metodo efficace nella scelta multi-criterio, perchè combina le informazioni dei vari criteri in un unico indice con cui si determina la migliore alternativa. Questo metodo evidenzia una soluzione ideale positiva, ed una negativa. Il primo passo per il calcolo della soluzione migliore è la normalizzazione della matrice dei criteri, nel caso in esame comprendenti tempo di stabilizzazione, (50-nadir di frequenza) e potenza di riferimento. In particolare devono essere minimizzate (50 - nadir di frequenza) e il tempo di stabilizzazione e massimizzata la quantità $1/P_{rif}$. La matrice normalizzata (R) è calcolata con la formula:

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}$$

– **Soluzione Ideale Positiva (A^+):**

$$A^+ = (\min(r_{1j}); \min(r_{2j}); \max(r_{3j})) = (0,40458; 0,40844; 0,56599)$$

– **Soluzione Ideale Negativa (A^-):**

$$A^- = (\max(r_{1j}); \max(r_{2j}); \min(r_{3j})) = (0,45719; 0,60018; 0,40097)$$

Una volta trovate la Soluzione ideale Positiva, e quella Negativa, vengono calcolate le distanze euclidee dagli altri punti alle soluzioni ideali. Infine viene calcolato un punteggio di performance che indica la soluzione migliore. Il punteggio (C_i) è calcolato con [43]:

$$C_i = \frac{S_i^-}{S_i^+ + S_i^-}$$

$$S_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (r_{ij} - A_j^+)^2}$$

$$S_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (r_{ij} - A_j^-)^2}$$

L'alternativa con il punteggio più alto è quella migliore.

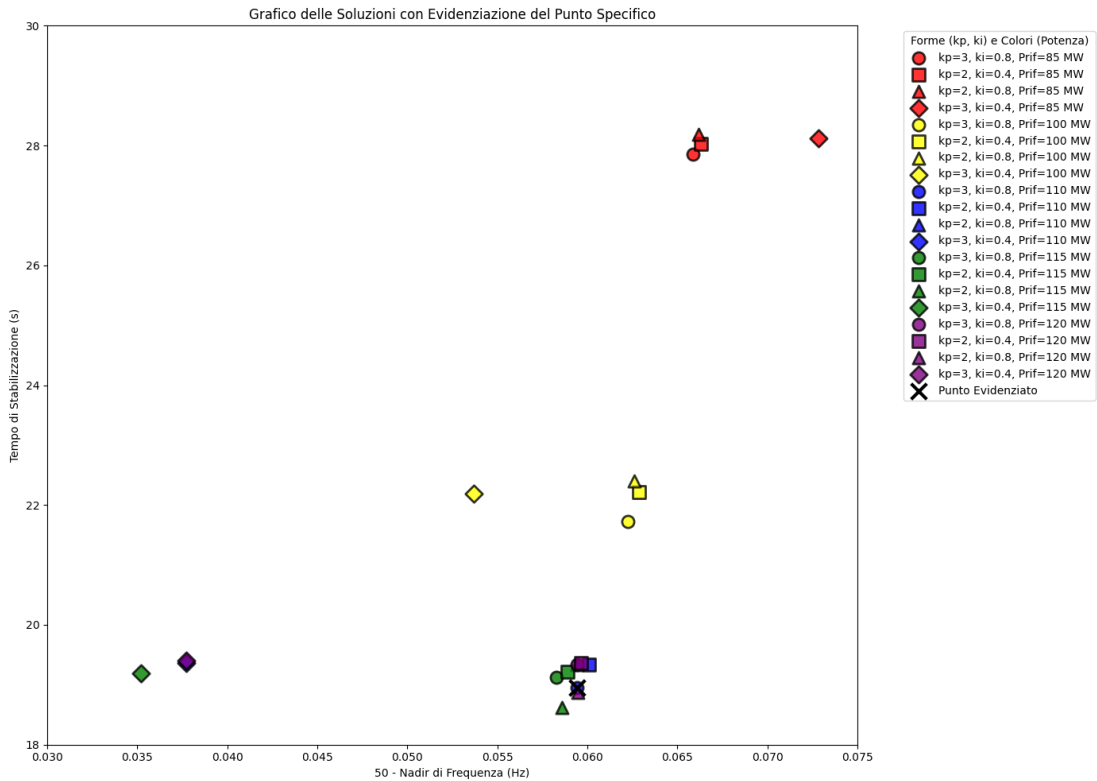


Figura 3.18: Soluzione Topsis evidenziata.

I risultati evidenziano che un sistema di accumulo a batteria (BESS) da 375 MVA è in grado di migliorare in modo significativo la stabilità di tensione e frequenza della rete anche in presenza di guasto, pur non facendo regolazione primaria. La configurazione ottimale individuata prevede un guadagno proporzionale $K_p = 3$ ed integrale $K_i = 0,8$ con una potenza di riferimento di 110 MW.

Capitolo 4

IL MERCATO DELLE BATTERIE AGLI IONI DI LITIO

I sistemi di accumulo elettrochimico trovano applicazione in diversi settori, dalle tecnologie di consumo elettronico al trasporto, dalle apparecchiature medicali agli impieghi militari e aerospaziali, fino all'accumulo energetico stazionario, spesso integrato con impianti di energia rinnovabile [44]. La scelta del tipo di cella e la capacità della batteria dipende strettamente dalle esigenze specifiche di ciascun settore, sia in termini di durata che di densità energetica. Le applicazioni strategiche più rilevanti sono quelle legate alla mobilità sostenibile e allo storage stazionario. Le batterie svolgono un ruolo cruciale nella transizione energetica, riducendo la dipendenza dal petrolio nel settore dei trasporti e sostenendo la stabilità della rete elettrica attraverso sistemi di accumulo integrati con impianti rinnovabili. Queste batterie, che offrono supporto alla trasmissione e alla generazione, sono centrali per aumentare l'efficienza e la resilienza del sistema energetico. Attualmente, la tecnologia a ioni di litio è la soluzione dominante per applicazioni sia mobili che stazionarie, grazie alla sua elevata densità energetica e alla capacità di cicli di ricarica prolungati. Questo studio, quindi, si concentra sulle batterie a ioni di litio, analizzando i meccanismi e le dinamiche di mercato che guidano il settore. Con l'accelerazione globale della transizione verso fonti rinnovabili e verso tecnologie a basse emissioni, il valore del mercato delle batterie è destinato a crescere esponenzialmente, trainato in particolare dai segmenti della mobilità elettrica e dell'accumulo stazionario. Vengono analizzate le posizioni di tre grandi potenze globali, Cina, Stati Uniti ed Europa. La sicurezza energetica

cinese è stata storicamente inquadrata attraverso l'obiettivo dell'autosufficienza. Tuttavia, la rapida crescita del consumo energetico ha superato la produzione interna, rendendo l'autosufficienza irrealizzabile senza importazioni. Nel 2019, la Cina dipendeva dalle importazioni per il 72,5% del petrolio e il 40,6% del gas naturale. Per affrontare le minacce esterne, come interruzioni delle forniture o sanzioni, Pechino ha diversificato le rotte di approvvigionamento, aumentato le riserve strategiche e nazionalizzato parti della catena di importazione. Internamente, la cattiva gestione del sistema energetico rappresenta una sfida più frequente, come dimostrato dalla crisi energetica del 2021 [45]. Gli Stati Uniti dispongono di abbondanti risorse energetiche e storicamente sono stati esportatori. Dopo la Seconda Guerra Mondiale, l'aumento del consumo di petrolio per il trasporto privato ha portato il paese a diventare un importatore di energia. Negli anni '70, lo shock petrolifero ha spinto il governo a focalizzarsi sulla stabilità dei prezzi come priorità per la sicurezza energetica. L'indipendenza energetica non è mai stata vista come un obiettivo realistico o desiderabile, preferendo invece il libero commercio per garantire prezzi accessibili e la possibilità di importare ed esportare energia. L'UE ha una lunga storia di dipendenza dalle importazioni energetiche a causa della mancanza di risorse petrolifere e di gas interne. Questa vulnerabilità è emersa chiaramente durante lo shock petrolifero del 1973 e si è aggravata con le interruzioni delle forniture di gas dalla Russia negli anni 2000 e l'annessione della Crimea nel 2014, nonché di recente con la guerra Russia-Ucraina [45]. La decarbonizzazione, con l'adozione di energie rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica, è vista come la soluzione ideale per garantire sia la sicurezza energetica che la lotta al cambiamento climatico. Le batterie, in particolare, sono cruciali per integrare le rinnovabili e decarbonizzare i trasporti, un settore che rappresenta oltre il 21% delle emissioni dell'UE e che continua a crescere [45].

4.1 Applicazioni in mobilità

Nel 2023, il mercato globale dei veicoli elettrici ha registrato una crescita significativa nei volumi di vendita, trainata principalmente dal segmento dei veicoli leggeri [46]. La Cina si è consolidata come leader del settore, rappresentando circa la metà delle vendite globali di batterie per veicoli elettrici, seguita da Europa e Stati Uniti, che insieme costituiscono circa un terzo delle vendite mondiali. Questa predominanza della Cina si attribuisce, tra l'altro, alla tendenza delle case automobilistiche cinesi a produrre modelli compatti e accessibili, destinati a un mercato più ampio e variegato di consumatori, rispetto a quanto avviene in Europa e negli Stati Uniti [47]. L'analisi delle applicazioni per la mobilità offre una panoramica utile per comprendere la struttura e la capacità produttiva del settore delle batterie, poiché riflette non solo la domanda di batterie nei veicoli elettrici, ma anche la disponibilità di impianti di produzione avanzati. I principali produttori di batterie per applicazioni di accumulo stazionario e mobilità sono infatti aziende cinesi come Contemporary Amperex Technology Co. Ltd (CATL) e BYD [21], che hanno beneficiato di politiche di incentivazione del governo cinese, tra cui concessioni finanziarie a lungo termine, che hanno permesso loro di espandere la capacità produttiva e sfruttare le economie di scala. Questo sostegno ha contribuito a creare economie di scala che consolidano ulteriormente la posizione competitiva delle aziende cinesi a livello globale [45]. Di recente l'adozione dell'*Inflation Reduction Act* [48] negli Stati Uniti ha previsto incentivi finanziari per sostenere la produzione locale di batterie, cercando di ridurre la dipendenza dall'importazione e aumentare l'autosufficienza produttiva. Analogamente, l'Unione Europea ha avviato iniziative per favorire la produzione interna di batterie, come dimostra la costruzione di impianti produttivi in Germania, volti a soddisfare la crescente domanda di batterie per veicoli elettrici nel continente. Anche l'India ha intrapreso politiche di incentivazione attraverso sussidi e normative favorevoli per stimolare la produzione domestica di batterie, cercando di sviluppare un ecosistema di produzione interno in linea con gli obiettivi di sostenibilità e indipendenza energetica. In sintesi, la crescita del settore dei veicoli elettrici e la presenza dominante della Cina nel mercato delle batterie riflettono una competizione globale che coinvolge politiche di incentivo su larga scala e un impegno crescente verso l'autonomia energetica. Il rafforzamento della capacità produttiva attraverso economie di scala e innovazione tecnologica rappresenta un fattore determinante per i futuri sviluppi del settore. I governi a livello globale stanno attuando politiche di incentivazione per promuovere l'adozione delle energie rinnovabili e, di conseguenza, dei sistemi di accumulo energetico su scala di rete. Tali misure includono sovvenzioni, riforme normative e nuovi obiettivi strategici, volti a

superare le barriere di accesso a questi mercati emergenti. Le applicazioni dei sistemi di accumulo sono molteplici e diversificate; è stato stimato che la maggior parte della capacità installata sarà destinata principalmente a servizi di energy shifting e a servizi ausiliari, fondamentali per il bilanciamento e la stabilità della rete [49]. Globalmente l'aumento è stato prevalente in Cina, Stati Uniti ed Unione Europea, riferendosi alle applicazioni di grandi dimensioni collegate direttamente alla rete di trasmissione o distribuzione. In Cina è stato introdotto un primo obiettivo di capacità installata già nel 2020 [50], nel 2023 l'aumento di applicazioni di accumulo per applicazioni in potenza è stato di circa 20 GW. Negli Stati Uniti l'*Inflation Reduction Act* riconosce un credito di imposta federale per i progetti riguardante nuovi accumuli, solo nel 2023 l'installazione di accumuli ha raggiunto circa 12 MW incentivato dall'ingresso dei sistemi di stoccaggio nel mercato dei servizi ausiliari. In Unione Europea l'aumento di capacità installata è stato di quasi 6 GW nel 2023, anche se in questo caso la maggior parte della capacità installata è di tipo *behind the meters*, perché derivante da incentivi rispetto agli accumuli associati ad impianti fotovoltaici. In India viene rimborsato circa il 40% del costo del capitale riguardante i progetti di stoccaggio. In Australia sono stati impiantati nuovi accumuli per 1,3 GW [17]. In India con il Quadro Nazionale per la promozione di sistemi di stoccaggio di energia, è stato imposto ai progetti di rinnovabili di installare accumuli per almeno il 5% della capacità con fino a 12 anni di esenzione dalle tariffe di trasmissione interstatali con un finanziamento di fino al 40% del costo di tali sistemi [51]. Gli Stati membri dell'UE mirano a raggiungere un obiettivo di circa 45 GW di capacità di stoccaggio entro il 2030 attraverso i piani nazionali per energia e clima [51]. L'Italia e la Grecia hanno istituito remunerazioni a lungo termine per garantire la profittabilità di progetti di stoccaggio. Ancora il Giappone ha posto l'obiettivo di 24 GWh di batterie installate dietro il contatore. L'Australia continua ad aumentare gli accantonamenti per sostenere progetti di installazione di batterie. In Corea è stato fissato un obiettivo di 26 GW di stoccaggio entro il 2036. Secondo le previsioni effettuate da Bloomberg, questa tendenza all'accumulo crescerà ancora fino al 2030 [52].

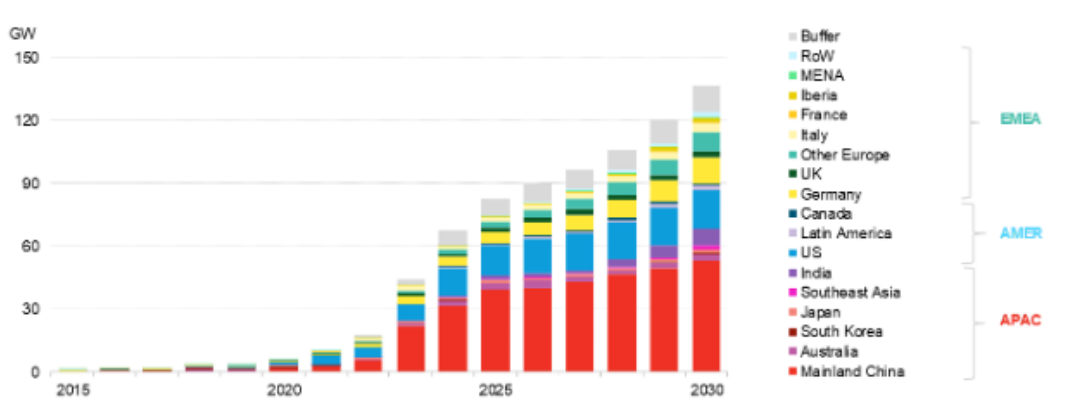


Figura 4.1: Aumento della capacità di stoccaggio installata effettiva e prevista. [21]

Per lo sviluppo di sistemi di stoccaggio energetico per applicazioni stazionarie, il ruolo delle aziende elettriche è cruciale, poiché sono centrali nella pianificazione, nell'installazione e nell'integrazione di questi nuovi asset all'interno della rete elettrica. Queste aziende determinano in gran parte l'efficacia dell'accumulo energetico stazionario, poiché gestiscono l'interazione tra la produzione energetica da fonti rinnovabili e le esigenze di stabilità della rete, ottimizzando l'uso delle risorse di stoccaggio per rispondere alle fluttuazioni della domanda e alle caratteristiche non programmabili delle rinnovabili. In Cina i principali attori rimangono i produttori di lunga data di tecnologie di accumulo energetico, che beneficiano di una sovrapposizione strategica tra il settore delle batterie per veicoli elettrici e quello dell'accumulo di grandi dimensioni per applicazioni stazionarie. Sebbene le specifiche tecniche e i requisiti di capacità differiscano, la chimica delle batterie – prevalentemente basata su celle agli ioni di litio – rimane simile in entrambi i settori, permettendo una sinergia produttiva che favorisce economie di scala. Tale configurazione consente ai principali produttori cinesi, come CATL e BYD, di applicare le competenze tecnologiche e l'infrastruttura produttiva del settore automotive anche allo stoccaggio di rete, con un incremento dell'efficienza produttiva e un consolidamento della loro posizione competitiva [49]. Questa struttura produttiva integrata permette una flessibilità operativa che risulta particolarmente vantaggiosa nel mercato in rapida espansione dello stoccaggio energetico, il quale richiede un aumento di capacità per supportare la crescente penetrazione delle rinnovabili e migliorare la resilienza della rete. La capacità di adattare le tecnologie di base consente quindi a questi attori di rispondere in modo agile alla domanda crescente di sistemi di accumulo su scala industriale e alle applicazioni legate alla stabilizzazione della rete.

4.2 Catena di produzione

La catena di approvvigionamento delle batterie agli ioni di litio si basa sull'accesso e la lavorazione delle materie prime essenziali per la produzione delle celle, oppure sull'acquisizione di celle già assemblate [44]. Le batterie agli ioni di litio con chimica litio-ferro-fosfato (LFP) impiegano un catodo costituito da litio ferro fosfato e un anodo a base di grafene o grafite, con elettroliti a base di solventi organici. Le batterie nichel-manganese-cobalto (NMC), invece, utilizzano un catodo composto da una lega di nichel, manganese e cobalto, mentre all'anodo troviamo materiali a base di grafite o grafene, tutti componenti a base carbonio. Nonostante i progressi tecnologici e le economie di scala abbiano contribuito a una riduzione dei costi di produzione, i costi delle materie prime rimangono predominanti nella struttura economica della filiera delle batterie agli ioni di litio. La crescente domanda di materiali critici, come il litio, il nichel e il cobalto, unita alla volatilità della loro disponibilità sul mercato globale, può comportare un aumento dei costi complessivi. Questa dinamica è accentuata dalla competizione internazionale per l'accesso alle risorse, che porta non solo a una riduzione delle scorte, ma anche a un'impennata dei prezzi delle materie prime strategiche [53], [44]. In questo contesto, la stabilità della catena di approvvigionamento delle batterie risulta particolarmente vulnerabile alle fluttuazioni di mercato e alla disposizione geografica delle risorse. L'evoluzione dei costi e delle tecnologie di produzione determinerà il grado di accessibilità e la sostenibilità a lungo termine delle batterie agli ioni di litio, rendendo necessarie politiche di diversificazione e innovazione nelle strategie di approvvigionamento delle materie prime.

4.2.1 Approvvigionamento e raffinazione materie prime

Il litio ha avuto il maggior aumento di domanda dovuto alla transizione energetica; tuttavia, la sua presenza sul suolo è concentrata in pochi paesi [53]. Viene estratto in due modi differenti, dalla salamoia, presente per lo più in sud America e in Cina occidentale, o dallo speudomene, presente in Australia. La Bolivia il Cile e l'Argentina, definiti "triangolo del litio" detengono una parte ingente di litio stimato presente sulla Terra, e sono quindi centro di interesse per Cina, Stati Uniti ed Europa [54], [55]. La Cina, prevedendo l'ingente aumento di domanda di litio per la produzione di accumulo, ha investito moltissimo nel settore minerario sia a livello nazionale che internazionale, ad esempio l'azienda cinese Contemporary Amperex Technology (CATL), ha acquisito più di una società mineraria attraverso vari accordi, come la Millennial Lithium, che opera principalmente in Bolivia, o ancora la AVZ

Minerals, che opera in Congo [56], o ancora possiede più della metà degli asset di litio in Africa, ed ha anche intensificato l'attività mineraria interna. L'Australia è un paese dominante per quanto concerne la presenza di questo minerale nel suolo, ma risulta dipendente dalla Cina per la sua raffinazione, anche se è attualmente in corso l'aumento di capacità da parte di due raffinerie australiane per la produzione di idrossido di litio [57].

Riserve globali di litio per paese

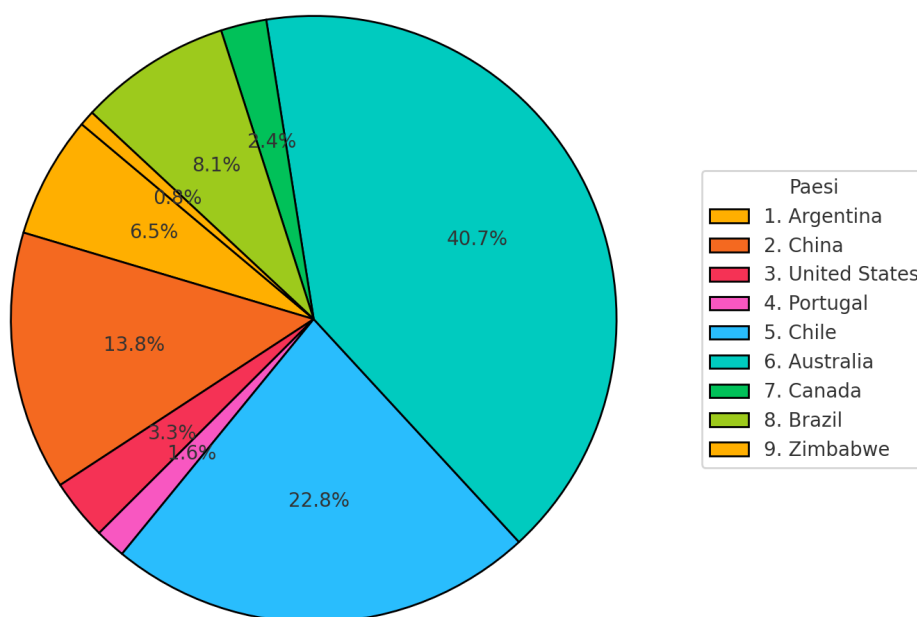


Figura 4.2: Distribuzione delle riserve di litio.
[58]

Nonostante la Cina non disponga di ingenti riserve di litio nel proprio territorio [53], ha implementato una serie di strategie per assicurarsi il controllo sull'approvvigionamento di questa risorsa critica a livello globale. Tra queste misure, rientrano l'acquisizione di diritti di estrazione in altri Paesi, contratti di fornitura a lungo termine, e una forte specializzazione nella lavorazione e raffinazione del litio. La raffinazione del litio è un processo ad alto impatto ambientale, motivo per cui in Europa si è evitato di sviluppare questa capacità su larga scala, contrariamente a quanto accade in Cina. Un ulteriore

vantaggio per la Cina è rappresentato dalla capacità di riciclare le materie prime; il Paese recupera una quantità significativa di litio e altri materiali dalle batterie esauste, che vengono raffinati nuovamente per il riutilizzo o l'esportazione. Attualmente, la Cina e l'America Latina dominano il settore della raffinazione dei composti chimici a base di litio. In America Latina, il litio estratto viene generalmente trasformato in carbonato e idrossido di litio, che sono poi esportati per l'uso nelle batterie e in altri settori tecnologici avanzati. La concentrazione della capacità di raffinazione del litio ha permesso alla Cina di esercitare una forte influenza sui prezzi globali di questi materiali. Circa il 60% dei composti chimici a base di litio è prodotto in Cina [59], il che consente al Paese di differenziare i prezzi dei prodotti destinati al mercato interno rispetto a quelli per l'esportazione, sfruttando il proprio controllo della catena di approvvigionamento.

Per ciò che concerne la grafite, la domanda di quest'ultima per lo stoccaggio su grande scala sta aumentando. La grafite è sintetizzabile a partire da prodotti come il coke o il petrolio a base di combustibili, o estratta direttamente da giacimenti minerari. Anche in questo settore la Cina ha un ruolo di rilevanza in quanto, sebbene esistano giacimenti in moltissime aree del mondo, copre l'80% della produzione anodica globale [53]. Negli ultimi anni, comunque, si stanno posizionando nel mercato della produzione anodica nuovi attori, quali il Mozambico, il Madagascar, il Canada, l'India e l'Australia.

Come anticipato, le LFP hanno e avranno almeno in un primo periodo futuro maggiore impiego per lo stoccaggio di rete. Tuttavia, anche le NMC trovano applicazione, per tanto viene indagata anche la presenza di Nickel e Cobalto.

La produzione di Nickel è principalmente onere di Indonesia e Filippine che insieme coprono circa il 45% della produzione mondiale [53]. Fino al 2020 la maggior parte di queste estrazioni veniva esportata in Cina, dal 2020 in poi però tale esportazione è stata vietata, motivo per cui la Cina ha iniziato ad investire nelle Filippine, ed anche direttamente in Indonesia. L'Indonesia ha sviluppato una modalità di raffinazione del nickel, per la produzione di un raffinato chimico intermedio più facilmente trasportabile ed utilizzabile.

Per ciò che concerne il cobalto invece, la produzione di quest'ultimo è principalmente concentrata in Cina e nella Repubblica democratica del Congo, anche se Australia, Canada e Madagascar stanno aumentando la capacità di produzione [53].

Da questa sintesi risulta evidente la concentrazione dell'estrazione in un numero limitato di regioni, in cui sono ingenti gli investimenti della Cina per l'accaparramento di queste risorse minerarie. La raffinazione poi risulta ancora più concentrata, in Cina, che da almeno un decennio investe in Gigafactory di raffinazione, ad eccezione del Nickel per cui domina l'Indonesia [53].

Come la Cina, e in maggior misura, la Corea non possiede ingenti giacimenti minerari, tuttavia, ha puntato sulla raffinazione ed in particolare sulla produzione del catodo, accaparrandosi secondo IEA, circa il 10% della capacità di produzione globale di materiale attivo catodico [53]. Sta emergendo come investitore importante nella produzione e nell'export di batterie.

4.3 Mercato delle batterie

4.3.1 Assunzioni di base dello studio

In mancanza di dati dettagliati relativi alla quota di mercato delle singole aziende produttrici di batterie, questo studio si basa sulla capacità di produzione di batterie agli ioni di litio come approssimazione per determinare la configurazione del mercato. Si assume che le aziende utilizzino appieno la loro capacità produttiva installata e che tutta la produzione generata si traduca effettivamente in vendite, consapevoli del rischio di sovrastimare la prospettiva di mercato di alcune aziende in quanto non tutte potrebbero convertire interamente la capacità in vendite. Inoltre, si presume che la crescita della domanda di mercato segua l'aumento della capacità produttiva delle aziende esaminate, assumendo che la correlazione tra capacità produttiva e quota di mercato sia più robusta in un contesto di mercato in espansione. Tuttavia, qualora la domanda non crescesse in linea con le aspettative, ciò potrebbe esercitare una pressione al ribasso sui prezzi, con potenziali implicazioni economiche per i produttori. Questa ipotesi si basa anche su previsioni di mercato di Bloomberg [21], secondo cui non sono previsti ingressi significativi di nuovi competitor nel mercato delle batterie agli ioni di litio a breve termine, mantenendo così stabile la struttura competitiva.

4.3.2 Studio degli indici

In questa analisi vengono utilizzati gli indici C3, C4 e l'indice di Herfindahl. L'indice di Herfindahl [60] è un indicatore di concentrazione di un determinato settore pari alla somma del quadrato delle quote di mercato delle n imprese moltiplicato per 10000. Questo indice considera quindi tutte le imprese operanti nel settore, motivo per cui non risulta influenzato dalla quantità di queste. Viene utilizzato per valutare eventuali pratiche monopoliste dagli operatori anti-trust. Un HHI (Herfindahl-Hirschman Index) inferiore a 1500 indica un mercato altamente competitivo, con molte aziende, a bassa concentrazione, tra 1500 e 2500 la concentrazione è moderata, mentre al di sopra di 2500 è elevata e spesso caratterizza forti oligopoli, o monopoli.

L'indice C3, ovvero l'indice di concentrazione di tre imprese nel mercato, non è altro che la somma delle quote di mercato delle tre imprese con quote maggiori. Lo stesso vale per C4. Se le prime tre o quattro imprese societarie possiedono più del 70% della quota dell'intero mercato è presumibile che il mercato sia piuttosto concentrato. In Tabella 4.1 viene definita Q quota capacitiva [61].

Società	Q	Q ²
Other	0,289887	0,084034
CATL	0,152944	0,023392
BYD	0,088356	0,007807
LG Energy Solution	0,074913	0,005612
CALB	0,053238	0,002834
EVE Energy	0,049207	0,002421
REPT BATTERO	0,041196	0,001697
SVOLT	0,038311	0,001468
SK On	0,036037	0,001299
Gotion	0,034414	0,001184
AESC	0,025225	0,000636
Sunwoda	0,019267	0,000371
Tesla	0,014577	0,000212
Hithium	0,013975	0,000195
Panasonic	0,013975	0,000195
Farasis	0,01369	0,000187
Samsung SDI	0,013674	0,000187
Lishen	0,00938	8,8E-05
Great Power	0,006917	4,78E-05
Ganfeng LiEnergy	0,003879	1,5E-05
PylonTech	0,002408	5,8E-06

Tabella 4.1: Quote capacitive

HERFINDHAL	C3	C4
0,13389	0,316213	0,369450729

Tabella 4.2: Indici di mercato

Nel caso in esame figurano come prime quattro società aventi maggior quote di capacità CATL, BYD, LG Energy Solution e CALB.

– **CATL**

CATL è un'azienda cinese fondata nel 2011, che si occupa di produrre principalmente sistemi di accumulo per la mobilità elettrica, sistemi di accumulo per la rete, e sistemi di gestione delle batterie. L'ascesa di CATL si deve agli aiuti provenienti dal governo cinese per ciò che concerne la produzione di batterie per la mobilità, governo che già nel 2015 stilò una lista di produttori di batterie raccomandati per i quali le case automobilistiche avrebbero potuto accedere a sussidi governativi, escludendo produttori stranieri, oltre che all'espansione aggressiva della sua capacità di produzione. Nel 2018 è stata quotata alla borsa di Shenzhen. Un'altra delle motivazioni per cui CATL è riuscita ad avere questa posizione nella produzione di batterie è la politica intrapresa per assicurarsi l'approvvigionamento delle materie prime, acquisendo diverse società minerarie come la Millennial Lithium canadese, o ancora la Bacanora Lithium australiana, e finanziamenti per diverse società come l'AVZ Minerals australiana, la Neo Lithium canadese, la Pilbara Minerals australiana, operanti tutte tra l'Australia e il triangolo del litio.

Per quanto riguarda l'accumulo su scala di rete, nel 2016 ha guidato un progetto da 100 MWh, nel 2018 si è occupata del più grande progetto per la generazione con un accumulo di 50000 KW ricevendo la licenza a operare nel 2020. La CATL viene valutata circa 150 miliardi, con dei ricavi nel 2023 pari a 384,4 miliardi.

– **BYD**

La BYD è stata fondata nel 1995 e quotata nel 2002. BYD ha iniziato nel mercato delle batterie per i cellulari, ed è entrata poi nell'industria automobilistica nel 2003 [62]. BYD vanta una posizione strategica, trovandosi in una delle regioni Economiche Speciali della Cina in cui il governo cede un regime agevolato di investimenti. Si definisce pioniera dei sistemi di accumulo di energia a batteria, nel 2018 vince il premio di National Science and Technology Progress Award, ed ha firmato accordi strategici con varie utilities dislocate nel mondo tra cui ENEL in Italia. Nel 2022 si occupa di fornire le BESS per la più grande centrale elettrica fotovoltaica con impianto BESS integrato degli Stati Uniti.

– **LG ENERGY SOLUTION**

LG ha sede a Seul, Corea del Sud, dal 2022 il core business è proprio la produzione di batterie per lo stoccaggio di energia elettrica LFP. Entra nel settore di produzione in serie delle batterie agli ioni di litio nel 1999, partendo dal mercato per le automobili per cui ha possiede un elevato know tecnologico. Oltre alle batterie produce i combinatori di potenza, software di controllo e sistemi BMS. Possiede basi di ricerca e sviluppo anche in Europa, Stati Uniti e Asia [63].

– **CALB**

CALB è un'azienda con sede Jiangsu, controllata dal governo di Changzhou dal 2017, fondata nel 2007 da una divisione dell'Aviation Corporation of China. Si sta attualmente espandendo a livello internazionale, con un impianto in Portogallo in produzione dall'inizio del 2026. Viene quotata ad Hong Kong nel 2022. Anche questa azienda ha iniziato dalla produzione di batterie agli ioni di litio per i veicoli elettrici ma già dal 2022 ha iniziato la produzione in serie di batterie di grandi dimensioni.

Dall'analisi degli indici presentati in Tabella 4.1, è evidente quanto CATL e BYD possiedano una quota di mercato della capacità significativamente più alta rispetto alle altre società. Questi valori sembrano essere giustificati dall'ingenza degli investimenti in ricerca e sviluppo, nonché in costruzione delle fabbriche di produzione, soprattutto per la produzione di batterie piuttosto grandi. Tuttavia, è presente anche una frammentazione considerevole viste le aziende con quote piuttosto piccole come Hithium e Phylontech.

Attenendosi ai dati bibliografici, e quindi considerando HHI, il mercato sembrerebbe “abbastanza” competitivo. Anche il C4 si ferma al di sotto di un 40%, confermando l'ipotesi di competitività interna a questo mercato.

Da un'analisi più attenta circa le aziende con una buona posizione in termini di quantità di capacità, è evidente quanto le aziende come CATL, BYD, CALB, EVE energy e più della metà delle aziende che figurano in tabella, siano cinesi. I denominatori comuni tra queste aziende sono diversi, tra questi in primo luogo il fatto che queste hanno ricevuto ingenti sussidi governativi nel corso degli ultimi 10 anni, finalizzati in un primo momento alla produzione e allo sviluppo di tecnologie per le batterie per le auto elettriche agli ioni di litio, per poi concentrarsi su una catena di approvvigionamento delle materie prime piuttosto sicura, come visto prima, che un'eterodirezione effettuata dal governo centrale. Il fatto che il governo cinese abbia iniziato ad investire nelle tecnologie di accumulo energetico agli ioni di litio per i veicoli elettrici molto prima rispetto a Stati Uniti ed Unione Europea ha garantito alle aziende cinesi un vantaggio competitivo su tutto il mercato delle batterie.

È per questo motivo che gli indicatori C3, C4 ed HHI sembrano piuttosto miopi, non riuscendo a catturare la complessità delle dinamiche di mercato, soprattutto in mercati in cui vi sia un forte intervento governativo. Il mercato in questione è fortemente influenzato dal flusso economico garantito dal governo cinese, e le società pur essendo formalmente indipendenti potrebbero essere coordinate strategicamente nel tentativo di perseguire obiettivi più ampi di politica industriale. Vi è inoltre un rischio evidente di collusione in un mercato altamente concentrato in cui le principali aziende subiscano una gestione anche se non totalizzante. La significativa presenza statale suggerisce un'aggregazione delle quote delle principali società cinesi per effettuare una seconda analisi in cui si possa tener conto della particolare configurazione del settore.

Società	Q	Q ²
Other	0,289887	0,084034
Aziende cinesi	0,437881	0,19174
LG Energy Solution	0,074913	0,005612
SK On	0,036037	0,001299
Tesla	0,014577	0,000212
Farabis	0,01369	0,000187
Samsung SDI	0,013674	0,000187

Tabella 4.3: Quote capacitive (Cina aggregata)

HERFINDHAL	C3	C4
0,283272	0,548831	0,198863

Tabella 4.4: Indici di mercato (Cina aggregata)

Da questa seconda analisi è evidente quanto questo mercato sembri in realtà concentrato. Un indice Di Herfindhal che superi i 2500 indica che nella situazione descritta in precedenza la concorrenza possa essere fittizia. I primi tre concorrenti detengono circa il 54,88% del mercato, e le aziende cinesi il 43,8% di questo, per cui questo mercato potrebbe essere di tipo oligopolistico sebbene mascherato, e non concorrenziale come precedentemente annunciato.

In una situazione oligopolistica, le aziende sono interdipendenti, e per ciò che concerne quelle con grandi quote di mercato, nel nostro caso di capacità, price maker. Gli oligopoli sono anche tendenzialmente caratterizzati dalla presenza di barriere all'entrata del mercato, rendendo difficile la competizione per le aziende emergenti che in quanto tali non possono godere di economie di scala e/o marchi consolidati. Una delle assunzioni effettuate nel capitolo 4.3.1, circa l'aumento della domanda coerente con l'aumento della capacità di produzione delle batterie, potrebbe rivelarsi in futuro non accurata, e ciò porterà delle modifiche al mercato. In particolare, in Cina, potrebbe verificarsi la presenza di un eccesso di capacità rispetto alla domanda, come da previsioni effettuate da Bloomberg, e ciò comporterebbe una modifica del contesto competitivo.

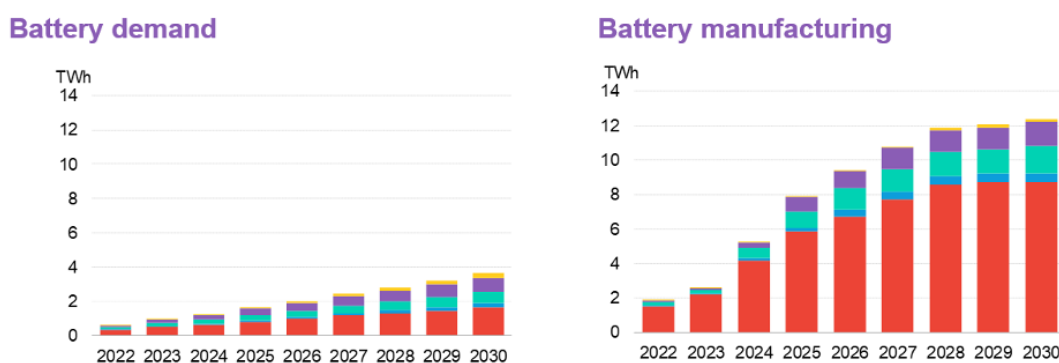


Figura 4.3: Previsioni circa la capacità di produzione delle batterie al litio. [21]

Un eccesso di capacità in futuro potrebbe comportare diversi scenari di mercato. Le aziende potrebbero ritrovarsi costrette a ridurre i prezzi nel tentativo di mantenere stabile la propria quota di mercato e massimizzare l'utilizzo della capacità. Ciò potrebbe gravare ulteriormente sulla, già scarsa, competizione di mercato, in quanto le aziende price maker, quindi CATL, BYD LG Energy Solution, e CALB, si potrebbero trovare ad abbassare i prezzi escludendo dal mercato tutte le altre realtà con minore capacità, rischiando problemi sistemici di fallimenti aziendali di larga scala. O ancora potrebbero organizzarsi, cercando di ridurre l'offerta in maniera congiunta in maniera implicita, per mantenere i prezzi stabili. Potrebbero ancora cercare di compensare l'eccesso di capacità valorizzando prodotti differenziati, per qualità e innovazione tecnologica (strategia per altro già in atto da parte di Catl). Proiettando al futuro l'andamento dei prezzi per KWh visto in [46], ed estraendo quanto visto in Figura 4.3 i risultati sono i seguenti.

Anno	Prezzo (\$/kWh)	Domanda (kWh)	Offerta (kWh)
2022	161,00	1,000,000,000	1,500,000,000
2023	139,00	1,500,000,000	2,000,000,000
2024	137,02	2,300,000,000	3,000,000,000
2025	135,07	3,200,000,000	4,000,000,000
2026	133,15	4,500,000,000	6,000,000,000
2027	131,26	6,000,000,000	8,000,000,000
2028	129,39	7,500,000,000	10,000,000,000
2029	127,55	9,300,000,000	12,000,000,000
2030	125,73	11,000,000,000	13,000,000,000

Tabella 4.5: Evoluzione di Prezzo, Domanda e Offerta (kWh) dal 2022 al 2030

4.3.3 Analisi di sensibilità del prezzo

L'elasticità della domanda e dell'offerta al prezzo è definita come il rapporto tra la variazione percentuale della quantità domandata o offerta e la variazione percentuale del prezzo. La formula generale è:

$$E = \frac{\% \Delta Q}{\% \Delta P}$$

Dove:

- E : Elasticità (della domanda o dell'offerta) al prezzo.
- $\% \Delta Q$: Variazione percentuale nella quantità (domanda o offerta).
- $\% \Delta P$: Variazione percentuale nel prezzo.

L'elasticità della domanda al prezzo è calcolata come [64]:

$$E_d = \frac{\% \Delta Q_d}{\% \Delta P}$$

Dove:

$$\% \Delta Q_d = \frac{Q_{d,2} - Q_{d,1}}{Q_{d,1}} \times 100$$

e

$$\% \Delta P = \frac{P_2 - P_1}{P_1} \times 100$$

L'elasticità dell'offerta al prezzo è calcolata come:

$$E_s = \frac{\% \Delta Q_s}{\% \Delta P}$$

Dove:

$$\% \Delta Q_s = \frac{Q_{s,2} - Q_{s,1}}{Q_{s,1}} \times 100$$

4.3.4 Interpretazione dei valori di elasticità

- $E > 1$: La domanda o l’offerta è elastica al prezzo.
- $E = 1$: La domanda o l’offerta ha elasticità unitaria.
- $E < 1$: La domanda o l’offerta è rigida al prezzo.

Anno	Elasticità della Domanda	Elasticità dell’Offerta
2022	–	–
2023	-3,659	-2,439
2024	-37,441	-35,101
2025	-27,496	-23,422
2026	-28,579	-35,174
2027	-23,483	-23,483
2028	-17,548	-17,548
2029	-16,877	-16,877
2030	-12,810	-12,810

Tabella 4.6: Elasticità della Domanda e dell’Offerta al Prezzo dal 2022 al 2030

L’elasticità della domanda al prezzo risulta negativa, coerentemente con la legge della domanda, che prevede una relazione inversa tra prezzo e quantità richiesta [64]. In particolare, i valori iniziali mostrano una forte sensibilità della domanda al prezzo, con un’elasticità maggiore nel 2023. Da questa analisi sembra che una variazione anche ridotta del prezzo può generare un grande impatto sulla quantità richiesta. Tuttavia, nel lungo periodo, l’elasticità della domanda tende a ridursi in valore assoluto, segno che il mercato si sta avviando verso una fase più matura. L’analisi dell’elasticità dell’offerta nel mercato delle batterie al litio evidenzia dinamiche particolari. Normalmente [64], l’offerta aumenta con l’aumento del prezzo. Tuttavia, i dati raccolti rivelano che l’elasticità dell’offerta in questo settore presenta valori negativi, indicando una risposta non lineare. Ciò dipende dalla struttura di questo mercato. La produzione di batterie al litio dipende in modo cruciale da materie prime come litio, cobalto e nickel, risorse che, come detto, si trovano in poche regioni geografiche. La concentrazione dell’estrazione rende questo mercato vulnerabile a interruzioni geopolitiche e difficoltà logistiche. Inoltre, la raffinazione di queste materie prime, che è dominata dalla Cina, è un collo

di bottiglia per il mercato. Anche in presenza di un aumento dell'estrazione, la mancanza di capacità di raffinazione adeguata limita l'espansione produttiva. Un altro fattore rilevante è rappresentato dalla natura capital-intensive del settore [44]. La costruzione di gigafactory richiede investimenti ingenti e tempi di sviluppo pluriennali, ciò rappresenta una forte barriera all'entrata nel mercato di nuovi attori, e causa una limitazione della capacità dei produttori di rispondere rapidamente a variazioni di prezzo o domanda. Le politiche governative giocano un ruolo cruciale in questa dinamica come già evidenziato. La dipendenza da politiche centralizzate introduce rischi significativi: eventuali cambiamenti nelle priorità governative potrebbero destabilizzare l'offerta globale. Una non produttività ad esempio di CATL sarebbe uno shock per l'intero mercato.

Capitolo 5

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha analizzato l'integrazione dei sistemi di accumulo elettrochimico (BESS) nella rete di trasmissione nazionale e valutato lo stato del mercato delle forniture.

Nel Capitolo 3, attraverso un caso di studio specifico, è stato approfondito l'impatto dei sistemi di accumulo nella gestione dei guasti su una rete ad alta tensione a bassa interconnessione, utilizzando modelli come il Fronte di Pareto e la metodologia Topsis. Le simulazioni condotte, anche attraverso il confronto con impianti tradizionali, hanno dimostrato che un sistema BESS da 375 MVA è in grado di migliorare significativamente la stabilità di tensione e frequenza della rete elettrica, mitigando i rischi associati ad un cortocircuito trifase. La ricerca condotta rappresenta un punto di partenza per l'ottimizzazione dell'utilizzo dei sistemi di accumulo connessi alla rete di trasmissione nazionale e dei relativi controlli.

E' stata effettuata un'analisi del mercato delle batterie che ha messo in luce la leadership cinese celata nel settore, supportata da economie di scala e incentivi governativi. Questo fenomeno deve essere attenzionato nella scelta degli accumuli da autorizzare per la connessione con la rete. Concedere alla Cina il monopolio sulle batterie, e in genere sulle tecnologie emergenti necessarie alla transizione energetica, rappresenta un rischio politico e strategico per l'Europa e per gli Stati Uniti.

Bibliografia

- [1] European Commission. *Cause del cambiamento climatico*. URL: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_it (cit. a p. 1).
- [2] Hannah Ritchie e Max Roser. *CO₂ Emissions*. URL: <https://ourworldindata.org/co2-emissions> (cit. alle pp. 2, 4).
- [3] International Energy Agency. *Major growth of clean energy limited the rise in global emissions in 2023*. 2024. URL: <https://www.iea.org/news/major-growth-of-clean-energy-limited-the-rise-in-global-emissions-in-2023> (cit. alle pp. 2, 8, 9).
- [4] European Commission. *La relazione sullo stato dell'Unione dell'energia 2024 mostra i progressi compiuti dall'UE per garantire un'energia sicura, competitiva e a prezzi accessibili per tutti*. 2024. URL: https://italy.representation.ec.europa.eu/notizie-ed-eventi/notizie/la-relazione-sullo-stato-dellunione-dellenergia-2024-mostra-i-progressi-compiuti-dallue-garantire-2024-09-11_it (cit. a p. 3).
- [5] European Commission. *Climate Action and the European Green Deal*. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/climate-action-and-green-deal_it (cit. a p. 3).
- [6] Council of the European Union. *REPowerEU: The EU's Plan for Recovery and Energy Independence*. n.d. URL: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-recovery-plan/repowereu/> (cit. alle pp. 3, 4).
- [7] Consiglio dell'Unione Europea. *Fit for 55: verso l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030*. 2023. URL: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/> (cit. a p. 4).

-
- [8] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*. 2019. URL: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf (cit. a p. 4).
- [9] Council of the European Union. *REPowerEU: Il piano dell'UE per l'energia*. URL: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-recovery-plan/repowereu/> (cit. a p. 5).
- [10] Terna S.p.A. *Domanda di energia coperta da fonti rinnovabili: valore mensile alto come sempre*. Accesso riservato, link privato SharePoint. 2024. URL: <https://ternaspa.sharepoint.com/sites/InTerna/SitePages/maggio-domanda-energia-coperta-fonti-rinnovabili-valore-mensile-alto-sempre.aspx> (cit. a p. 5).
- [11] Terna S.p.A. *Piano di sviluppo della rete elettrica 2023*. https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Pianificazione_Rete_Elettrica_8db25486f9b1334.pdf. 2023 (cit. alle pp. 5, 6, 28).
- [12] ANIE Energia. *L'impatto della generazione diffusa sul sistema elettrico attuale*. Accessed: 2024-11-03. 2024. URL: <https://anienergia.anie.it/limpatto-della-generazione-diffusa-sul-sistema-elettrico-attuale/> (cit. a p. 7).
- [13] T. S. Borsche A. Ulbig e G. Andersson. «Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation». In: 47 (2014), pp. 7290–7297 (cit. a p. 7).
- [14] Xiaoyu Deng, Ruo Mo, Pengliang Wang, Junru Chen, Dongliang Nan e Muyang Liu. «Review of RoCoF Estimation Techniques for Low-Inertia Power Systems». In: *Energies* 16.9 (2023). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16093708. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/9/3708> (cit. a p. 7).
- [15] M. Moreira da Silva, J. Ye, T. Shi e R. Pastor. «Planning energy storage in power transmission networks». In: *2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*. 2014, pp. 35–40 (cit. a p. 9).
- [16] Author Name(s). «A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects». In: *Journal or Conference Name if available* (2020) (cit. a p. 11).

-
- [17] Nicola Martello. *Sistemi di accumulo di rete oggi: IEA analizza la situazione*. [Accesso: 31-ott-2024]. 2022. URL: <https://energymagazine.it/2022121214001/accumulo/case-study-accumulo/sistemi-di-accumulo-di-rete-oggi-iea-analizza-la-situazione/> (cit. alle pp. 11, 17, 18, 63).
- [18] MIT Electric Vehicle Team. *Summary of Battery Specifications*. 2008. URL: https://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf (cit. a p. 11).
- [19] Shuhui Li e Bao Ke. «Study of battery modeling using mathematical and circuit oriented approaches». In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Lug. 2011, pp. 1–8. DOI: 10.1109/PES.2011.6039230 (cit. a p. 11).
- [20] Eklas Hossain, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Sunny, Naeem Md Sami e Nafiu Nawar. «A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects». In: *Energies* 13 (lug. 2020), p. 3651 (cit. alle pp. 12, 15, 18).
- [21] BloombergNEF. *1H 2024 Energy Storage Market Outlook*. Excludes pumped hydro projects. Data shows share of capacity in GW. If projects disclose multiple applications the capacity is divided equally among them. Energy shifting refers to using utility scale energy storage to perform arbitrage and to provide reliable capacity to meet peak system demand. 2024 data is BNEF’s forecast. BloombergNEF, gen. 2024 (cit. alle pp. 13, 62, 64, 69, 74).
- [22] Thomas Bowen, Ilya Chernyakhovskiy e Paul Denholm. *Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions*. <https://www.greeningthegrid.org> (cit. a p. 15).
- [23] ENTSO-E. *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe*. Rapp. tecn. ENTSO-E, mar. 2016. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf (cit. a p. 16).
- [24] Terna S.p.A. *Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza*. 2020. URL: https://download.terna.it/terna/FastReserve_Regolamento_8d76dc1c0b25ca1.pdf (cit. a p. 18).
- [25] European Parliament. *Fact Sheets on the European Union: 2.1.9. Title of the Document (fill in actual title)*. n.d. URL: https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/it/FTU_2.1.9.pdf (cit. a p. 20).

- [26] NEMO Committee. *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*. n.d. URL: <https://www.nemo-committee.eu/sdac> (cit. a p. 21).
- [27] ENTSO-E. *Single Day-ahead Coupling (SDAC)*. https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/ (cit. alle pp. 21, 30).
- [28] NEMO Committee. *Continuous Trading*. Accessed: 2024-11-03. n.d. URL: <https://www.nemo-committee.eu/continuous> (cit. a p. 22).
- [29] ENTSO-E. *Single Intraday Coupling (SIDC)*. https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ (cit. alle pp. 22–24).
- [30] Unione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione del 23 novembre 2017 che istituisce una linea guida sul bilanciamento*. Accessed: 2024-11-01. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195> (cit. alle pp. 23, 39).
- [31] ENTSO-E. *PICASSO*. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/ (cit. alle pp. 25, 26).
- [32] ENTSO-E. *Manually Activated Reserves Initiative (MARI)*. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari (cit. alle pp. 26, 27).
- [33] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. *Descrizione del Mercato Elettrico*. <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/DescrizioneElettricit> (cit. a p. 28).
- [34] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. *Mercato a Pronti (MPE)*. <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti>. Accesso: 3 novembre 2024 (cit. alle pp. 29, 30).
- [35] Terna S.p.A. *Disciplina del Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico*. https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_8dbda3943dc7d3c.pdf. Accesso: 3 novembre 2024 (cit. a p. 33).
- [36] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. *Bacheca PPA*. <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/Bacheca-PPA> (cit. a p. 34).
- [37] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Deliberazione 25 luglio 2023, 345/2023/R/EEL: Allegato al TIDE - Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico*. 2023. URL: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/345-23alla.pdf> (cit. a p. 34).
- [38] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Deliberazione 25 luglio 2023, 345/2023/R/EEL: Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)*. 2023. URL: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/345-23.pdf> (cit. a p. 34).

-
- [39] Terna S.p.A. *Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete*. <https://download.terna.it/terna/0000/0886/78.PDF>. 2015 (cit. a p. 37).
- [40] CESI. *Rapporto Modello Storage*. Rapporto interno. Non pubblicamente disponibile. Documento privato. Disponibile su richiesta. Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A., 2023. URL: [file:///C:/Users/A395906/OneDrive%20-%20Terna-Rete%20Elettrica%20Nazionale%20S.p.A/Desktop/backup%20consulente/Downloads/B2023599_Rapporto_Modello_Storage%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/A395906/OneDrive%20-%20Terna-Rete%20Elettrica%20Nazionale%20S.p.A/Desktop/backup%20consulente/Downloads/B2023599_Rapporto_Modello_Storage%20(3).pdf) (cit. alle pp. 42, 44, 45).
- [41] José Antonio Cárdenas-Valderrama, Alejandro Amauri Ordóñez-Sánchez, Omar Jiménez-Ramírez e Rubén Vázquez-Medina. «Modeling and Identification of Batteries Parameters Using an Equivalent Electric Circuit». In: *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. 2018 (cit. alle pp. 45, 46).
- [42] Pier Giribone. *Tecniche di ottimizzazione multi-obiettivo: Teoria ed applicazioni*. 2015 (cit. a p. 56).
- [43] Author Name (replace with actual authors). *Title of the Paper (replace with actual title)*. Accessed: November 15, 2024. 2024. URL: https://download.ssrn.com/23/11/08/ssrn_id4626727_code2177801.pdf (cit. a p. 58).
- [44] International Energy Agency. *Batteries and Secure Energy Transitions*. International Energy Agency, 2022. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf> (cit. alle pp. 60, 65, 77).
- [45] fondazione eni Enrico Mattei. *China's Traditional Approach to Energy Security and the Role of Batteries in Decarbonization*. 2022 (cit. alle pp. 61, 62).
- [46] BloombergNEF. *2H 2023 Energy Storage Market Outlook*. 2023. URL: <https://about.bnef.com/blog/2h-2023-energy-storage-market-outlook/> (cit. alle pp. 62, 74).
- [47] BloombergNEF. *Electric Vehicle Sales Headed for Record Year, but Growth Slowdown Puts Climate Targets at Risk, According to BloombergNEF Report*. 2023. URL: <https://about.bnef.com/blog/electric-vehicle-sales-headed-for-record-year-but-growth-slowdown-puts-climate-targets-at-risk-according-to-bloombergnef-report/> (cit. a p. 62).

- [48] Clean Air Task Force. *Inflation Reduction Act: What It Is, What It Means, How It Came to Pass*. 2022. URL: <https://www.catf.us/it/2022/08/inflation-reduction-act-what-it-is-what-it-means-how-it-came-to-pass/> (cit. a p. 62).
- [49] BloombergNEF. *2H 2024 Energy Storage Market Outlook*. BloombergNEF, gen. 2024 (cit. alle pp. 63, 64).
- [50] Milano Finanza. *Il 14° Piano Quinquennale Cinese e il Percorso verso la Decarbonizzazione*. 2021. URL: <https://www.milanofinanza.it/news/il-14-piano-quinquennale-cinese-e-il-percorso-verso-la-decarbonizzazione-202105181801249152> (cit. a p. 63).
- [51] International Energy Agency. *Major growth of clean energy limited the rise in global emissions in 2023*. URL: <https://www.iea.org/news/major-growth-of-clean-energy-limited-the-rise-in-global-emissions-in-2023> (cit. a p. 63).
- [52] BloombergNEF. *Global Energy Storage Market Records Biggest Jump Yet*. 2023. URL: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-records-biggest-jump-yet/> (cit. a p. 63).
- [53] Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE). *Il ruolo dei minerali critici nelle transizioni verso l'energia pulita*. Licenza: CC BY 4.0. Parigi: Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions> (cit. alle pp. 65–68).
- [54] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2023*. Accessed: 2024-11-01. 2023. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (cit. a p. 65).
- [55] Eleonora Scalabrin. «È il triangolo del litio in Sud America la chiave per la transizione energetica?» In: *Opinio Juris* (giugno 2024). URL: <https://www.opiniojuris.it/opinio/e-il-triangolo-del-litio-in-sud-america-la-chiave-per-la-transizione-energetica/> (cit. a p. 65).
- [56] Il Sole 24 Ore. *Così la Cina guida la nuova corsa all'oro per i metalli rari in Africa*. 2023. URL: https://www.ilsole24ore.com/art/cosi-cina-guida-nuova-corsa-all-oro-metalli-rari-africa-AEji0t0D?refresh_ce=1 (cit. a p. 66).
- [57] Start Magazine. *CATL e Millennial Lithium: chi punta sul litio per le batterie*. 2021. URL: <https://www.startmag.it/energia/catl-millennial-lithium-litio-batterie/> (cit. a p. 66).

- [58] US Geological Survey. *World Lithium Reserves 2023, by Country*. Data in 1,000 metric tons; Source ID: 268790. Data shows lithium reserves worldwide, with Chile holding the largest reserves (9.3 million metric tons), followed by Australia (6.2 million metric tons). US Geological Survey, 2023. URL: <https://www.usgs.gov/> (cit. a p. 66).
- [59] Emanuele Bonini. «Terre rare, cobalto e litio: il piano Ue per le materie prime critiche è anti-Cina». In: *Eunews* (mar. 2023). URL: <https://www.eunews.it/2023/03/16/ue-materie-prime-critiche-cina/> (cit. a p. 67).
- [60] Investopedia. *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)*. 2024. URL: <https://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp> (cit. a p. 69).
- [61] ARERA. *Indici di concentrazione del mercato libero*. 2024. URL: <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/indici-di-concentrazione-del-mercato-libero> (cit. a p. 69).
- [62] Alberto Prina Cerai. «Ecco come la Cina ha sussidiato Byd. Le prime evidenze». In: *Formiche.net* (apr. 2024). URL: <https://formiche.net/2024/04/cina-sussidiato-byd-brief/#content> (cit. a p. 71).
- [63] Wikipedia contributors. *LG Energy Solution — Wikipedia, The Free Encyclopedia*. [Online; accessed 2-novembre-2024]. Nov. 2024. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/LG_Energy_Solution (cit. a p. 72).
- [64] Borsa Italiana. *Elasticità della Domanda e dell'Offerta*. Disponibile online. 2023. URL: <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/elasticita-domanda-offerta168.htm> (visitato il giorno 26/11/2023) (cit. alle pp. 75, 76).