



Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2024/2025

Sessione di laurea 28 Novembre 2025

Modellazione dei flussi interzonali nel contesto della rete elettrica italiana: simulazione ed analisi di scenari di riadattamento dell'import – export zonale tramite introduzione di sistemi di accumulo BESS e Power-to-Hydrogen, con integrazione di produzione eolica offshore

Relatori:

Bracco Giovanni

Gandiglio Marta

Candidato:

Tutor aziendali:

Polito Lucio

Mendicino Luca

Muraca Emanuel

Abstract

La crescente esigenza di decarbonizzazione e transizione energetica impone di ripensare radicalmente la gestione dei flussi di energia all'interno delle reti elettriche nazionali. In questa tesi viene sviluppato un modello di simulazione in ambiente MATLAB che, a partire dai dati ufficiali di Terna per l'anno 2024, analizza il bilancio energetico delle sette zone di mercato elettrico italiano. In una prima fase, il modello ricostruisce la generazione zonale come somma del fabbisogno e dei flussi di import-export, trattando le zone come sistemi non interconnessi. Successivamente, si introduce una logica di accumulo multi-livello, che prevede sistemi di storage a batteria (BESS) per la compensazione di breve termine e sistemi di storage ad idrogeno (LTESS) per l'accumulo stagionale, testando scenari alternativi in cui l'eccesso produttivo viene stoccatto anziché esportato. Nella terza fase si integra la generazione eolica offshore, scalabile per ciascuna zona, al fine di valutarne l'impatto sulla riduzione dei flussi di scambio e sull'utilizzo degli accumuli. Infine, il modello viene esteso a considerare la rete nazionale come un sistema interconnesso, consentendo di simulare l'evoluzione dei flussi di potenza in condizioni operative più prossime alla realtà. I risultati mostrano che le zone più esportatrici, ovvero Sud, Calabria e Sardegna, possono stoccare annualmente circa 2–3 TWh nei due scenari, con produzioni annue di idrogeno che raggiungono 46–55 kton nel caso non interconnesso e 35–43 kton nel caso interconnesso, evidenziando una riduzione del potenziale di LTESS pari al 20 – 25% a causa dell'autoconsumo competitivo e dei vincoli di rete. L'integrazione dell'eolico offshore, fino ad una taglia di 1'050 MW per zona, permette inoltre di ridurre l'import fino al 50 – 60% nelle zone meridionali e di incrementare in modo significativo la quota di surplus destinata allo stoccaggio. L'analisi finale dei risultati ottenuti supporta i progetti di transizione energetica della società Techfem S.p.A. nell'ambito delle attività che coniugano il sistema elettrico e la valorizzazione dell'idrogeno come accumulo non convenzionale, risorsa strategica utile per fornire maggiore flessibilità e sostenibilità alla rete nazionale e per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. Questo lavoro individua le zone strategiche per lo sviluppo della produzione di tale vettore energetico e la localizzazione ottimale di parchi eolici offshore, con l'obiettivo di ridurre i flussi energetici e, di conseguenza, mitigare le congestioni di rete.

Sommario

Abstract	III
1. Introduzione.....	3
1.1 Contesto energetico italiano.....	3
1.2 Obiettivo della tesi.....	5
1.3 Analisi della letteratura.....	5
1.4 Struttura della tesi.....	9
2. Struttura e acquisizione dati.....	11
2.1 Transiti zonali e flussi di frontiera	11
2.2 Flussi, fabbisogno e generazione zonale.....	12
2.3 Modellazione parco eolico	14
2.3.1 Parchi eolici a fondazioni fisse e galleggianti.....	14
2.3.2 Trend di sviluppo della taglia delle turbine offshore.....	17
2.3.3 Scelta della turbina.....	19
2.4 Acquisizione dati ventosità	19
2.4.1 Scelta del dataset: ERA5.....	19
2.4.2 Selezione dei siti dei parchi eolici.....	20
3. Accumuli energetici.....	24
3.1 Panoramica sui sistemi di accumulo.....	24
3.2 BESS: Battery Energy Storage System.....	25
3.3 LTESS: Long Term Energy Storage System – Idrogeno.....	32
4. Modellazione MATLAB: zone non interconnesse	36
4.1 Calcolo della generazione zonale	39
4.2 Calcolo della generazione eolica	40
4.3 Modellazione dello stoccaggio energetico dei flussi.....	42
4.3.1 Accumulo e scarica BESS	43

4.3.2	Accumulo LTESS.....	48
4.3.3	Integrazione sistema LTESs nel modello di accumulo BESS	51
4.4	Elaborazione dei dati	52
4.4.1	Impostazioni parametri iniziali	52
4.4.2	Analisi risultati.....	53
4.5	Sintesi dei risultati.....	74
5.	Modellazione MATLAB: zone interconnesse	75
5.1	Modellazione rete elettrica a zone interconnesse.....	75
5.2	Modellazione dello stoccaggio energetico dei flussi.....	77
5.3	Elaborazione dei dati	78
5.4	Sintesi dei risultati.....	92
6.	Conclusioni	94
	Bibliografia.....	98
	Lista delle figure.....	104
	Lista delle tabelle	106

1. Introduzione

1.1 Contesto energetico italiano

La Rete di Trasmissione Nazionale (*RTN*) italiana dell'elettricità in alta e altissima tensione è gestita dal gruppo Terna, il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa. In quanto Transmission System Operator (*TSO*), il gruppo Terna si occupa delle attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, assicurando inoltre il dispacciamento costante e senza interruzioni, ovvero le attività necessarie per mantenere l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di elettricità [1]. La struttura della *RTN* è suddivisa in aree al cui interno produttori e consumatori possono vendere e acquistare energia elettrica liberamente, mentre la compravendita di energia tra queste diverse aree incontra delle limitazioni. Questa suddivisione, dettata anche dalla conformazione geografica italiana, differenzia i prezzi di acquisto a seconda del bilancio tra capacità di generazione di energia elettrica e domanda, che varia da zona a zona. A partire dal 1° gennaio 2021 le sette zone di mercato elettrico italiano sono Nord (*Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto*), Centro Nord (*Toscana, Marche*), Centro Sud (*Lazio, Umbria, Abruzzo, Campania*), Sud (*Puglia, Basilicata, Molise*), Calabria, Sicilia e Sardegna [2].



Figura 1 – Le sette zone di mercato elettrico italiano [3]

Nel 2024 la domanda di energia elettrica in Italia è stata pari a 312,3 TWh, registrando un aumento del 2,2% rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'83,7% da produzione nazionale destinata al consumo, per un valore di 261,3 TWh (+2,7% rispetto al 2023), mentre la quota restante, pari al 16,3%, è stata importata dall'estero per un ammontare di 51 TWh (-0,5% rispetto al 2023). Le Fonti Energetiche Rinnovabili (*FER*) hanno raggiunto il massimo storico per quanto riguarda la copertura della domanda elettrica nazionale, attestarsi intorno al 41,2%, grazie alla forte crescita, rispetto al 2023, della produzione idroelettrica (45,163 TWh, +36,1%), fotovoltaica (32,478 TWh, +7,5%) ed eolica (23,228 TWh, +26,6%).

Per quanto riguarda la capacità efficiente lorda installata in Italia al 31 dicembre 2024, l'idroelettrico si attesta intorno ai 22,72 GW (+0,1%), il fotovoltaico 30,54 GW (+5,4%), l'eolico 13,68 GW (+4,1%) ed il geotermico 0,814 GW (invariato). Con un totale di 67,769 GW, le FER rappresentano il 46,6% della capacità lorda nazionale [4].

L'aumento della quota di energia prodotta da FER, unito alla tendenza di crescita della domanda elettrica nazionale, pone nuove sfide alla gestione e alla stabilità della rete di trasmissione. Secondo l'International Energy Agency (*IEA*), sistemi elettrici caratterizzati da alta penetrazione di FER richiedono livelli maggiori di flessibilità per garantire un bilanciamento continuo tra produzione e consumo, in particolare a causa della variabilità e della non programmabilità di queste fonti [5].

In tale contesto, la resilienza della rete diventa un requisito fondamentale: essa rappresenta la capacità dell'infrastruttura elettrica di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema, siano esse dovute a guasti tecnici, attacchi informatici o a eventi metereologici estremi, ripristinando il sistema ad uno stato di funzionamento normale, in modo rapido ed efficiente, andando così ad assicurare la continuità del servizio e la qualità della fornitura [6]. L'European Network of Transmission System Operators for Electricity (*ENTSO-E*) evidenzia che, a livello europeo, il progressivo incremento di impianti a inverter, quali fotovoltaici ed eolici, comporta una riduzione dell'inerzia di sistema, aumentando così la vulnerabilità a variazioni rapide di frequenza e tensione. Per far fronte a queste sfide, sono necessarie soluzioni tecnologiche come inverter con capacità "grid forming", affiancate da misure complementari quali il rinforzo della rete e l'implementazione di sistemi di accumulo distribuiti, al fine di migliorare la stabilità e l'affidabilità del sistema elettrico [7]. I sistemi di accumulo energetico, nello specifico, rivestono un ruolo chiave in questo processo di

adattamento, poiché forniscono servizi essenziali quali la stabilizzazione della frequenza, la gestione dei picchi di domanda, lo spostamento dei carichi (load shifting) e la riduzione del curtailment nelle ore di elevata generazione rinnovabile. Gli accumuli a lungo termine (*Long-Term Energy Storage System, LTESS*), come i sistemi a idrogeno o le batterie stazionarie di grande scala, consentono inoltre di compensare i deficit di generazione su base giornaliera o stagionale, contribuendo alla sicurezza energetica e alla riduzione della dipendenza dalle importazioni [8]. Un incremento della generazione da FER in una zona importatrice, coadiuvato dall’impiego di sistemi di stoccaggio energetico, fa sì che si riduca la necessità di importazione e, di conseguenza, di flussi interzonali. Questi flussi sono limitati dalla capacità di trasmissione disponibile, ovvero la massima quantità di energia elettrica che può transitare su una linea o su un insieme di linee tra due zone di mercato in un dato intervallo di tempo, nel rispetto dei limiti fisici dell’infrastruttura e delle condizioni operative di sicurezza. Qualora la domanda di scambio tra due zone dovesse superare tale capacità, si verificherebbe una congestione della rete elettrica, con conseguenze di natura tecnica (sovraffollati e rischi per la stabilità del sistema), economica (divergenze dei prezzi zonali, potenziale aumento dei costi di dispacciamento) e operativa (necessità di limitare o ridistribuire la produzione) [9].

1.2 Obiettivo della tesi

La presente tesi si propone di studiare come varierebbero i flussi interzonali se ogni zona del mercato elettrico italiano implementasse sistemi di accumulo energetico di tipo BESS e LTESS, ipotizzando che tutti gli eccessi di generazione elettrica vengano stoccati e successivamente riutilizzati in loco, anziché essere esportati o sostituiti da importazioni provenienti dalle altre zone. Parallelamente, verranno esaminati scenari che prevederanno l’integrazione di parchi di aerogeneratori offshore, con l’obiettivo di incrementare la quota di generazione rinnovabile nelle singole zone di mercato. L’analisi consentirà inoltre di individuare le zone con il maggiore potenziale per la produzione d’idrogeno.

1.3 Analisi della letteratura

In questa sezione viene analizzata la letteratura relativa a studi inerenti a quanto descritto nell’obiettivo della tesi, al fine di dare al lettore una panoramica completa sull’argomento trattato, esplicitando i risultati principali dei testi citati.

Il Lavoro di *Sgaramella, Pastore, Lo Basso e De Santoli* (2023), pubblicato su *Renewable Energy*, elabora una modellazione quantitativa del sistema elettrico italiano al 2030 che si

prepone come obiettivo quello di ottimizzare l'integrazione tra fonti ad energie rinnovabili e la filiera di produzione dell'idrogeno verde. A partire dalla *Strategia Italiana per l'Idrogeno*, che prevede come target l'installazione di 5 GW di elettrolizzatori, e dagli obiettivi europei del pacchetto *Fit for 55*, gli autori, tramite il software EnergyPLAN, simulano diversi scenari in cui viene introdotta una quota via via crescente di generazione fotovoltaica ed eolica, a cui si coordina il dimensionamento degli elettrolizzatori, al fine di garantire un corretto bilanciamento tra la disponibilità energetica ed il fabbisogno d'idrogeno. Lo studio mostra che gli obiettivi per l'incremento di FER fissati dal Piano Nazionale Integrato (*PNIEC*), pari a 52 GW per il fotovoltaico e 19,3 GW per l'eolico, non risultano sufficienti per l'alimentazione dei 5 GW di elettrolizzatori prima citati. Tali valori garantirebbero solo 771 ore equivalenti annue di produzione, generando 79,9 kton d'idrogeno ad un Levelized Cost of Hydrogen (*LCOH*) di circa 5,96 €/kg. Attraverso un processo iterativo ed un'ottimizzazione multi-obiettivo, vengono individuate diverse combinazioni di capacità delle FER tali per cui vengono ridotti sia i costi che la sovrapproduzione critica energetica (*CEEP*). La soluzione ottimale da un punto di vista tecnico-economico prevede una configurazione con 52 GW di fotovoltaico, valore che dunque rimane invariato, e 52,3 GW di eolico, per cui la capacità rinnovabile aggiunta ammonta a 35 GW. Tale configurazione prevede una riduzione del *LCOH* a 3,6 €/kg, con una produzione che invece aumenta fino a 223 kton di H₂ l'anno e con un'operatività di 2150 ore l'anno, a fronte di un investimento addizionale di circa 25-30 miliardi di euro rispetto al *PNIEC*. Lo studio prevede anche una sensitivity analysis volta ad indagare la variazione ulteriore del *LCOH* al ridursi del *CAPEX* degli elettrolizzatori, dimostrando che se si riuscisse a rendere maggiormente competitivo il costo di produzione dell'idrogeno, integrandolo alla su questo sarebbe un asset fondamentale da interpretare come meccanismo di flessibilità del sistema elettrico [10].

Medici, Tonna e Segalini (2025), nel loro lavoro intitolato “*Exploring future production scenarios for the Italian offshore wind power*”, analizzano il potenziale dell'eolico offshore in Italia, a partire da 55 progetti presentati al MASE, aggregati in 35 cluster ed associati alle sette zone di mercato elettrico Terna. L'analisi prevede l'utilizzo di dati storici di vento facenti riferimento ad oltre 30 anni di acquisizioni, con un passo temporale di 3 ore, dal 1984 al 2021. Questi dati sono ottenuti tramite due dataset di rianalisi: il primo, *ERA5*, è un dataset a scala globale, mentre il secondo, *CERRA*, fa riferimento a dati con più alta risoluzione relativi all'Europa ed all'area mediterranea. I campi di vento, una volta

individuati, sono riportati all'altezza di mozzo, mentre la turbina di riferimento per svolgere tali analisi è la IEA 15 MW. Gli autori, dopo uno studio iniziale relativo alla climatologia del vento ed alla correlazione spaziale tra i cluster, individuando, tramite una legge esponenziale, che la correlazione della potenza prodotta tra due siti eolici offshore risulta superiore all'80% entro circa 100 km, mentre oltre i 500 km questa correlazione cala sotto il 20%. Questo risultato è utile dal punto di vista della pianificazione di rete poiché evidenzia come una distribuzione geografica ampia dei parchi eolici offshore renda il profilo di produzione complessivo più regolare, riducendo le fluttuazioni. Da un punto di vista energetico, tenendo conto della reale disponibilità del vento, delle perdite da scia e di altre perdite di sistema, la produzione eolica passa da 158 TWh/anno teorici a 124 TWh/anno, ipotizzando di realizzare tutti i progetti, mentre con una Monte Carlo con 5000 simulazioni che considerano la probabilità di costruzione basata su quattro parametri tecnici, la produzione scende ancora fino ad un valore di 76 TWh/anno. I risultati finali mostrano che in media i capacity factor sono compresi tra il 30 ed il 40%, e che le zone Sud, Sicilia e Sardegna sono quelle con la produzione maggiore in assoluto. L'approccio metodologico utilizzato in questa trattazione è compatibile con implementazioni in MATLAB [11].

L'articolo “*Locating large-scale energy storage: spillover effects, carbon emissions, and balancing costs across Italy*” di Savelli, Howey e Morstyn (2025) analizza come la localizzazione e la configurazione di sistemi di accumulo su larga scala influenzino, per quanto riguarda il sistema elettrico italiano nel 2025, i prezzi, i costi di sistema e le emissioni di CO₂. Il modello utilizzato accoppia il Mercato del Giorno Prima (*MGP*), rappresentato come mercato zonale con *PUN*, e il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (*MSD*), simulato su una rete di trasmissione molto realistica, poiché elaborata con 1821 nodi, 937 linee e 4 collegamenti *HVDC*, costruita a partire dai dati *ENTSO-E* degli scenari 2025. Le tecnologie utilizzate sono tre: batterie agli ioni litio, pompaggio idroelettrico e batterie a flusso redox al vanadio. I risultati ottenuti dimostrano che lo storage fa aumentare sempre il welfare nel *MGP* grazie al time-shifting dell'energia, ma nel *MSD* i costi di bilanciamento possono essere accresciuti, generando uno “*spillover effect*” quando i due mercati non sono ottimizzati contemporaneamente. Lo studio inoltre dimostra che le batterie Li-ion da 100 MW che presentano una durata dalle 2 alle 4 ore, dal punto di vista economico ed alle condizioni di costo attuali, producono il maggior incremento di social welfare e la più ampia diminuzione di emissioni totali, mentre il pompaggio idroelettrico rivela benefici complessivi prossimi allo

zero e le batterie a flusso redox si dimostrano invece non ancora competitive. In particolare, la configurazione Li-ion 100 MW da 4 ore è quella con il miglior trade-off tra aumento del welfare e riduzione delle emissioni, enfatizzando come tecnologia, taglia, durata e zona di installazione siano di cruciale importanza [12].

La tesi “*Modelling the long-term evolution of the Italian energy system: The role of renewable resources and energy storage facilities*” di Carà (2025) sviluppa, tramite il software OSeMOSYS, un modello di pianificazione energetica italiana di lungo periodo (2021-2050), ponendosi l’obiettivo di valutare il ruolo di fotovoltaico ed eolico in combinazione con sistemi di accumulo a batteria Li-ion e Power-to-Power (nello specifico, idrogeno). Il modello elaborato non è zonale, bensì nazionale, ed ha una rappresentazione temporale tramite *cluster method*. Inizialmente vengono stimati i potenziali tecnici di eolico onshore, offshore e fotovoltaico mediante GIS, considerando sia scenari con un aumento lieve di capacità rinnovabile, che scenari con un notevole aumento di FER. Definiti questi casi, vengono definiti ulteriori tre scenari che prevedono, rispettivamente, il solo accumulo a batteria, quello ad idrogeno ed infine lo scenario ad accumulo ibrido batterie-idrogeno, dove viene ipotizzato un *phase-out* del carbone al 2025, il mantenimento parziale di utilizzo del gas e crescita di idroelettrico, biomasse e geotermia vincolata dai tetti massimi imposti dal PNIEC. L’analisi rivela che fotovoltaico ed eolico diventano le tecnologie dominanti, con una penetrazione di rinnovabile nel mix elettrico al 2050 superiore all’80%. Nello scenario ibrido, l’elettricità da FER raggiunge l’89,5%, con il restante 10,5% coperto dagli impianti a gas. I costi totali risultano molto simili tra i vari scenari, ma il caso ibrido batteria-idrogeno si rivela essere quello ottimale, con 291,38 miliardi di € contro i 291,4 miliardi richiesti dal sistema a batterie ed i 294,29 miliardi richiesti dal sistema ad idrogeno. Un’ulteriore esplorazione tramite curva di Pareto Net Present Cost – CO₂ evidenzia che, al ridursi del vincolo emissivo da 20,1 a 0 Mton di CO₂, il sistema tende ad aumentare in modo marcato la capacità associata alla filiera dell’idrogeno, dove gli elettrolizzatori passano da 13,2 a 86,4 GW mentre le fuel cell da 3,4 a 22 GW. Cala lievemente la potenza installata di batterie, da 89,5 a 81,1 GW. In conclusione, l’idrogeno si afferma come vettore di accumulo di medio-lungo termine più competitivo della sola batteria in scenari di altissima penetrazione di rinnovabili, grazie alla disponibilità di serbatoi dalla grande capacità ma dal basso costo specifico [13].

La letteratura, nonostante presenti svariati studi riguardanti l’introduzione di produzione eolica offshore e sua integrazione alla rete, stocaggi energetici degli eccessi produttivi

tramite sistemi di accumulo a batterie Li-ion e ad idrogeno e scambi di flussi tra le zone del mercato elettrico italiano, non presenta, ad oggi, una modellazione MATLAB che preveda il caso studio elaborato in questa tesi. L'obiettivo che si pone questa trattazione, come esplicitato nel paragrafo precedente, è quello di studiare il comportamento dei flussi di import ed export zonali qualora si introducessero sistemi di accumulo energetico di tipo BESS ed LTESS volti a ridurre questi scambi, valutando un inserimento graduale di generazione eolica offshore al fine di simulare come una maggiore penetrazione di produzione rinnovabile possa andare ad influenzare il sistema elettrico italiano. Questa modellazione sarà utile ad individuare le zone di mercato elettrico italiano in cui ci sia la maggior produzione di idrogeno, considerando i diversi scenari d'introduzione a taglie crescenti di parchi eolici offshore, individuando così quali le aree con la maggior predisposizione all'insediamento di *hydrogen valley*.

1.4 Struttura della tesi

Questa sezione illustra la struttura dei capitoli successivi, al fine di rendere la lettura di più facile comprensione. In Figura 2 viene presentato uno schema a blocchi riassuntivo, seguito da una breve introduzione ai capitoli.

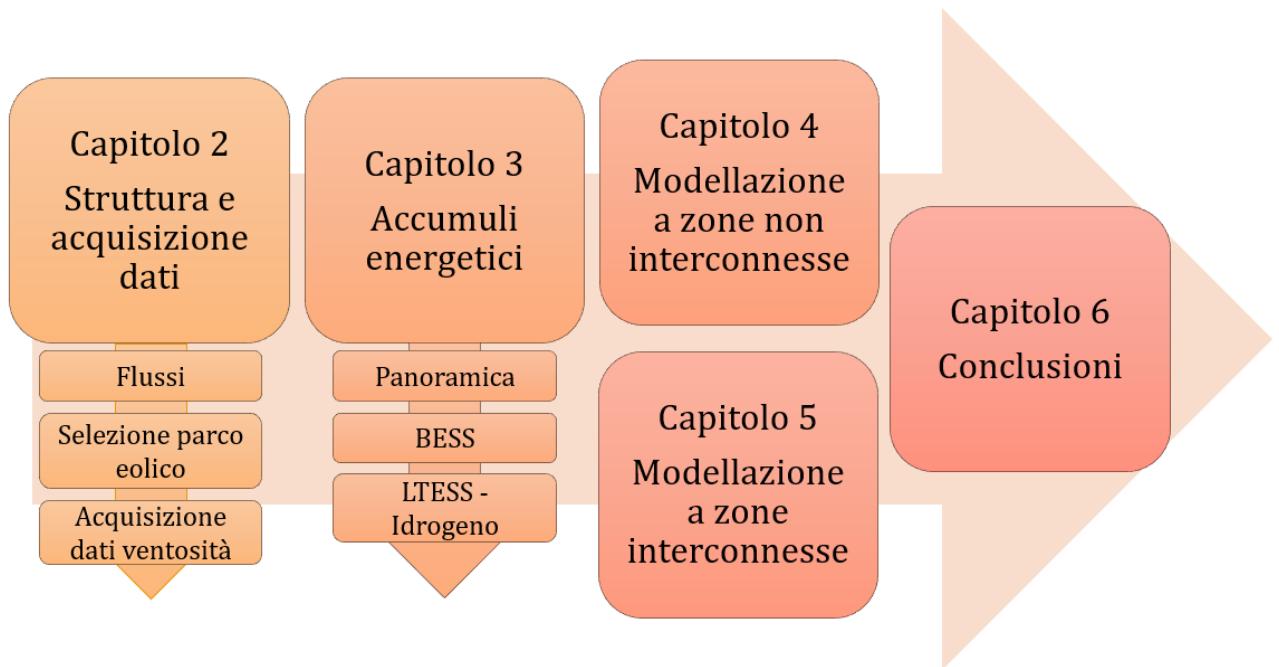


Figura 2 - Struttura della tesi

Nel capitolo 2, Struttura e acquisizione dati, dopo un'introduzione ai collegamenti tra le diverse zone di mercato elettrico ed ai flussi zonali, viene esplicitato il metodo di calcolo della generazione zonale tramite i dati relativi ad import, export e fabbisogno, acquisiti dal database di Terna. Successivamente, dopo una rapida panoramica sulle tecnologie eoliche attualmente in commercio e sui trend di sviluppo relativi alle taglie degli impianti ad aerogeneratori, viene indicato il criterio tramite cui viene modellato il parco eolico, stabilendo delle zone di riferimento ottimali in cui ipotizzare l'installazione di tali parchi ed analizzandone i relativi dati di ventosità, tramite i dataset ERA5.

Il capitolo 3, Accumuli energetici, presenta lo stato dell'arte e le principali tecnologie impiegate per gli stoccaggi energetici, con particolare focus sugli stoccaggi a batterie agli ioni litio e sulla produzione d'idrogeno tramite elettrolisi. Vengono inoltre selezionati dei datasheet di Battery Container e di Elettrolizzatore da cui ricavare i dati da utilizzare nella modellazione.

I capitoli 4 e 5, rispettivamente Modellazione MATLAB: zone non interconnesse e Modellazione MATLAB: zone interconnesse, come da titolo, hanno il compito di descrivere la struttura ed il funzionamento dei modelli, elaborati in ambiente MATLAB, per l'analisi di come i sistemi di accumulo (BESS ed LTES), insieme agli impianti eolici offshore, influenzino i flussi interzonali e l'equilibrio domanda-offerta nelle sette zone di mercato elettrico italiane. L'obiettivo è quello di quantificare in che misura l'autoconsumo locale degli eccessi di generazione possa ridurre l'import, attenuare l'export e valorizzare i surplus produttivi tramite stoccaggio elettrochimico e power-to-hydrogen. Per fare ciò, alla fine di ognuno dei due capitoli vengono discussi i risultati ottenuti.

Le conclusioni finali vengono discusse nel capitolo 6, dal nome, per l'appunto, Conclusioni.

2. Struttura e acquisizione dati

In questo capitolo, dopo un'introduzione ai collegamenti tra le diverse zone di mercato elettrico ed ai flussi zonali, viene esplicitato il metodo di calcolo della generazione zonale tramite i dati relativi ad import, export e fabbisogno, acquisiti dal database di Terna. Successivamente, dopo una rapida panoramica sulle tecnologie eoliche attualmente in commercio e sui trend di sviluppo relativi alle taglie degli impianti ad aerogeneratori, viene indicato il criterio tramite cui viene modellato il parco eolico, stabilendo delle zone di riferimento ottimali in cui ipotizzare l'installazione di tali parchi ed analizzandone i relativi dati di ventosità, tramite i dataset ERA5.

2.1 Transiti zonali e flussi di frontiera

I punti cardine attorno cui viene elaborato questo studio sono gli scambi di potenza tra le sette zone di mercato elettrico italiano. Le singole zone, a seconda della loro produzione, domanda e posizione geografica, possono fungere sia da importatrici che da esportatrici. I flussi elettrici vengono scambiati sia tra le zone stesse, facendo sì che si verifichino *scambi interzonali*, che con delle zone dette *virtuali*: queste ultime non rappresentano un'area geografica reale, ma servono a modellizzare particolari punti di interconnessione della rete, come ad esempio i punti di scambio transfrontalieri con i paesi confinanti. In particolare, il Nord è collegato con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia, il Centro-Nord e la Sardegna sono collegati con la Corsica, il Centro-Sud è collegato con il Montenegro, il Sud è collegato con la Grecia ed infine la Sicilia è collegata con Malta. In Figura 3 è riportato uno schema riepilogativo di tali collegamenti.

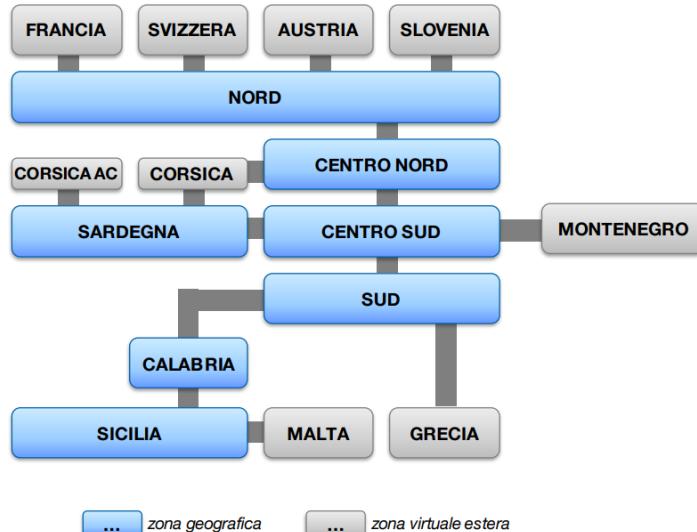


Figura 3 – Topologia di interconnessione delle zone di mercato elettrico [14]

2.2 Flussi, fabbisogno e generazione zonale

Il modello Matlab sviluppato richiede dei dati in input al fine di poter svolgere le simulazioni. In questa trattazione verrà considerato il 2024 come anno di acquisizione dei dati, al fine di svolgere un'analisi che risulti aderente al quadro del sistema elettrico attuale. Tramite il sito di Terna è possibile ottenere tutti i dati relativi ai flussi energetici delle diverse zone: in particolare, gli scambi interzonali vengono definiti *Scambi fisici interni*, mentre gli scambi con i paesi confinanti vengono definiti *Scambi fisici esteri*.

Physical Internal Flow

Date: 11/07/2024 Time: 23:00 Last update: 17/08/2025 6:00

11/07/2024

Select hour:

23:00



Figura 4 – Flussi fisici interni tra le zone di mercato elettrico italiane [3]

Physical Foreign Flow

Date: 11/07/2024 Time: 23:00 Last update: 17/08/2025 4:00

11/07/2024

Select hour:

23:00

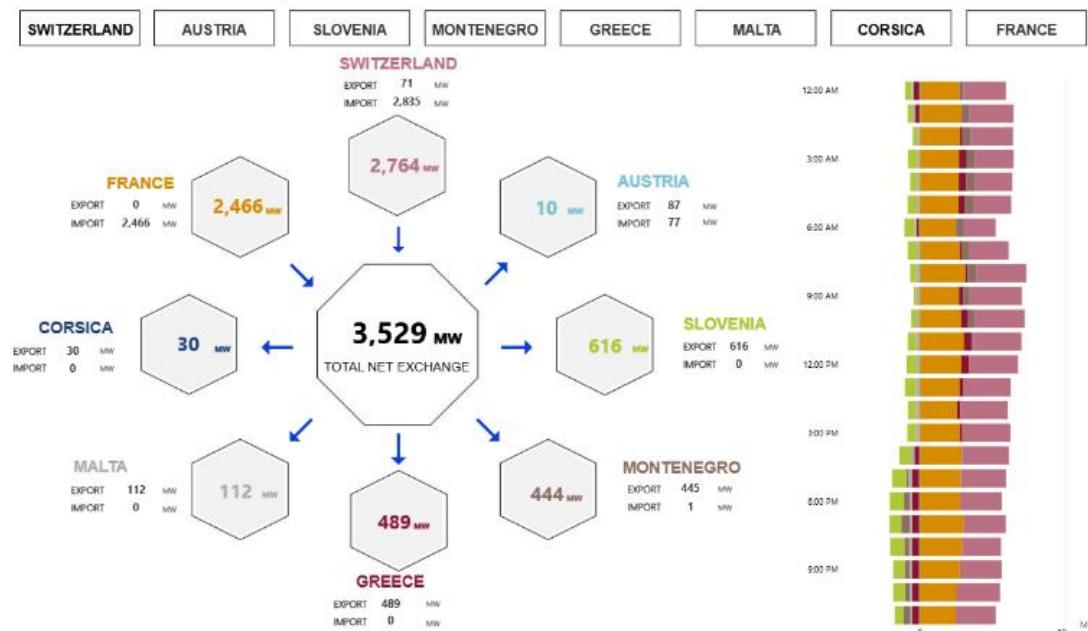


Figura 5 – Flussi fisici esteri [3]

Vengono acquisiti, inoltre, i dati relativi ai fabbisogni zonali. Per quanto riguarda la generazione, invece, sono presenti dati relativi alla produzione oraria complessiva nazionale,

suddivisa per fonte primaria, ma non quelli relativi alla generazione delle singole zone. Si rende dunque necessario fare la prima semplificazione di questa trattazione, descritta di seguito. Al fine di calcolare la generazione oraria di ogni zona di mercato, vengono innanzitutto sommati, ora per ora, i flussi interni (scambi fisici interni) con quelli esteri (scambi fisici esteri) relativamente ad ogni area. Ad esempio, la zona “Sicilia” ha come flusso estero quello di scambio con Malta, mentre come flusso interno ha quello con la zona “Calabria”: per ottenere il flusso complessivo della zona “Sicilia”, sommo i flussi di scambio relativi a Malta con quelli relativi alla zona “Calabria”, ora per ora. Nelle ore in cui questa somma è positiva, il flusso viene considerato di *Export*, viceversa quando la somma è negativa, viene considerato di *Import*.

Noti questi valori, è possibile calcolare la generazione come somma tra il fabbisogno ed i flussi fisici. L’idea dietro questa affermazione è quella per cui ogni zona provi a soddisfare il proprio fabbisogno: qualora questo venga soddisfatto, l’eccesso produttivo viene esportato, viceversa, nel caso in cui la generazione non incontri la domanda, allora la differenza viene colmata dalle importazioni. L’equazione utilizzata è dunque:

$$\text{Generazione} = \text{Fabbisogno} + \text{Flusso fisico} \quad (2.1)$$

dove *Flusso fisico* rappresenta l’export quando è positivo e l’import quando è negativo, misurato, come *Generazione* e *Fabbisogno*, in MW.

2.3 Modellazione parco eolico

Elaborati i dati necessari per stabilire la generazione zonale oraria, lo step successivo prevede la modellazione di un parco eolico che sia in grado, in seguito all’acquisizione di dati relativi alla ventosità, di interpolare tali valori con la curva di potenza della turbina eolica di riferimento, al fine di ottenere come risultato la generazione eolica di tale parco. È necessario dunque indagare sullo stato dell’arte delle turbine eoliche offshore al fine di individuarne un modello che renda le simulazioni efficaci rispetto al contesto attuale.

2.3.1 Parchi eolici a fondazioni fisse e galleggianti

Le tecnologie eoliche offshore sono classificate in due grandi categorie, basate sul tipo di supporto della turbina: quelle a fondazioni fisse e quelle a piattaforme galleggianti.

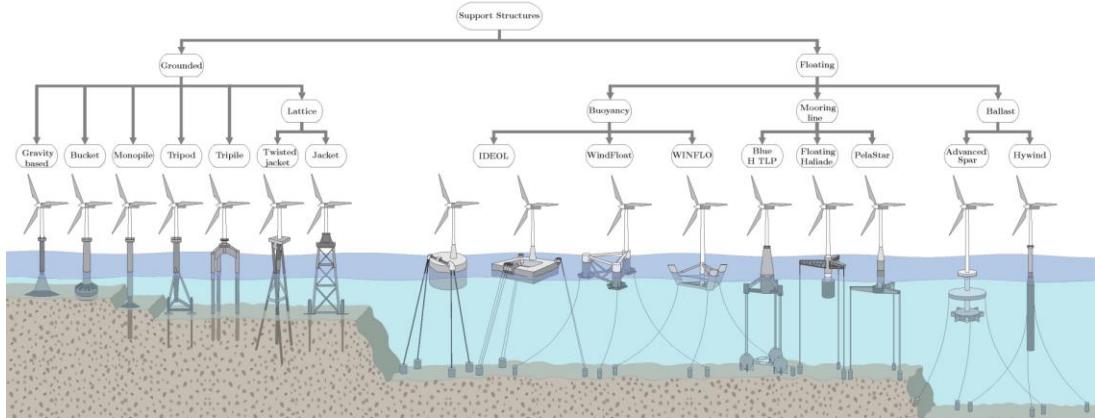


Figura 6 - Strutture di supporto degli aerogeneratori offshore [15]

Per quanto riguarda le turbine a fondazioni fisse, diverse tecnologie sono state sviluppate a seconda delle condizioni meteorologiche, marittime e della tipologia di fondale. Quelle principali sono monopalo (monopile), a giacca reticolare (jacket) ed a gravità (gravity-base). Attualmente la tecnologia a fondazione fissa è la più diffusa a livello mondiale. La Cina detiene il primato per la più grande turbina offshore operativa (My-SE16-260, da 16 MW, fondazione jacket) e per la maggiore capacità totale installata, seguita da Regno Unito, Germania, Paesi Bassi, Danimarca, ecc. [16]. Tuttavia, il limite principale di questa categoria risiede nella profondità d'installazione, che si attesta intorno ai 50 ~ 60 metri circa. Oltre questi valori, insediamenti di parchi eolici a fondazioni fisse presentano complessità tecniche ed economiche troppo elevate.

La conformazione batimetrica del mare italiano evidenzia una linea di costa ripida e zone profonde fin dalle immediate vicinanze della terraferma, che si estendono, nella maggior parte del bacino, nella fascia tra i 60 ed i 500 metri. Questo rende le fondazioni fisse poco praticabili, poiché compatibili solo con un numero molto ristretto di aree.

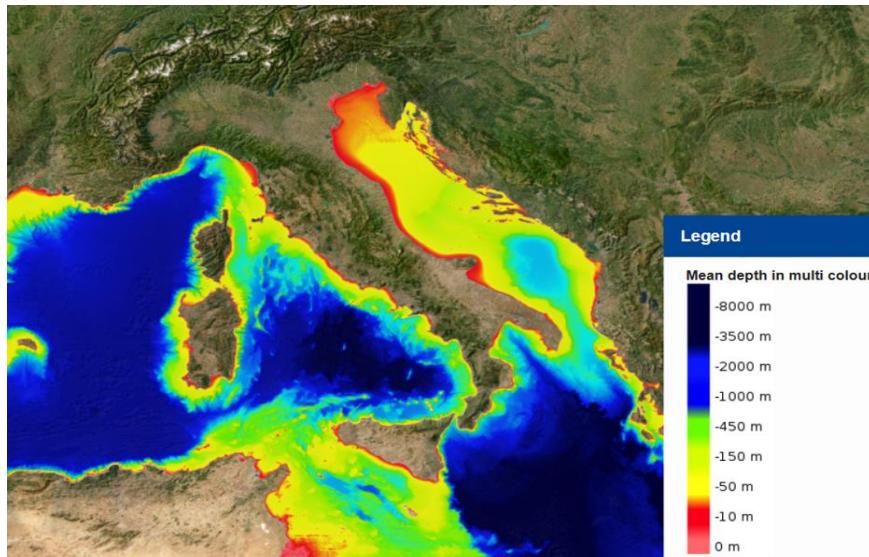


Figura 7 - Batimetria mare italiano [17]

In questo contesto si rende dunque molto interessante la seconda categoria, ovvero la tecnologia flottante. Quest'ultima si trova in una fase pre-commerciale e non è stato ancora raggiunto un consenso definitivo sul design ottimale delle piattaforme, sebbene siano in corso numerosi studi per identificare la configurazione più adatta a ciascun sito. Questa tecnologia deriva dal settore oil & gas, campo in cui è già ampiamente collaudata.

Le piattaforme galleggianti sono suddivise in quattro tipologie principali:

- Spar: struttura cilindrica in acciaio o calcestruzzo, stabilizzata tramite zavorra, che sfrutta la spinta di galleggiamento e presenta una ridotta area di superficie immersa. Un adeguato dimensionamento della zavorra consente di controbilanciare i movimenti di beccheggio dovuti a marea, onde e vento, aumentando così la stabilità. Vengono impiegate cime di ancoraggio per prevenire il trascinamento e limitare i moti di traslazione longitudinale (surge) e trasversale (sway). Il peso indicativo per una turbina da 6 MW è di ~ 3500 tonnellate.
- Tension Leg Platform (TLP): piattaforma galleggiante dotata di un serbatoio di galleggiamento sommerso, ancorata al fondale tramite fasci di tiranti verticali (detti *tension-leg*) che contrastano i movimenti indotti da onde e vento, garantendo così la stabilità statica della struttura. Il peso indicativo per una turbina da 6 MW è di ~ 2000 tonnellate.
- Semisommergibile (semi-sub): struttura composta da tre o più colonne collegate da pontoni sommersi o controventi, con piastre di smorzamento per aumentare la

stabilità idrostatica e la galleggiabilità. Il design più noto è *WindFloat*, caratterizzato da tre colonne e compensazione attiva della zavorra. La maggior parte di queste piattaforme è progettata in acciaio, ma esistono anche esempi in calcestruzzo già testati (come i progetti dimostrativi di Iberdrola). Il peso indicativo per una turbina da 6 MW è di circa 3000 tonnellate (in acciaio).

- Barge: pontone (piattaforma galleggiante) caratterizzato da un'ampia superficie di galleggiamento, che ne garantisce la stabilità complessiva. Un design molto diffuso è quello *Ideol*, utilizzato nella prima installazione di eolico offshore galleggiante francese, al largo di Le Croisic, montando una turbina da 2 MW. Questo concept è contraddistinto da una struttura rettangolare cava, a formare una vasca interna centrale denominata *moonpool*, che attenua i carichi indotti dalle onde. Il peso indicativo per una turbina da 6 MW va dalle 2000 alle 8000 tonnellate, a seconda dei materiali [18].

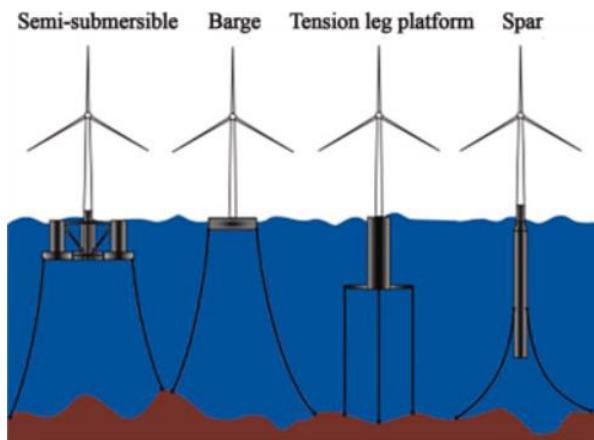


Figura 8 - Tecnologie galleggianti. Da sinistra verso destra: Semisommergibile, Barge, TLP, Spar [19]

2.3.2 Trend di sviluppo della taglia delle turbine offshore

Noto il contesto batimetrico e le diverse classificazioni tecnologiche offshore, è utile individuare quale sia il trend legato alle dimensioni degli aerogeneratori attualmente utilizzati e che verranno impiegati negli anni a venire. Nell'ultimo decennio, la potenza unitaria delle turbine offshore è cresciuta in modo significativo. La potenza media delle turbine installate è passata da 7,7 MW nel 2022 a 9,7 MW nel 2023, a testimonianza della transizione verso la nuova piattaforma tecnologica da 15 MW. Tuttavia, nonostante il forte impulso all'incremento della taglia, alcuni produttori di apparecchiature originali (*Original*

Equipment Manufacturer, OEM), tra cui Vestas e altri esperti del settore, hanno espresso una certa esitazione nel proseguire con l'aumento della taglia delle turbine. La motivazione risiede nella necessità di consolidare gli investimenti già sostenuti nella supply chain e nella ricerca e sviluppo, nonché di sfruttare appieno i vantaggi legati all'industrializzazione, alla standardizzazione ed al processo di apprendimento del settore, così da favorire una riduzione dei costi. Questa esitazione è risultata evidente nel momento in cui General Electric ha rinunciato ai piani per lo sviluppo di una turbina da 18 MW, annunciando invece lo sviluppo di una nuova turbina da 15,5 MW [20].

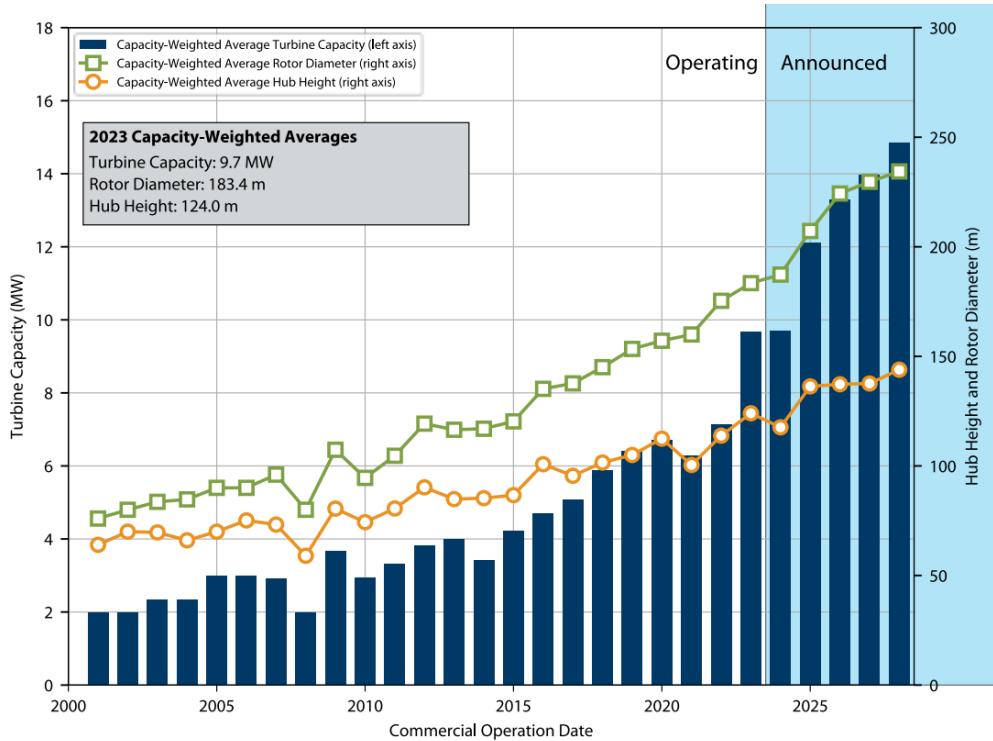


Figura 9 – Media globale di capacità, altezza dell'hub e diametro del rotore delle turbine eoliche offshore [21]

Negli ultimi anni, Vestas ha consolidato il suo impegno nella fascia delle turbine offshore da 15 MW: il modello V236-15.0 MW ha ottenuto un notevole successo commerciale, con oltre 11 GW di ordini confermati dal lancio nel 2021 [22]. Le prime unità sono già state installate in progetti attivi, come quello del parco *He Dreiht*, in Germania, dove la prima turbina è stata posata ad aprile del 2025. Inoltre, Vestas ha acquisito un contratto da 495 MW per il progetto *Fengmiao I* a Taiwan, il cui completamento è previsto entro la fine del 2027 [23] [24].

Parallelamente, Siemens Gamesa ha tagliato un importante traguardo installando il più potente prototipo di turbina eolica offshore al mondo, raggiungendo una capacità di 21,5 MW, presso il centro test di Østerild in Danimarca. L'installazione delle ultime pale è avvenuta ad Aprile 2025 [25].

2.3.3 Scelta della turbina

Noto lo stato dell'arte e dell'industrializzazione di tali aerogeneratori, osservando anche la tendenza dell'istogramma in Figura 9, si può affermare che la taglia da 15 MW sia oggi uno standard tecnologico consolidato, rendendola una scelta coerente e realistica per le simulazioni che verranno effettuate in questa tesi. Il National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha sviluppato, in collaborazione con l'IEA, una turbina eolica di riferimento offshore da 15 MW con rotore di 240 metri ed hub a 150 metri [26]. Questo modello può essere utilizzato sia per simulazioni con fondazioni fisse che con piattaforme galleggianti, in quanto non è associato ad una fondazione specifica. Il modello del NREL è inoltre concepito come benchmark open-source per simulazioni e studi accademici, rendendolo la scelta ideale per questa trattazione. Per semplicità di analisi verranno trascurati sia i moti dovuti alla natura flottante di tali turbine, sia gli effetti di scia (*wake effect*), fenomeno per cui una turbina a monte sottrae energia cinetica al vento, causando una riduzione della velocità del flusso dietro di essa ed aumentandone la turbolenza, facendo sì che le turbine poste a valle ricevano meno vento utile e subiscano carichi meccanici più variabili, riducendone quindi la produzione energetica ed incrementandone le sollecitazioni strutturali.

2.4 Acquisizione dati ventosità

Per calcolare la generazione eolica offshore in un determinato sito, insieme alla curva di potenza della turbina di riferimento, servono i dati relativi alla ventosità di tale area geografica.

2.4.1 Scelta del dataset: ERA5

ERA5 è un dataset di rianalisi climatica globale, ovvero una ricostruzione coerente dell'atmosfera terrestre ottenuta assimilando una grande quantità di dati osservati (tramite satelliti, boe, stazioni meteo, radiosonde, ecc.) in un modello numerico atmosferico. Questo dataset è accessibile tramite il portale Copernicus Climate Data Store in modo aperto e gratuito. ERA5 è uno strumento fondamentale poiché fornisce le serie storiche di velocità e

direzione del vento a varie altezze, coprendo il periodo dal 1° gennaio del 1940 ad oggi, con aggiornamenti continui e disponibilità quasi in tempo reale. È possibile selezionare numerose variabili, tra cui, in particolare, la componente u , ovvero la componente zonale del vento, cioè quella lungo l'asse est-ovest, e quella v , ovvero la componente meridiana del vento, dunque lungo l'asse nord-sud. La risoluzione temporale di tali dati è di 1 ora, mentre la risoluzione spaziale è di circa 31 chilometri a livello globale [27].

Per ottenere i dati di interesse, dalla sezione download di ERA5 viene spuntata la casella *Reanalysis*, mentre nella sezione variabili vengono spuntate le caselle *10m u-component of wind* e *10m v-component of wind*. L'arco temporale scelto, in linea con i dati relativi agli scambi zonali ed al fabbisogno temporale, è l'anno 2024. Al fine di estrarre i dati relativi ad un'area specifica, è necessario innanzitutto individuare le coordinate geografiche, in gradi decimali (latitudine e longitudine) di tale zona. Note le coordinate, viene definita una regione quadrata che individua i limiti dell'area di cui si vogliono analizzare i dati di ventosità. Per fare ciò è sufficiente aggiungere e sottrarre alle coordinate 0.1°: ad esempio, qualora le coordinate fossero 39° Nord, 8° Est, nello schema presente sul sito si dovrebbero inserire i dati 39.1° Nord, 38.9° Sud, 7.9 Ovest, 8.1° Est.

2.4.2 Selezione dei siti dei parchi eolici

Nota la procedura per ricavare i dati, è necessario individuare i siti ideali dove effettuare simulazioni rispetto a situazioni potenzialmente reali di installazioni eoliche offshore. Le zone selezionate corrispondono infatti ad aree per cui dei concept sono già stati resi noti oppure degli studi di fattibilità e/o di verifica d'impatto ambientale (VIA) siano già stati avviati o approvati. Di seguito i parchi eolici di riferimento utilizzati, in corrispondenza alle differenti zone di mercato elettrico italiano, e le rispettive coordinate utilizzate su ERA5:

- Nord – “Veneto 1”, è un progetto di parco eolico ancora in fase di studio, situato nel mar Adriatico a circa 30 chilometri dalla costa del Delta del Po, a Porto Tolle (RO). Questa offshore wind farm è composta da 80 turbine eoliche fisse da 10 MW, alte 170 metri e con un rotore pari a circa 260 metri di diametro, per una potenza stimata complessiva di 800 MW. L'area in questione è potenzialmente favorevole per un allaccio alla RTN poiché è già presente una stazione elettrica primaria di Terna a 380/132 kV, originariamente costruita a servizio della centrale termoelettrica di Porto Tolle. Inoltre, la zona è attraversata da linee di trasmissione a 380 kV che collegano

Porto Tolle alla dorsale adriatica e, più a nord, al resto della rete nazionale, costituendo così una base infrastrutturale già disponibile per l'integrazione di nuova generazione offshore. Sebbene il parco sia pensato come un'installazione di tipo fixed bottom, la zona in esame verrà comunque considerata, per semplicità di trattazione, come un'area valida per una simulazione di eolico flottante [28] [29]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 44.9524° N, 12.7654° E.

- Centro Nord – “Marche 1”, altro progetto di Agnes in fase di studio, situato nel mar Adriatico a circa 28 chilometri dalla costa marchigiana di Fano (PU). Il parco è composto da 84 turbine eoliche galleggianti da 10 MW, alte 170 metri e con un diametro di rotore pari a 260 metri, il cui basamento è stato adattato per ospitare pannelli fotovoltaici da 2.5 MW integrati nella struttura, raggiungendo una potenza complessiva di 1050 MW. La presenza già operativa di un'infrastruttura elettrica primaria rende la zona di Fano un potenziale nodo di connessione efficace. In particolare, una linea interrata a 132 kV assicura affidabilità di alimentazione della zona industriale di Mondolfo. Inoltre, la dorsale a 380 kV che connette Fano alla rete adriatica garantisce una capacità trasmissiva adeguata all'allaccio di energia offshore di larga scala [30] [31]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 44.0554° N, 13.1557° E.
- Centro Sud – “Tyrrhenian Wind”, sviluppato da Tyrrhenian Wind Energy Srl, società appartenente al gruppo Divento Energia, è un progetto sito a circa 30 chilometri da Civitavecchia (RM), nel mar Tirreno. Il repentino aumento di profondità di questo mare rende le fondazioni galleggianti la soluzione migliore. Sono infatti previste 28 turbine ad asse orizzontale da 18 MW ciascuna, per una potenza complessiva pari a 504 MW. La presenza della stazione elettrica di Civitavecchia a 380/150 kV, gestita da Terna e collegata alla dorsale tirrenica a 380 kV, assicura una capacità di evacuazione adeguata a integrare in rete una potenza dell'ordine di 500 MW come quella prevista dal parco eolico *Tyrrhenian Wind*. Il progetto è in fase di early planning, per quanto riguarda l'iter autorizzativo invece è stata presentata integrazione alla VIA nel febbraio 2025 e attualmente si è in piena fase di consultazione pubblica [32] [33]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 42.032826° N, 11.35 ° E.
- Sud – “Messapia”, questo parco eolico è situato a circa 30 chilometri a largo di Otranto (LE), nel settore sud-adriatico. Le profondità, a causa della *Fossa Adriatica*

Meridionale, crescono rapidamente, rendendo la soluzione floating la più appropriata. Il progetto prevede 73 aerogeneratori di potenza unitaria di 18 MW, per una potenza complessiva d'impianto pari a 1314 MW. Il contesto di questo parco è particolarmente favorevole per l'allaccio alla RTN. La Puglia meridionale è uno dei poli strategici della rete italiana: vi convergono dorsali a 380 kV e sono presenti numerose stazioni primarie (tra cui quelle di Galatina e Brindisi Sud), storicamente potenziate per integrare grandi volumi di generazione da fonti rinnovabili onshore e da centrali termoelettriche. Per quanto riguarda l'iter autorizzativo, il progetto è attualmente in VIA nazionale. La documentazione è stata presentata e risulta in fase di consultazione pubblica presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), con richieste di integrazioni tecniche ancora in corso. Nonostante ciò, questo progetto ha suscitato diversi conflitti con il pubblico locale poiché la zona in questione è un'area con elevata sensibilità paesaggistica ed ambientale [34] [35]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 39.7284° N, 18.9058° E.

- Calabria – “*Krimisia*”, parco localizzato a sud est di Isola Capo Rizzuto (KR). Anche nel caso del margine ionico calabrese si parla di grandi profondità marine, dunque vengono adottate soluzioni galleggianti. In particolare, il progetto prevede 62 turbine da 18 MW per un totale di 1116 GW. Come nel caso pugliese, la criticità di questo progetto risiede nella prossimità alle Aree Marine Protette (AMP) Capo Rizzuto, che impone un'attenta progettazione per evitare interferenze con perimetri e vincoli [36]. Dal punto di vista elettrico, la Calabria dispone di linee a 380 kV che collegano la regione con il Sud e la Sicilia, oltre a stazioni di smistamento di primaria importanza presso Catanzaro e Lamezia. L'integrazione in rete di un impianto di questa dimensione richiederà verosimilmente interventi di rinforzo, ma la base infrastrutturale consente già una connessione efficace alla dorsale meridionale della RTN. Lo stato della procedura autorizzativa vede *Krimisa* in VIA nazionale [37]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 38.6502 N, 17.6200 E.
- Sicilia – “*7SeasMed*”, primo progetto eolico offshore galleggiante in Italia ad aver ottenuto il Decreto VIA (21 marzo 2024), con prescrizioni ambientali e operative. Il parco è situato a 30 chilometri circa ad ovest di Marsala (TP). Il canale di Sicilia presenta batimetrie che crescono repentinamente all'allontanarsi dalla costa, dunque ancora una volta la soluzione flottante si rivela la più adeguata. L'area è particolarmente favorevole in quanto vicina a infrastrutture di rete di alta capacità.

La Sicilia occidentale è infatti interessata da interventi strutturali di Terna, quali la realizzazione del *Tyrrhenian Link*, cavo HVDC che collegherà l’isola con la Sardegna e la Campania, aumentando la capacità di trasporto e rendendo più agevole l’integrazione di grandi volumi di generazione rinnovabile. La presenza della stazione RTN di Partanna e degli assi a 380 kV nella Sicilia occidentale costituisce una base robusta per l’allaccio del progetto [38] [39]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 37.7999° N, 12.0600° E.

- Sardegna – “*Ichnusa*”, parco flottante situato sul margine sud-occidentale dell’isola, a 35 chilometri circa da Portoscuro (SU). Composto da 42 turbine galleggianti da 12 MW ciascuna, la capacità complessiva stimata è di 504 MW. L’area in questione è ben posizionata in termini di connessione elettrica: la regione di linee a 380 kV e di stazioni primarie già predisposte, oltre a beneficiare del *Tyrrhenian Link* (tratta Sicilia – Sardegna), che rafforzerà notevolmente la capacità di scambio. Dal punto di vista logistico, la presenza di porti industriali e cantieri navali nell’area di Cagliari e Portovesme costituisce un ulteriore vantaggio per la cantierizzazione e O&M. Sul piano autorizzativo, il progetto è attualmente in VIA nazionale, con documentazione depositata sul portale del MASE e iter istruttorio in corso [40]. Le coordinate impiegate per questo parco sono 39.4223° N, 7.8990° E.

3. Accumuli energetici

Questo capitolo presenta lo stato dell'arte e le principali tecnologie impiegate per gli stoccaggi energetici, con particolare focus sugli stoccaggi a batterie agli ioni litio e sulla produzione d'idrogeno tramite elettrolisi. Vengono inoltre selezionati dei datasheet di Battery Container e di Elettrolizzatore da cui ricavare i dati da utilizzare nella modellazione.

3.1 Panoramica sui sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo dell'energia rappresentano un elemento chiave per garantire flessibilità e resilienza ad un sistema elettrico sempre più nel vivo di processo di decarbonizzazione ed implementazione di fonti rinnovabili ad alta penetrazione. La natura intermittente e non programmabile delle rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico, genera infatti squilibri tra produzione e domanda, rendendo necessario l'impiego di soluzioni di accumulo in grado di fornire servizi di bilanciamento, regolazione di frequenza, stabilizzazione della rete ed energy shifting.

Le tecnologie per l'accumulo di energia si classificano principalmente in quattro famiglie:

- Elettrochimiche, che comprendono batterie agli ioni di litio (in particolare le tecnologie Litio Ferro Fosfato (*LFP*) e Nichel Manganese Cobalto (*NMC*)), batterie al sodio, redox flow; le loro principali applicazioni si adattano ad intervalli temporali che vanno da minuti ad ore, fornendo servizi di stabilizzazione rapida e applicazioni distribuite.
- Meccaniche, incluse le centrali di accumulo idroelettrico a pompaggio, Pumped Hydro Storage (*PHS*), ed i sistemi di accumulo energetico ad aria compressa, Compressed Air Energy Storage (*CAES*), che permettono stoccaggi su ampia scala (fino a centinaia di GWh) per un intervallo temporale che si estende per alcune ore; i vincoli legati ai requisiti geografici ed infrastrutturali sono tra le limitazioni principali.
- Termiche, basati su calore sensibile, latente o termochimico, spesso con materiali come Sali fusi o Phase Changing Materials (*PCM*); questi sistemi sono utilizzati per la generazione elettrica accoppiata a cicli termodinamici (es. *CSP*) o per alimentare reti di teleriscaldamento e processi industriali.
- Chimiche, ove l'energia elettrica viene convertita in energia chimica, per poi essere riconvertita al bisogno; un esempio di Power-to-X è la conversione dell'energia elettrica nel vettore idrogeno (si potrebbero considerare anche metano sintetico o e-fuels), prodotto

tramite elettrolisi dell’acqua; questa tecnologia favorisce uno stoccaggio di lungo termine o stagionale, favorendo il sector coupling tra elettricità, industria e trasporti.

La comparazione delle diverse tecnologie avviene tramite indicatori comuni: efficienza round-trip, densità energetica (Wh/kg e Wh/L), vita utile (anni e cicli equivalenti), costo livellato dell’energia immagazzinata (LCOS), tempo di risposta e sostenibilità ambientale (materie prime critiche, possibilità di riciclo).

Le sfide future riguardano non solo la riduzione dei costi e l’aumento delle prestazioni, ma anche la sostenibilità della supply chain (ad esempio la disponibilità di litio, cobalto e nichel), la gestione del fine vita e il riciclo dei materiali. Inoltre, l’integrazione ottimale di più tecnologie in configurazioni ibride appare una direzione promettente, poiché consente di combinare la rapidità delle batterie nelle applicazioni di breve durata con la capacità di lungo termine di sistemi come quelli a idrogeno o PHS [41].

3.2 BESS: Battery Energy Storage System

I sistemi di accumulo elettrochimico basati su batterie, comunemente definiti Battery Energy Storage Systems (*BESS*), sono oggi la soluzione più diffusa per applicazioni su scale temporali che spaziano in un intervallo che va da pochi minuti a qualche ora. Nel 2024, sono stati installati circa 69 GW di capacità di accumulo a batteria, andando quasi a raddoppiare la capacità totale installata rispetto all’anno precedente, che ammontava a 86 GW. Questo incremento ha portato la capacità totale installata a circa 155 GW [42].

Come menzionato, i BESS sono costituiti principalmente da batterie, elettronica di controllo, sistemi di conversione della potenza (*Power Conversion Systems, PCS*) e componenti ausiliari dell’impianto. Questi ultimi sono progettati per garantire la protezione e la salvaguardia operativa degli altri sottosistemi. Le batterie sono formate da pile di celle, dette “stacks”, all’interno delle quali l’energia chimica viene convertita in energia elettrica e viceversa. A seconda delle proprietà desiderate, vengono scelte batterie con differenti composizioni chimiche delle celle. Le composizioni chimiche delle principali tecnologie per i sistemi di accumulo a batteria attualmente in uso sono mostrate nella Figura 10.

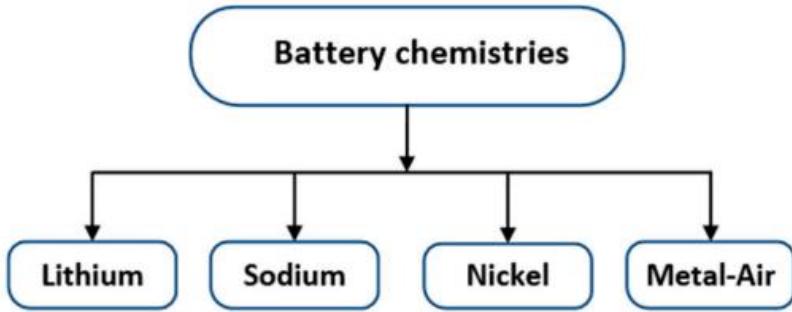


Figura 10 - Principali composizioni chimiche del BESS [43]

La scelta della tipologia della batteria è fondamentale poiché le diverse composizioni chimiche rendono alcuni modelli più vantaggiosi rispetto ad altri e viceversa, a seconda del contesto in cui si pensa di impiegarle. Le batterie agli ioni di Litio, meglio note come Li-ion, sono le batterie attualmente più utilizzate. Il vantaggio che le rende molto ambite per impieghi commerciali è quello del loro basso tempo di carica rispetto alle altre batterie. Sebbene le batterie al litio dispongano di un ampio intervallo operativo, al fine di evitarne l'invecchiamento precoce è consigliabile non raggiungere i livelli massimi e minimi di carica. Inoltre, il superamento della *Safe Operation Zone*, ovvero l'intervallo entro cui la batteria funziona in modo sicuro, può comportare rischi di incendi ed esplosioni.

Attualmente, tra le tecnologie agli ioni litio più diffuse spiccano quelle di tipo *LFP* (litio ferro fosfato), *NMC* (nickel, manganese, cobalto) ed *NCA* (nickel cobalto alluminio).

Il LiFePO_4 , ovvero l'LFP, è uno dei materiali catodici introdotti più recentemente ed è anche il più economico. Rispetto ad NCA ed NMC, l'LFP è più stabile alle alte temperature, ma presenta una tensione nominale inferiore rispetto alle altre tecnologie. Le performance delle celle LFP sono altamente dipendenti dalle temperature, tant'è che a basse temperature presentano un evidente calo di prestazioni. Inoltre, la loro densità energetica volumetrica è minore rispetto a quella delle NMC, aspetto che rappresenta un limite per l'utilizzo nei veicoli elettrici. Un vantaggio importante è che la curva dello SoC delle batterie LFP è caratterizzata da un andamento “piatto” durante la maggior parte della fase di scarica, ad implicare che la tensione della batteria cambia poco anche quando la carica si riduce significativamente (c’è però da notare che questo vantaggio allo stesso tempo rende più complicata la misurazione effettiva dello SoC, basata appunto sulla variazione di potenziale). Nonostante le batterie LFP siano più sicure delle altre batterie Li-ion, l’uso di un Battery

Management System (*BMS*) è comunque obbligatorio al fine di garantire maggiore sicurezza soprattutto rispetto al possibile disequilibrio tra le celle, che rappresenta una criticità.

Le batterie NMC, basate sul LiNixCoyMnzO_2 , sono state sviluppate per ridurre i problemi di sicurezza associati alle celle NCA, che verranno analizzate di seguito. Questa composizione permette a tale batteria di avere delle prestazioni personalizzate sulla base del precursore che più soddisfa le applicazioni finali (LCO, LNO, LMO). Il Nichel migliora il ciclo di vita della batteria, mentre il Manganese migliora la sicurezza della cella. Le batterie NMC offrono elevata capacità, un buon *C-rate* (ovvero la capacità di carica/scarica della batteria) e prestazioni comparabili alle NCA sia in termini di densità energetica che di densità di potenza. I limiti di queste batterie sono legati ai loro costi ed alla sicurezza. Anche in questo caso la presenza di un BMS, con sistemi di bilanciamento, è obbligatoria.

Le batterie a base di LiNiO_2 , ovvero le NCA, risultano più economiche rispetto a quelle agli ioni di litio contenenti LiCoO_{2m} pur mantenendo una certa quantità di Cobalto. Tuttavia, quest'ultimo è un materiale costoso, al contrario del Nichel che è meno caro ed è quindi più ambito. L'aggiunta di Alluminio riduce le variazioni volumetriche, in quanto stabilizza la struttura cristallina. Le batterie NCA hanno una lunga vita, rendendo favorevoli loro applicazioni nell'ambito dell'automazione. Queste batterie performano bene in termini di densità di potenza, densità energetica e ciclo vita. Le principali preoccupazioni riguardano le implicazioni legate alla sicurezza, poiché il catodo è estremamente instabile e suscettibile al *thermal runaway*, che può provocare incendi ed esplosioni. Inoltre, queste batterie tendono a degradarsi quando vengono mantenute a livelli estremi di SoC, sia elevati che molto bassi.

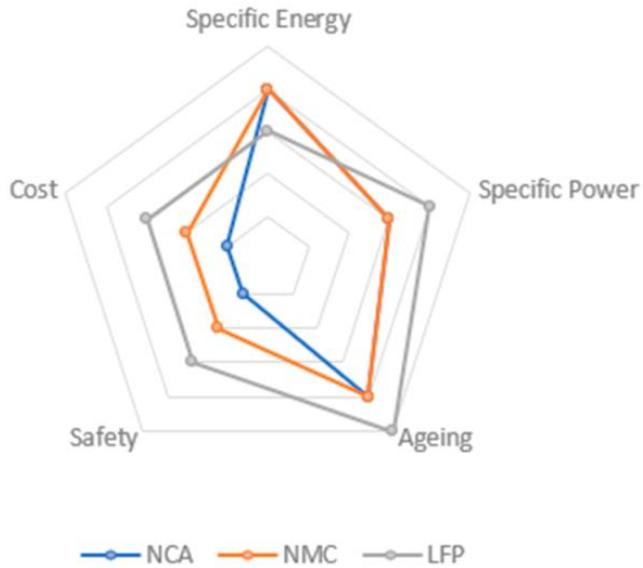


Figura 11 – Radar chart di confronto qualitativo tra le tecnologie NCA, NMC ed LFP, un maggiore allontanamento dal centro implica una miglior performance rispetto all’ambito indicato [43]

L’integrazione dei sistemi di accumulo a batteria all’interno della rete elettrica non può prescindere dall’elettronica di potenza, che costituisce il tramite indispensabile tra le celle elettrochimiche e il sistema elettrico esterno. Le batterie operano infatti in corrente continua e con tensioni variabili a seconda del loro stato di carica, mentre le reti di distribuzione e la maggior parte dei carichi utilizzano corrente alternata. Per questa ragione, l’elettronica di potenza non ha un ruolo accessorio, ma rappresenta l’elemento funzionale che permette il condizionamento e la conversione dell’energia, garantendo al tempo stesso stabilità, efficienza e sicurezza.

Una prima categoria di dispositivi analizzata è costituita dai convertitori DC/DC, impiegati per regolare i livelli di tensione in corrente continua. Questi convertitori sono fondamentali quando si devono adattare le tensioni delle batterie, che variano durante i cicli di carica e scarica, alle tensioni richieste da altre apparecchiature o da ulteriori stadi di conversione. Senza tale regolazione, il sistema non sarebbe in grado di mantenere condizioni operative costanti, con conseguenze negative sia per l’affidabilità del BESS che per la compatibilità con i dispositivi connessi. I convertitori DC/DC consentono dunque di garantire un’uscita stabile e di ottimizzare lo scambio energetico in funzione delle condizioni di carico e della disponibilità di energia. Insieme ai convertitori DC/DC, gli inverter DC/AC rappresentano un altro elemento imprescindibile. Essi consentono la conversione della corrente continua immagazzinata nei moduli in corrente alternata, rendendola così idonea all’immissione nella

rete o all'alimentazione diretta di carichi in AC. L'inverter svolge inoltre un ruolo di regolazione della frequenza e della forma d'onda, assicurando che l'energia rilasciata rispetti gli standard richiesti dalla rete elettrica. La qualità dell'inverter si riflette direttamente sulla stabilità del sistema e sulla sua capacità di fornire servizi ancillari, come la regolazione di tensione e frequenza. Il PCS, sistema costituito da convertitori, sistemi di controlli, trasformatori e switch gear (quando presenti), oltre a collegare tra loro questi elementi, coordina le funzioni di controllo per regolare la tensione, la frequenza ed il power factor. Il PCS garantisce inoltre che le condizioni operative del BESS siano mantenute all'interno di intervalli che garantiscano sicurezza ed efficienza, prevenendo fenomeni che potrebbero comprometterne il funzionamento. Un altro tassello fondamentale per la gestione delle batterie è il BMS, insieme hardware e software che ha il compito di garantire che il pacco batterie operi all'interno dei limiti di sicurezza elettrici, termici e meccanici, massimizzando al contempo la durata utile e le prestazioni. Grazie a dei sensori distribuiti nel pacco batteria, il BMS è in grado di controllare in modo continuo la tensione di ciascuna cella, al fine di prevenirne condizioni di sovraccarico o scarica profonda, la corrente di carica e scarica, utile per stimare lo SoC e per proteggere la batterie da eccessive sollecitazioni di natura elettrica, la temperatura delle celle e dei moduli, variabile critica sia per l'efficienza che per la sicurezza e la durata della batteria, e l'impedenza interna, parametro utilizzato per valutare lo State of Health (SoH). Poiché alcune di queste variabili non sono direttamente misurabili, il BMS implementa algoritmi dedicati per il calcolo di:

- State of Charge (SoC), cioè la quantità di energia residua, generalmente espressa come percentuale della capacità nominale.
- State of Health (SoH), ovvero il degrado della batteria rispetto alle condizioni iniziali, che tiene conto della capacità residua e della resistenza interna. È fondamentale per prevedere la vita utile e pianificare eventuali sostituzioni.
- State of Power (SoP), che indica la capacità della batteria di erogare o assorbire potenza in condizioni operative reali. Questo valore è utilizzato per ottimizzare i profili di carica e scarica.

Uno dei compiti fondamentali del BMS è la protezione del pacco batteria. Il sistema interviene automaticamente per prevenire condizioni anomale che potrebbero portare a danni irreversibili o situazioni di pericolo. Protezione a sovraccarico e scarico eccessivo delle celle, limitazione delle correnti elevate, gestione della temperatura con azioni di limitazione della

potenza o attivazione di sistemi di raffreddamento e disconnessione del pacco in caso di guasti sono tra le mansioni del BMS. Un altro ruolo cruciale è il “*cell balancing*”, necessario per mantenere uniforme lo stato di carica tra tutte le celle di un modulo. Nel tempo, infatti, inevitabili differenze di capacità e resistenza interna portano a squilibri che riducono la capacità complessiva e possono innescare situazioni di instabilità [44].

La panoramica generale sulle principali tecnologie BESS è utile per selezionare un modello commerciale da utilizzare come esempio per prenderne i dati, al fine di effettuare una simulazione quanto più accurata. Per la trattazione in esame si è scelto di considerare come modello di analisi le batterie della *Huawei*, uno dei produttori più in rapida crescita al mondo di batterie per sistemi di accumulo stazionari. In particolare, buona parte delle tecnologie *Huawei* si basano sulla chimica LFP, grazie ai vantaggi precedentemente analizzati, legati principalmente ad una buona sicurezza, un’ottima durata e dei costi molto vantaggiosi [45].

Il modello in questione considera il container *LUNA2000-2.0MWH-2H1*, il cui datasheet è riportato nella Tabella 1.



Figura 12 - *LUNA2000-2.0MWH Series Container* [46]

Battery Container			
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-1H1	LUNA2000-2.0MWH-2H1
DC Rated Voltage	1,200 V	1,250 V	1,250 V
DC Max. Voltage	1,500 V	1,500 V	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh	2,032 kWh	2,032 kWh
Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Rated Power	2,064 kW	2,032 kW	1,016 kW
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	≤ 30 t	≤ 30 t	≤ 30 t
Operation Temperature Range	-30°C ~ 55°C	-30°C ~ 55°C	-30°C ~ 55°C
Storage Temperature Range	-40°C ~ 60°C	-40°C ~ 60°C	-40°C ~ 60°C
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)	0 ~ 100% (Non-condensing)	0 ~ 100% (Non-condensing)
Max. Operating Altitude	4,000 m	4,000 m	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling
Configuration of HVAC	8 HVACs ¹	8 or 6 HVACs ¹	6 or 4 HVACs ¹
Fire Suppression Agent	FM-200	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™
Communication Interface	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC 104	Modbus TCP / IEC 104	Modbus TCP / IEC 104
Protection Degree	IP55	IP55	IP55
Anti-corrosion Degree	C5-Medium	C5-Medium	C5-Medium
Black Start	-	Optional	Optional

Standards Compliance

RoHS, IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536, etc.

¹ - The quantity of HVACs depends on C rate and application scenario

Tabella 1 - LUNA2000-2.0MWH Series Datasheet [46]

Il C-rate considerato per questa simulazione è pari a 0.5 C, che corrisponde ad un periodo di tempo pari a 2 ore per ottenere una carica oppure una scarica completa. Siccome nel datasheet non sono presenti informazioni relative al *Depth of Discharge (DOD)*, ovvero la percentuale della capacità nominale che viene effettivamente prelevata durante un ciclo, si ipotizza un valore cautelativo di DoD pari all'80%: si decide quindi che il limite inferiore di SoC della batteria sia del 15%, mentre quello superiore sia del 95%. Prodotti analoghi della stessa line BESS Huawei hanno un DOD pari al 100%, si preferisce però procedere con un approccio più cautelativo per massimizzare il ciclo vita della batteria. Più è alto il DOD, maggiore è lo stress sulla batteria e minore è la sua vita. Altro parametro importante è la *Round-Trip Efficiency (RTE)*, che analizza quanto efficacemente il BESS può stoccare e poi re-immettere energia. Questo valore è calcolato come il rapporto tra l'output e l'input energetico.

$$RTE = \frac{E_{out_BAT}}{E_{in_BAT}} \times 100 [\%] \quad (3.1)$$

Siccome i dati relativi all'efficienza non sono pubblici, viene imposto un valore di RTE pari al 92%. Non viene inoltre reso noto il valore relativo all'autoscarica, che viene quindi ipotizzata tra l'1 ed il 3% al mese, in linea con le attuali tecnologie LFP.

3.3 LTESS: Long Term Energy Storage System – Idrogeno

I sistemi di accumulo energetico a lungo termine sono sistemi in grado di stoccare energia per durate molto elevate. Sebbene non ci sia una definizione precisa di LTESS, anche noto in letteratura come *LDESS (Long Duration Energy Storage System)*, il dipartimento USA dell'energia definisce gli impianti come tali se hanno la facoltà di accumulare energia per più di dieci ore, mentre per diversi enti cinesi si parla di LTESS al di sopra delle quattro ore di accumulo [47]. Nel caso studio trattato, il vettore utilizzato per l'accumulo di energia è l'idrogeno, ottenuto mediante l'elettrolisi.

Gli elettrolizzatori raccolgono l'energia proveniente dai flussi fisici in uscita per convertire l'acqua nei suoi elementi costitutivi, ovvero l'idrogeno e l'ossigeno. Tra le diverse tecnologie di elettrolizzatori, la più matura è attualmente quella dell'*Alkaline Water Electrolysis (AWE)*, che utilizza un elettrolita alcalino liquido, comunemente idrossido di potassio, per facilitare il trasporto ionico. I sistemi AWE sono particolarmente apprezzati per il loro costo e la robustezza operativa [48].

Gli elettrolizzatori *Proton Exchange Membrane (PEM)* invece impiegano una membrana elettrolitica polimerica solida per condurre protoni. Le PEM si distinguono per la loro elevata densità di corrente, alta efficienza, la compattezza del design e la rapida risposta dinamica, caratteristica che le rende particolarmente adatte all'integrazione con fonti rinnovabili intermittenti. Un aspetto rilevante è il costo delle PEM, maggiore rispetto alle AWE, dovuto principalmente al fatto che vengano impiegati metalli nobili come catalizzatori e che le membrane siano fatte di materiali ad hoc [49].

Infine, i *Solid Oxyde Electrolyzers (SOEC)* operano ad alte temperature, generalmente tra i 700 e 900°C, impiegando elettroliti ceramici solidi per condurre gli ioni ossigeno. I SOEC hanno un'elevata efficienza ed offrono la possibilità di integrazione con processi industriali ad alte temperature, oltre alla capacità di sfruttare il calore di scarto. I limiti di questa tipologia di elettrolizzatore risiedono principalmente nell'elevata temperatura di esercizio, nei lunghi tempi di avviamento e nella loro durevolezza [50].

La scelta dell'elettrolizzatore è stata guidata principalmente dall'efficienza e dalla capacità di risposta alle fonti rinnovabili. Gli elettrolizzatori PEM, grazie al loro breve tempo di avvio e l'elevata reattività dinamica, sono un modello particolarmente adatto all'integrazione con l'energia intermittente proveniente dall'eolico, vista la continua necessità di adattamento alle fluttuazioni di produzione energetica. Inoltre, le PEM operano a pressioni relativamente elevate (fino 30 bar o più), riducendo così l'energia necessaria alla compressione successiva, che precede lo stoccaggio. Ciò si traduce in un minor consumo di potenza ausiliaria e dunque in una maggiore efficienza complessiva. Sebbene gli elettrolizzatori PEM presentino attualmente costi di capitale più alti rispetto alle alternative alcaline, si prevede che beneficeranno di progressi tecnologici e riduzioni di costo dovuti alle economie di scala. Considerata la crescente importanza dell'idrogeno nella produzione di combustibili verdi, investire nella tecnologia PEM offre vantaggi di lungo termine sia in termini di efficienza che di sostenibilità economica [51].

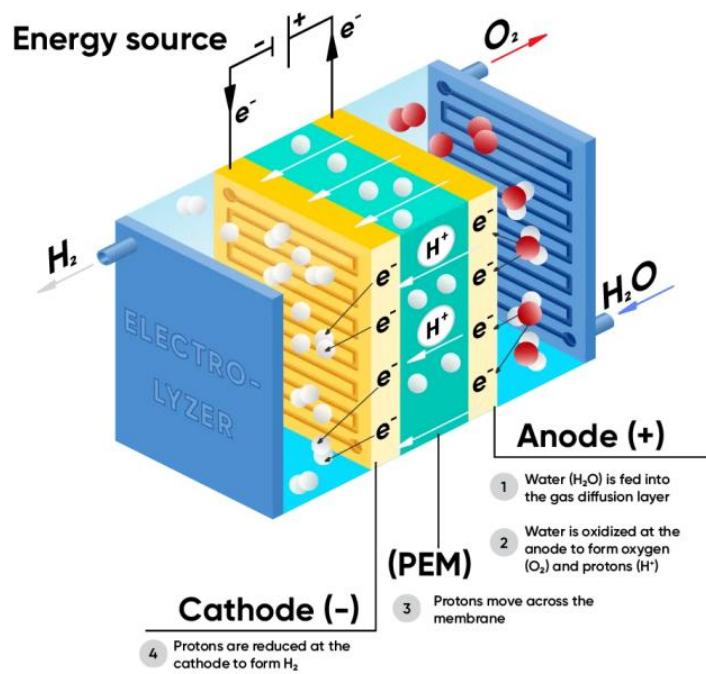


Figura 13 - Rappresentazione schematica di un elettrolizzatore Proton Exchange Membrane (PEM) [52]

Per produrre idrogeno, l'elettrolizzatore ha bisogno di energia: questa viene fornita sia dai residui dei flussi in uscita (ovvero quelli che il BESS non è riuscito a stoccare, una spiegazione approfondita è presente nel capitolo successivo), che dalla generazione eolica.

Per la trattazione in esame si è scelto di considerare come modello di analisi quello del produttore *Quest One*, specializzato nello sviluppo e nella produzione di sistemi per l'elettrolisi basati su tecnologia PEM [53].

Il modello in questione è il *Quest One PEM Electrolyzer ME450*, il cui datasheet è riportato nella Tabella 2.



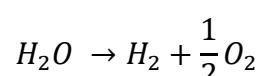
Figura 14 - Container elettrolizzatore *Quest One ME450* [54]

H₂ production nominal	450 kg/d 210 Nm ³ /h
Energy consumption^{1,2}	4.7 kWh/Nm ³ H ₂ 53 kWh/kg
System efficiency^{1,2}	75 %
Performance class	1 MW
H₂ production modulation range	42 – 210 Nm ³ /h 20 – 100 %
H₂ purity	5.0 (meets ISO 14687:2019 Table 2)
Load change	30 s (Standby to nominal load)
H₂ output pressure	30 bar(g)
Heat recovery (optional)	Heat output: 170 kW BoL 350 kW EoL ≤57°C handover at customer system >90% system efficiency
H₂O required quality	EU Directive 2020/2184-EU See also additional applicable specifications from QUEST ONE GmbH
H₂O consumption nominal	260 kg/h (at 10°dH)
Power supply electrolysis³	3 x 480 V Y, 3 x 480 V ▲ / 50 Hz (acc. ICE 600038) Connecting power: 1.35 MVA
Power supply periphery	3 x 400 V / 50 Hz (acc. ICE 600038) Connecting value: 150 kW
Dimensions LxWxH	40' Container, incl. attachments ca. 13.2 x 4.0 x 5.7 m
Weight	approx. 36 t (operational)
Ambient temperature⁴	-20°C to +40°C

Technical changes reserved
¹ Standard conditions: BoL, 15 °C outdoor temperature, 30 bar(g) H₂ transfer pressure
² 200 Nm³/h, based on Higher Heating Value (HHV).
³ Transformer is required for galvanic isolation
⁴ Optionally expandable down to -30 °C with the cold package

Tabella 2 - Quest One ME450 datasheet [54]

È importante tenere a mente che l'idrogeno non è l'unico prodotto dell'elettrolisi. La reazione infatti è:



dunque ad ogni mole di idrogeno corrisponde mezza mole di ossigeno. Questo implica che per ogni kg di idrogeno generato, la quantità di ossigeno prodotta corrisponde ad 8 kg.

4. Modellazione MATLAB: zone non interconnesse

Questo capitolo, insieme al successivo, avrà il compito di descrivere la struttura ed il funzionamento dei modelli, elaborati in ambiente MATLAB, per l'analisi di come i sistemi di accumulo (BESS ed LTESS), insieme agli impianti eolici offshore, influenzino i flussi interzonali e l'equilibrio domanda-offerta nelle sette zone di mercato elettrico italiane. L'obiettivo è quello di quantificare in che misura l'autoconsumo locale degli eccessi di generazione possa ridurre l'import, attenuare l'export e valorizzare i surplus produttivi tramite stoccaggio elettrochimico e power-to-hydrogen.

Al fine di svolgere tali analisi, si è scelto di seguire un'impostazione in due passaggi, che prevede di elaborare due modelli distinti, ognuno dei quali inerente ad un diverso scenario.

Il seguente capitolo tratta il primo scenario, ovvero il *modello a zone non interconnesse*: ogni zona è trattata come indipendente, nel senso che si modificano solo generazione e flussi della zona analizzata, mantenendo invariati i dati delle altre. Questo approccio fa sì che ci si possa concentrare sugli effetti dell'interazione tra la singola zona di mercato elettrico e le tecnologie di produzione eolica e di stoccaggio energetico ad essa connesse, mantenendo la trattazione più snella e favorendo la comprensione delle implicazioni di tali meccanismi.

Nel capitolo successivo viene invece approfondito il *modello a zone interconnesse*, scenario che permette di avere una visione globale sulle implicazioni che le propagazioni di variazione di flussi di rete hanno sulle varie zone di mercato elettrico.

In Figura 15 viene mostrato uno schema che descrive il funzionamento di entrambi i modelli elaborati.

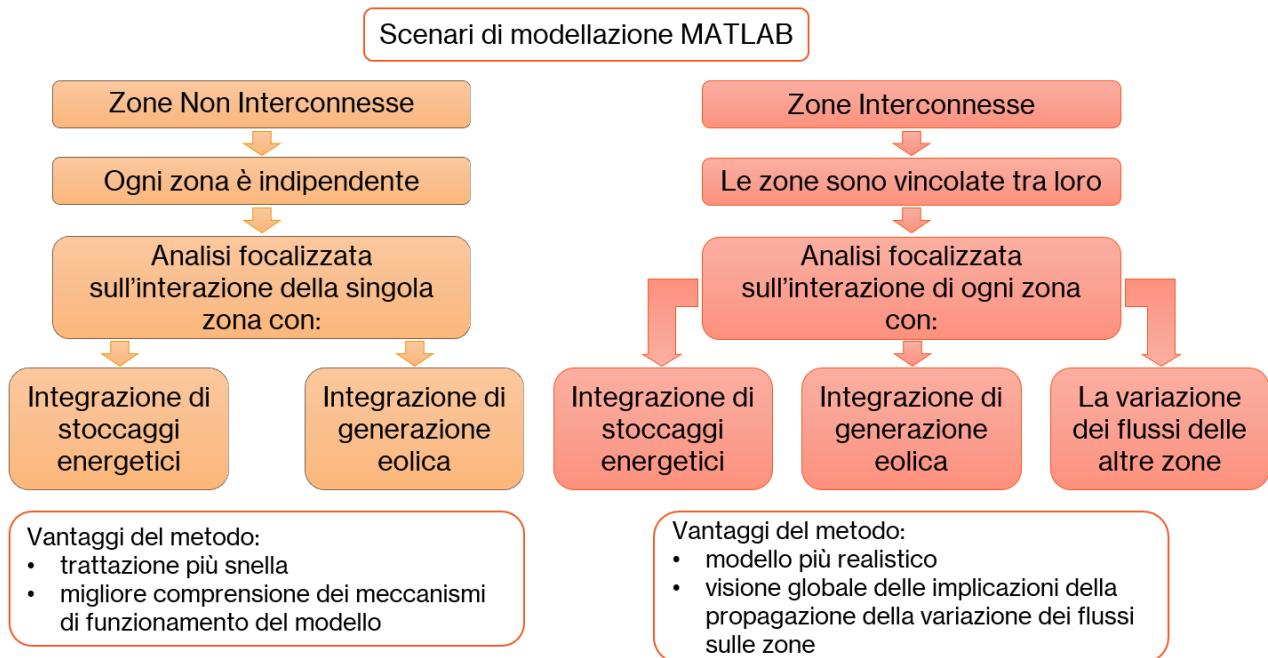


Figura 15 - Diagrammi di flusso dei due scenari di modellazione MATLAB impiegati

Il modello si compone di uno script principale dal quale vengono acquisiti tutti i dati in input necessari all'analisi. Questi dati vengono poi passati a delle funzioni che restituiscono i valori in output che verranno analizzati e da cui verranno ricavate le conclusioni di questa trattazione.

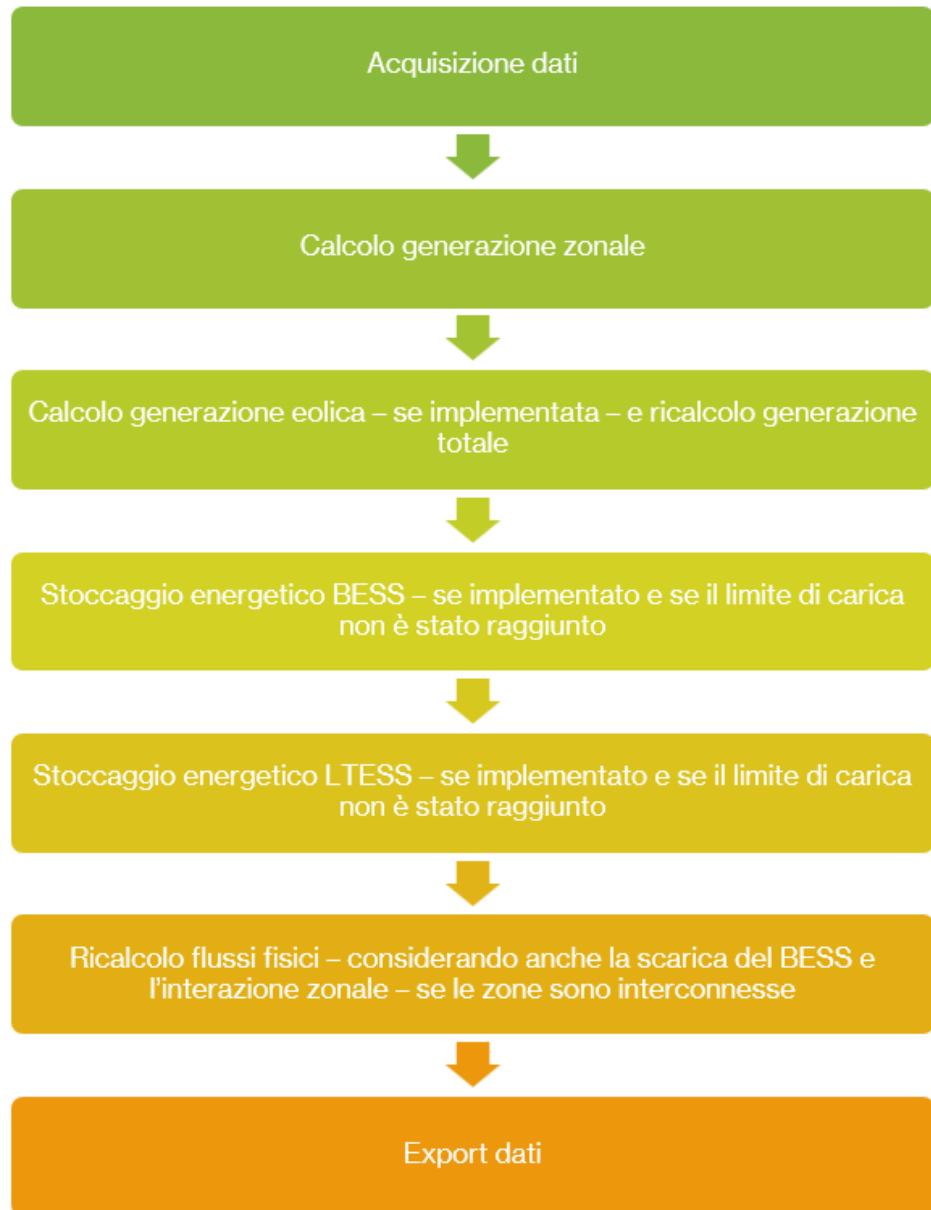


Figura 16 - Schema di funzionamento del modello

I primi dati acquisiti sono quelli relativi agli scambi fisici interni, agli scambi fisici esteri ed ai fabbisogni orari di ogni zona di mercato nell'anno 2024, acquisiti tramite il sito di Terna. Viene successivamente pre-allocata una matrice da sette colonne, una per ogni zona, in cui verranno raccolti tutti i dati in output con riferimento alla zona di interesse.

In questo primo scenario, terminata la parte di acquisizione dati da Terna e la pre-allocazione matriciale, si presentano sette caselle spuntabili che, se selezionate, avviano l’analisi per la zona corrispondente ad ogni casella.

Nei paragrafi successivi vengono descritti gli script impiegati nel modello a zone non interconnesse.

4.1 Calcolo della generazione zonale

Al fine di calcolare la generazione di ogni singola zona, viene inizialmente passato in input alla funzione un numero identificativo della zona in questione. Successivamente vengono acquisiti i rispettivi dati di fabbisogno locale e di scambi fisici interni ed esteri. Per convenzione, quando i flussi hanno segno negativo, allora stanno “entrando” nella regione, dunque sto facendo import: questo implica che il fabbisogno non viene soddisfatto dalla generazione locale, rendendo necessaria l’importazione energetica da parte delle altre zone o dall’estero. Viceversa, quando i flussi hanno segno positivo, allora stanno “uscendo” dalla regione, dunque sto facendo export: in questo caso la generazione viene considerata come superiore rispetto al fabbisogno locale, l’eccesso produttivo viene dunque esportato verso le zone in deficit produttivo.

Il dataset prelevato dal sito di Terna relativo agli scambi fisici esteri mostra i dati con convenzione di segno opposta rispetto a quella sopra indicata, dunque, per conformità, vengono invertiti i segni di tutti i flussi fisici esteri:

$$Flusso\ fisico\ estero = - \sum_{i=1}^n Flusso\ fisico\ estero(i) \quad (4.1)$$

dove n è il numero di zone virtuali di scambio fisico estero interconnesse alla zona in questione, $Flusso\ fisico\ estero(i)$ è la potenza scambiata dalla frontiera i -esima con la zona in analisi, misurata in MW, e $Flusso\ fisico\ interno$ è la potenza totale scambiata tra la zona in analisi e le frontiere ad essa connesse, misurata in MW.

Si assume che ad entrare ed uscire dalla regione di mercato sia un flusso unico, ovvero $Flusso\ fisico$, somma dei flussi interni ($Flusso\ fisico\ interno$, MW) ed esteri ($Flusso\ fisico\ estero$), come riportato nell’equazione di seguito:

$$Flusso\ fisico = Flusso\ fisico\ interno + Flusso\ fisico\ estero \quad (4.2)$$

Tramite l'equazione 2.1 viene dunque calcolata la potenza media oraria generata nell'i-esima zona, che viene successivamente salvata in un vettore. Le potenze in questione, come detto, sono riferite ad intervalli temporali di un'ora: si può dunque calcolare l'*Energia generata* [MWh] come sommatoria dell'i-esima potenza moltiplicata per l'unità temporale. Un'osservazione analoga viene fatta anche per *Fabbisogno*, *Import* ed *Export* [MWh], andando a ricavare i primi dati relativi a tali variabili, come di seguito elencato:

$$Energia\ generata = \sum_{i=1}^n Generazione(i) * 1\ h \quad (4.3)$$

$$Fabbisogno = \sum_{i=1}^n Fabbisogno(i) * 1\ h \quad (4.4)$$

$$Import = \sum_{i=1}^n Flusso\ fisico(i) * 1\ h, \text{ quando } Flusso\ fisico(i) \leq 0 \quad (4.5)$$

$$Export = \sum_{i=1}^n Flusso\ fisico(i) * 1\ h, \text{ quando } Flusso\ fisico(i) > 0 \quad (4.6)$$

I valori ottenuti vengono dunque restituiti allo script principale. Grazie a questi dati è possibile avviare una prima analisi relativa all'accumulo dell'eccesso produttivo e alla scarica dell'energia immagazzinata.

4.2 Calcolo della generazione eolica

Vengono importati i dati relativi alla ventosità in modo coerente rispetto alla zona in questione, individuata anche in questo caso tramite un numero identificativo passato in input. Contestualmente, viene acquisito il file contenente i valori della curva di potenza della turbina eolica IEA da 15 MW. L'unità di misura di riferimento della curva è il kW, viene quindi effettuata una conversione di tale unità in MW.

Prima di procedere con l'interpolazione dei valori di ventosità con la curva di potenza, è necessario calcolare il valore effettivo di ventosità, ricavato grazie al teorema di Pitagora, applicato alle due componenti di velocità u e v [m/s], tenendo a mente che i dati di ventosità ottenuti dal portale di ERA5 ($Velocità_{10m}$, m/s) fanno riferimento ad un'altezza di 10 metri sul livello del mare.

$$Velocità_{10m} = \sqrt{u_{10}^2 + v_{10}^2} \quad (4.7)$$

È ora possibile correggere il valore ottenuto rispetto all'altezza dell'hub della turbina IEA $Velocità_{hub}$, che si attesta a 150 metri sul livello del mare. L'equazione che corregge questi valori è:

$$Velocità_{hub} = Velocità_{10m} * \left(\frac{h_{hub}}{h_{10m}} \right)^\alpha \quad (4.8)$$

Dove α è l'esponente di wind shear, che riflette la rugosità del terreno e la stabilità atmosferica, in questo caso posto uguale ad $\frac{1}{7}$, h_{hub} è l'altezza dell'hub [m] ed h_{10m} è l'altezza di 10 metri.

Viene dunque effettuata un'interpolazione lineare che tiene conto dei valori corretti di velocità del vento e della curva di potenza della turbina IEA. I dati ottenuti fanno riferimento alla potenza prodotta da una singola turbina, ma al fine di condurre un'analisi realistica è necessario considerare parchi eolici composti da più unità di aerogeneratori. Ogni misurazione è dunque pensata su capacità complessive pari a 250 MW o suoi multipli, al fine di avere taglie verosimili (250, 500, 750, 1000 MW) e che rendano possibili un confronto tra i vari scenari produttivi, tenendo conto delle implicazioni del reindirizzamento della sovrapproduzione verso il BESS ed il Power-to-Hydrogen. Per fare ciò, la produzione eolica della singola turbina viene moltiplicata per 17, numero di aerogeneratori che fa sì che la capacità nominale complessiva del parco sia 255 MW. Un fattore moltiplicativo differente verrà applicato nelle iterazioni successive del codice al fine di simulare i vari scenari. Per semplicità di modellazione, viene scelto di non assumere un coefficiente che tenga conto dell'instabilità dinamica e delle wake losses.

Noti i valori di generazione eolica, questi vengono sommati alla generazione della zona di riferimento, ottenendo dunque un nuovo valore di produzione oraria, che andrà ad incidere sui flussi fisici di import ed export:

$$Generazione_{tot}(i) = Generazione(i) + Generazione Eolica(i) \quad (4.9)$$

Con i facente riferimento all' i -esima zona in considerazione e $Generazione_{tot}(i)$ e $Generazione Eolica(i)$, misurati in MW, facenti riferimento rispettivamente alla generazione zonale totale ed alla generazione eolica. I nuovi flussi vengono elaborati come differenza tra la nuova produzione zonale ed il fabbisogno locale, rimasto ovviamente costante:

$$Flusso\ fisico = Generazione_{tot}(i) - Fabbisogno(i) \quad (4.10)$$

Un controllo sul segno del flusso fisico stabilisce se si tratti, su base oraria, di import oppure export. I valori elaborati vengono poi inseriti nella matrice dati.

4.3 Modellazione dello stoccaggio energetico dei flussi

I flussi elaborati nella sezione precedente vengono presi come dati in input. Vengono definiti i dati relativi al tipo di batteria utilizzato, a partire dalla massima capacità del BESS, definito in MWh. Si definiscono inoltre i limiti del SoC: al fine di evitare l'usura dovuta a carica e scarica al massimo e minimo SoC, rispettivamente 100% e 0%, si possono definire dei valori che stabiliscano un range entro cui la batteria può essere adoperata. A livello operativo, la variabile di controllo *Usable battery* [MWh] è definita al fine di verificare che nella fase di scarica, in caso sia presente del residuo di carica interno alla batteria, l'energia esternata non sia tale da andare al di sotto del limite inferiore imposto per lo SoC. L'equazione che descrive tale elemento di controllo è:

$$Usable\ Battery = Energia(t)_{batteria} - Capacità_{MAX\ bat} * SoC_{minimo} \quad (4.11)$$

dove *Energia(t)_{batteria}* [MWh] indica la quantità di energia presente nelle batterie all'istante t, *Capacità_{MAX bat}* [MWh] è il valore di capacità massimo del BESS e *SoC_{minimo}* [%] è la percentuale che indica il limite inferiore di carica. Sono successivamente definiti la massima capacità sia dello storage BESS che di quello LTESS, poiché la funzione relativa al Power-to-Hydrogen verrà chiamata direttamente dallo script corrente. Definito lo *specific energy consumption*, ovvero quanta energia, espressa in MWh, serve per produrre una tonnellata di idrogeno, vengono impostate le variabili relative al C-rate di BESS ed elettrolizzatore (necessario a produrre idrogeno), le rispettive massime potenze di carica e scarica, ovvero la *power capacity* [MW], dei contatori necessari a calcolare l'energia accumulata (nel caso dell'idrogeno sono presenti anche indicatori che valutano l'energia accumulata per stagione) e quella scaricata, il tempo di carica e di scarica, espresso in ore, l'efficienza di carica e scarica del BESS, l'efficienza di conversione dell'elettrolizzatore ed in fine il valore relativo all'Autoscarica [MW]. Quest'ultima valuta il calo spontaneo dello SoC del BESS, ed è calcolata come:

$$Autoscarica = Percentuale_{autoscarica} * \frac{Capacità_{MAX\ bat}}{24 * 30.5} \quad (4.12)$$

$\text{Percentuale}_{\text{autoscarica}} [\%]$ indica appunto in quale percentuale l'autoscarica avviene, su base mensile: questo valore si attesta tendenzialmente l'1 ed il 3%. Questo valore è espresso in forma oraria, dunque è necessario dividere per il numero di ore in un giorno, 24, e per il numero di giorni in un mese: 30.5 è un valore che tiene in considerazione che i mesi hanno un numero di giorni che oscilla tra i 28 ed i 31.

4.3.1 Accumulo e scarica BESS

In questa sezione ed in quella successiva vengono mostrati i diagrammi di flusso che descrivono la logica di funzionamento dei modelli di stoccaggio (ed in questo caso anche di scarica) dell'energia, seguiti da spiegazioni nel dettaglio relative ad ogni scenario.

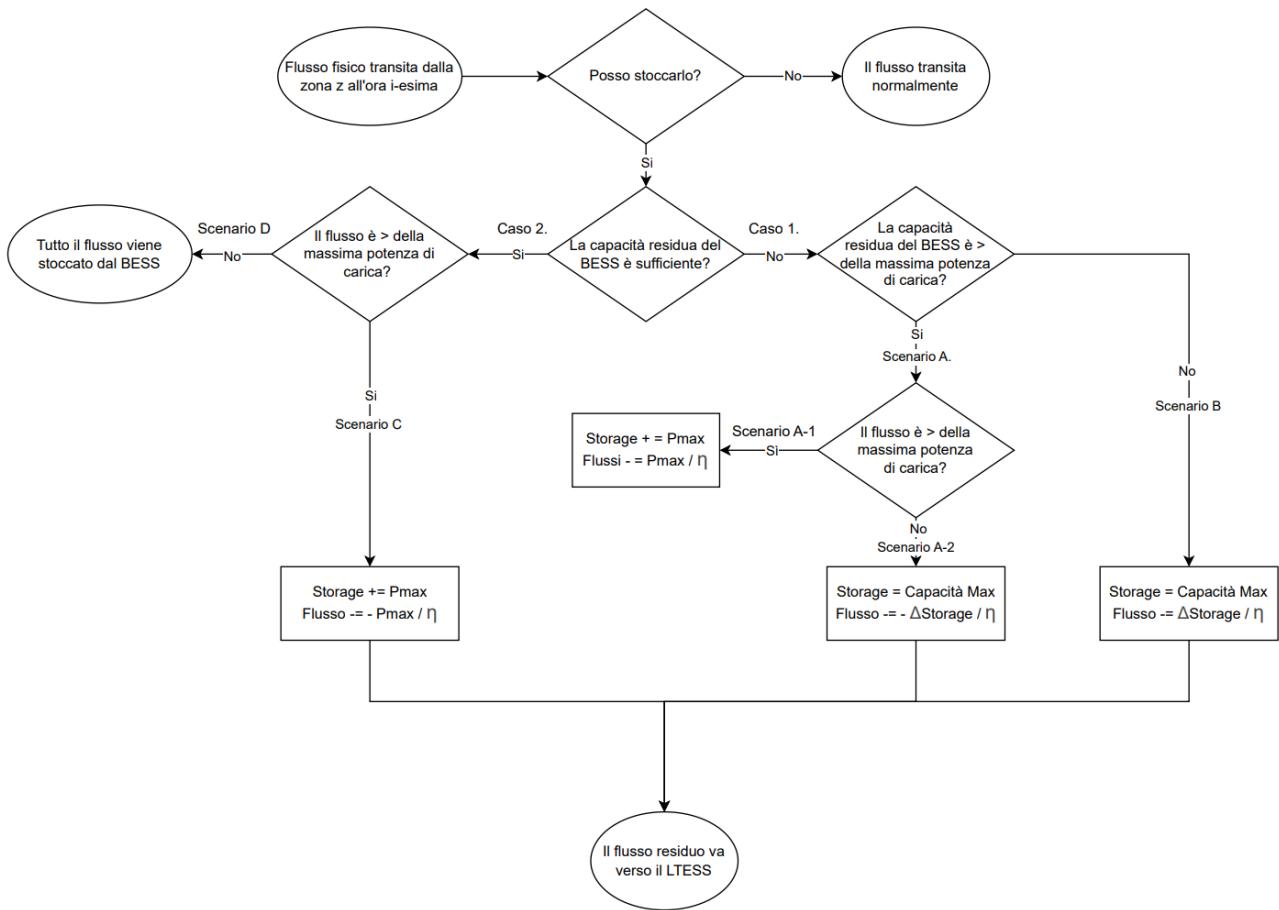


Figura 17 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite BESS

Note tutte le variabili in gioco, inizia la valutazione relativa al calcolo delle quantità di flussi che vengono destinati agli accumuli, ovvero BESS e LTES, e alle quantità di flussi che invece continueranno a transitare da una zona all'altra.

Di seguito viene riportato l'algoritmo impiegato. Per prima cosa viene valutata la dimensione del flusso analizzato. Viene effettuato un controllo che stabilisce se le dimensioni del flusso superino o meno la capacità residua del BESS. Vengono distinti fin da subito due casi:

Caso 1. La dimensione del flusso, che d'ora in poi verrà chiamata solo flusso, supera la capacità di carica residua del BESS, ovvero la differenza tra la massima capacità della batteria e la capacità nell'istante preso in considerazione, moltiplicata per l'efficienza delle batterie η_{bat} . Questo prodotto avviene al fine di considerare la potenza che effettivamente arriva alla batteria, considerando che il passaggio dalla rete al BESS ha delle perdite intermedie tali per cui considerare l'intero flusso come entrante nel sistema di accumulo sarebbe errato. Il Caso 1 implica diversi possibili scenari, come di seguito.

Caso 1. Scenario A. La capacità di carica residua è maggiore rispetto alla *Power capacity* [MW]. In questo caso si delineano due possibili scenari.

Caso 1. Scenario A-1. Il flusso ha una potenza superiore rispetto alla power capacity delle batterie, moltiplicato anch'esso per η_{bat} per il motivo elencato nel Caso 1. In questo caso lo storage, indicato di seguito come $Storage_{bat}$ [MW], viene caricato di una quantità pari alla power capacity (si ricorda che, sebbene la potenza sia espressa in MW, il range temporale preso in considerazione è orario, dunque, per mantenere una scrittura delle equazioni quanto più possibile aderente rispetto alle formulazioni utilizzate nel codice MATLAB, si considera un'energia accumulata pari alla potenza moltiplicata per 1 ora; questo fa sì che si possano considerare potenza ed energia, solo ed esclusivamente in questo frangente della trattazione, come un'unica grandezza).

$$Storage_{bat}(i) = Storage_{bat}(i - 1) + Power\ capacity \quad (4.13)$$

Una volta che parte del flusso è reindirizzata al BESS, il nuovo flusso (denominato *Flusso fisico_{out}* [MW]), al netto della fetta destinata all'accumulo, viene calcolato come differenza tra il flusso iniziale *Flusso fisico_{in}* e la power capacity, che viene divisa per η_{bat} al fine di tenere in considerazione il fatto che, nonostante si stia caricando un valore pari alla massima potenza trasmissibile, il flusso da cui avviene la conversione è maggiore rispetto alla quantità stoccati, in modo opposto rispetto a quanto spiegato nel Caso 1.

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} - \frac{Power\ capacity}{\eta_{bat}} \quad (4.14)$$

Il valore dell'energia stoccatà dalla batteria, indicata con $Energia_{bat}$ e di dimensione MWh per il motivo precedentemente indicato riguardo all'analisi oraria delle potenze, viene acquisito come indicato di seguito.

$$Energia_{bat}(i) = Energia_{bat}(i - 1) + Power\ capacity \quad (4.15)$$

Un contatore temporale tiene conto di quante volte questo algoritmo si ripete, al fine di contare quante ore la carica avviene complessivamente in un anno. Questo contatore sarà presente in ogni sezione dell'algoritmo in cui avverrà la carica, quindi, a partire da ora, verrà sottintesa la sua presenza. Il nuovo flusso passa alla fase successiva, ovvero un'analisi analogà svolta però per il LTESS, che verrà esposta più avanti.

Caso 1. Scenario A-2. Il flusso ha una potenza inferiore rispetto alla power capacity moltiplicata per η_{bat} . In questo caso per calcolare il nuovo flusso viene utilizzata un'equazione analoga alla 4.14, ma al posto del power capacity questa volta viene considerata la capacità di carica residua, espressa come la massima capacità della batteria al netto dell'energia immagazzinata nella batteria al momento i:

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} - \frac{Capacità_{MAX\ bat} - Storage_{bat}(i)}{\eta_{bat}} \quad (4.16)$$

Viene calcolata l'energia immagazzinata:

$$Energia_{bat}(i) = Energia_{bat}(i - 1) + (Capacità_{MAX\ bat} - Storage_{bat}(i)) \quad (4.17)$$

Lo storage viene caricato fino alla sua massima capacità:

$$Storage_{bat} = Capacità_{MAX\ bat} \quad (4.18)$$

Anche in questo caso, il nuovo flusso passa alla fase successiva di analisi P2H.

Caso 1. Scenario B. La capacità di carica residua è minore rispetto alla power capacity. Dopo aver appurato che la batteria non sia già alla sua massima capacità, le equazioni 4.16, 4.17 e 4.18 elaborano i nuovi flussi fisici e l'energia immagazzinata dalla batteria all'istante i-esimo, che in questo caso sarà pari alla sua massima capacità.

Caso 2. Il flusso è inferiore rispetto alla capacità di carica residua del BESS. Anche in questo caso si profilano due scenari operativi distinti

Caso 2. Scenario C. Il flusso ha una potenza maggiore della power capacity. L'approccio adottato è analogo a quanto esposto nel Caso 1, Scenario A-1.

Caso 2. Scenario D. Il flusso ha una potenza minore rispetto alla power capacity. Questa condizione implica che tutto il flusso si riversi nelle batterie, rendendo nullo il flusso residuo: non arriverà dunque alcuna potenza all'elettrolizzatore o alla rete.

$$Storage_{bat}(i) = Storage_{bat}(i - 1) + Flusso\ fisico_{in} * \eta_{bat} \quad (4.19)$$

Il flusso viene moltiplicato per il rendimento della batteria poiché vengono considerate le perdite insite all'accumulo elettro-chimico. L'energia totale viene acquisita:

$$Energia_{bat}(i) = Energia_{bat}(i - 1) + Flusso\ fisico_{in} * \eta_{bat} \quad (4.20)$$

Termina così la prima parte dell'algoritmo, volta all'analisi dell'accumulo energetico.

La seconda parte prevede invece la valutazione della potenza scaricata dal BESS verso la rete, con l'obiettivo di coprire parte del fabbisogno locale che, altrimenti, verrebbe soddisfatto nella sua interezza dall'import proveniente da altre zone.

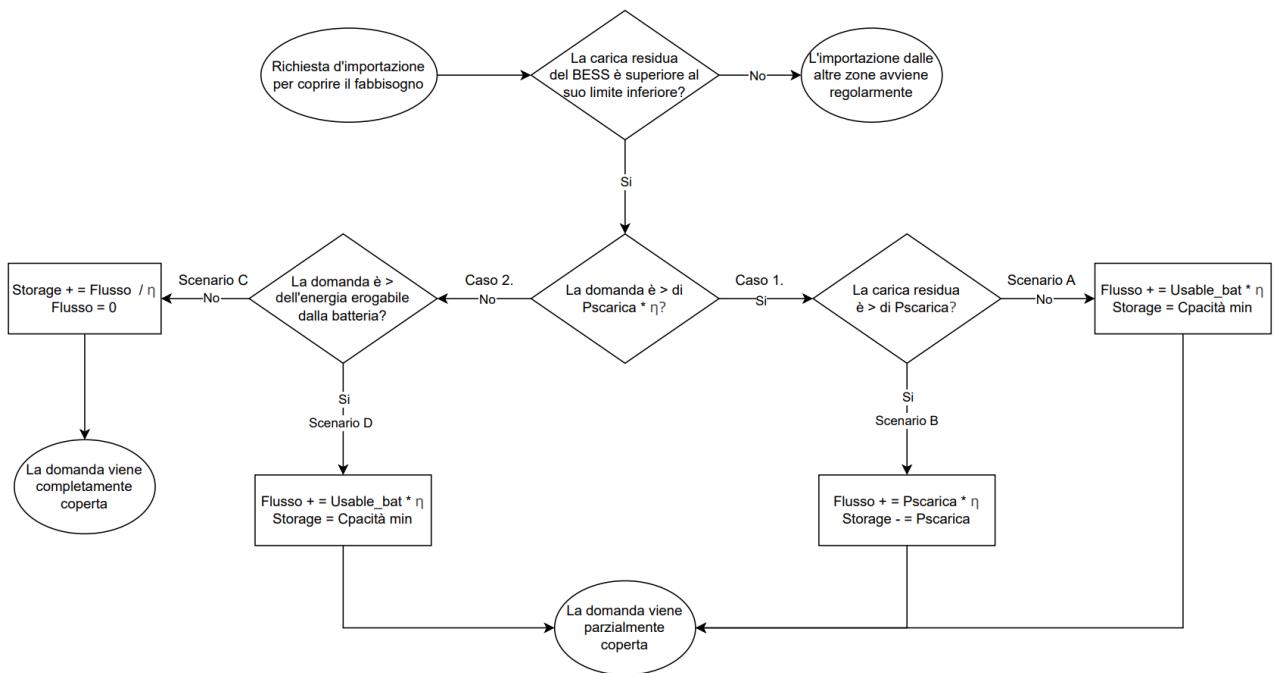


Figura 18 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite BESS

Monitoro innanzitutto l'energia richiesta ($Energia_{richiesta}$, MWh), andando a sommare ad essa il valore della domanda non coperta dalla generazione, rappresentata dal flusso fisico in ingresso, ad ogni iterazione dell'algoritmo.

$$Energia_{richiesta}(i) = Energia_{richiesta}(i - 1) + Flusso\ fisico_{in} \quad (4.21)$$

Questo passaggio fa sì che si conosca la quota di import richiesto durante l'anno dalla zona in questione, avendo così un criterio di confronto per valutare quanto l'impatto del BESS sia rilevante. Tramite l'equazione 4.11 calcolo il livello energetico della batteria nell'istante considerato, necessario per le analisi successive. Se lo SoC è tale da non superare il suo limite inferiore, il BESS non ha disponibilità energetica da fornire alla rete, dunque l'import rimane invariato. Nel caso invece lo SoC sia ad un livello accettabile, allora la scarica può avvenire, in analogia rispetto alla prima parte dell'algoritmo, in due modi distinti a seconda del caso trattato. Di seguito l'analisi dei due possibili casi:

Caso 1. La domanda è maggiore rispetto alla power capacity, moltiplicata per l'efficienza di scarica della batteria (questo prodotto è necessario poiché la potenza erogata dalla batteria incorrerà in perdite tali per cui l'output reale sarà ridotto rispetto a quello ideale). Due possibili scenari:

Caso 1. Scenario A. La carica residua del BESS è minore rispetto alla power capacity. Il nuovo flusso viene calcolato seguendo l'equazione:

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} + Usable\ battery * \eta_{bat} \quad (4.22)$$

Vengono elaborati i valori relativi all'energia erogata, indicata con $Energia_{scar}$ [MWh]:

$$Energia_{scar} = Energia_{scar}(i - 1) + Usable\ battery * \eta_{bat} \quad (4.23)$$

Lo storage, avendo scaricato tutto il suo contenuto energetico, si ritrova ora al valore minimo di SoC. Un contatore temporale tiene conto delle ore in cui lo storage viene effettivamente impiegato nella scarica.

Caso 1. Scenario B. La carica residua del BESS è maggiore rispetto alla power capacity. In questo caso la batteria eroga alla rete un valore pari alla power capacity, mantenendo dunque del residuo di carica.

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} + Power\ capacity * \eta_{bat} \quad (4.24)$$

Anche il contatore dell'energia erogata si aggiorna di un valore pari alla power capacity, come di seguito:

$$Energia_{scar} = Energia_{scar}(i - 1) + Power\ capacity * \eta_{bat} \quad (4.25)$$

Il residuo di carica, ovvero la quota energetica rimanente dopo l'erogazione, viene espresso dall'equazione sottostante:

$$Storage_{bat}(i) = Storage_{bat}(i - 1) - Power\ capacity \quad (4.26)$$

Caso 2. La domanda è minore rispetto alla power capacity, moltiplicata per l'efficienza di scarica della batteria. Di nuovo, si incontrano due possibili scenari:

Caso 2. Scenario C. La domanda è minore rispetto all'energia erogabile dalle batterie. In questo caso, il BESS eroga un'energia tale da coprire la domanda, rendendo nullo il valore dei flussi in ingresso nella zona, e da conservare un residuo di carica. L'energia erogata ed il valore del residuo di carica vengono calcolati seguendo le seguenti equazioni:

$$Energia_{scar} = Energia_{scar}(i - 1) + \left| \frac{Flusso\ fisico_{in}}{\eta_{bat}} \right| \quad (4.27)$$

$$Storage_{bat}(i) = Storage_{bat}(i - 1) + \frac{Flusso\ fisico_{in}}{\eta_{bat}} \quad (4.28)$$

Nella 4.27 viene utilizzato il valore assoluto poiché nella fase di scarica, i flussi sono intesi come valori con segno negativo, mentre l'energia viene calcolata come valore maggiore di zero. Nella 4.28 d'altra parte, lo storage ha una riduzione della sua carica totale, dunque è giusto mantenere il segno del flusso invariato.

Caso 2. Scenario D. La domanda è maggiore rispetto all'energia erogabile dalle batterie. Inversamente al caso appena analizzato, lo storage raggiunge il suo valore limite inferiore, andando a coprire solo una parte della richiesta energetica. Il nuovo flusso verrà calcolato grazie all'equazione 4.22, mentre il valore dell'energia seguirà la formulazione 4.23.

4.3.2 Accumulo LTESS

Descritto l'algoritmo di accumulo relativo al BESS, è ora possibile descrivere quello che concerne la produzione d'idrogeno tramite elettrolisi ed il calcolo dei nuovi flussi residui, che verranno effettivamente immessi in rete ed impiegati per gli scambi interzonalni.

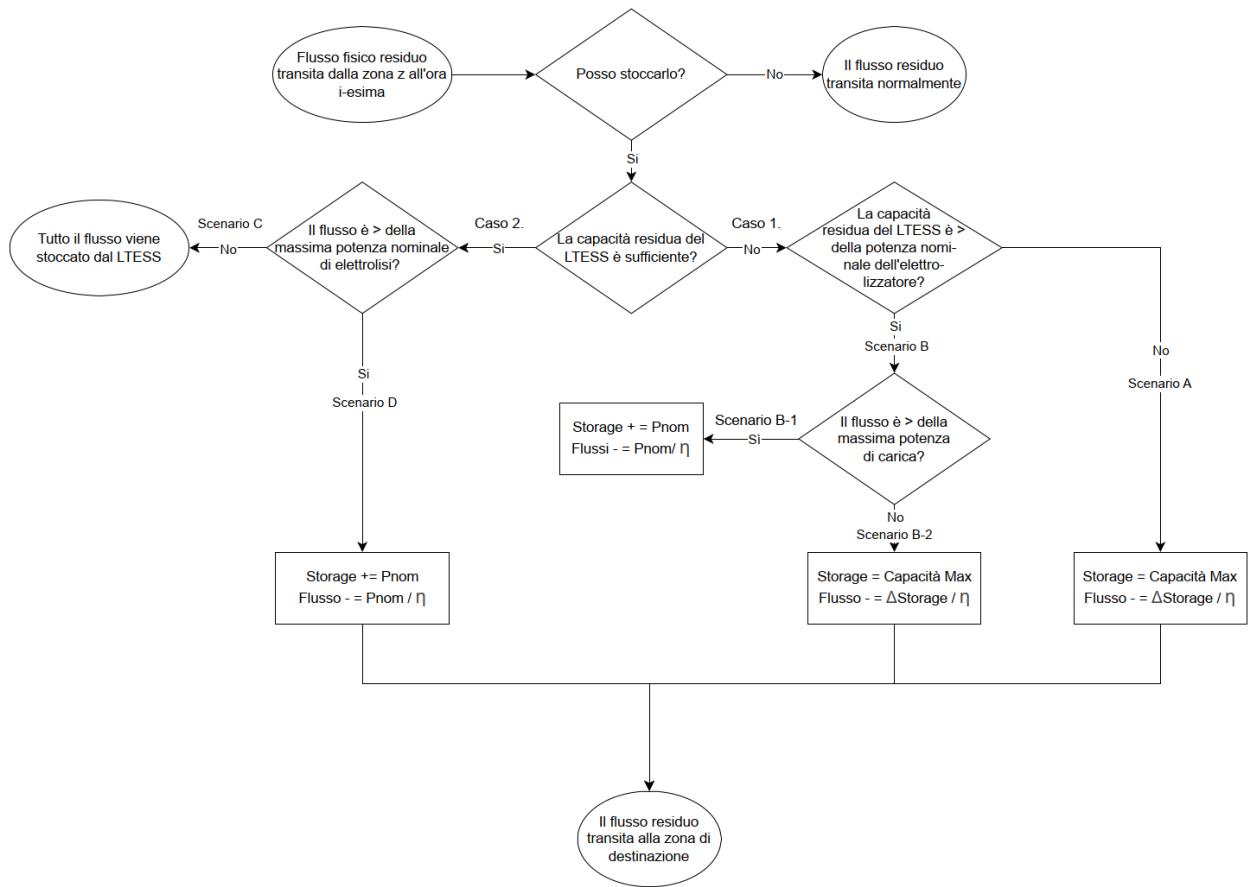


Figura 19 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite LTES

In questo paragrafo, per comodità di scrittura, verranno intesi con $Flusso\ fisico_{in}$ i flussi che nel paragrafo precedente sono stati descritti come $Flusso\ fisico_{out}$, mentre con $Flusso\ fisico_{out}$ gli scambi fisici finali, al netto della trattazione relativa al P2H, che raggiungeranno la rete. Questa trattazione ha una struttura del tutto analoga a quella precedentemente esaminata per quanto riguarda l'accumulo BESS, sono dunque distinti due differenti casi in base alle condizioni a contorno, che a loro volta possono presentare dei sotto-scenari.

Caso 1. Il flusso implica una produzione di idrogeno tale per cui lo spazio di stoccaggio residuo non è sufficiente.

Caso 1. Scenario A. La capacità di carica residua dello stoccaggio a idrogeno, intesa come la potenza necessaria a produrre una determinata portata in massa d'idrogeno, è minore rispetto alla potenza nominale dell'elettrolizzatore. Questo implica che la quantità di flusso destinata alla conversione dell'energia elettrica sarà tale da produrre idrogeno fino al riempimento del sistema d'accumulo, fissato al valore $Capacità_{MAX\ el}$ [MWh]. Dopo aver

appurato che la quantità d'idrogeno stoccatto non abbia già raggiunto il suo limite di capienza, viene calcolato il nuovo flusso in uscita come il flusso in ingresso meno la quantità di flusso impiegata nell'elettrolisi, al netto dell'efficienza di conversione.

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} - \frac{Capacità_{MAX\ el} - Storage_{H2}(i)}{\eta_{el}} \quad (4.29)$$

dove con $Storage_{H2}$, per coerenza rispetto alla parte relativa al BESS, viene intesa la quantità energetica [MWh] immagazzinata che verrà poi convertita in idrogeno, mentre η_{el} rappresenta l'efficienza di elettrolisi. Ad ogni step iterativo dell'algoritmo viene calcolata l'energia immagazzinata $Energia_{H2}$ [MWh] come somma del valore (i-1)-esimo e della quantità energetica sottratta al flusso in ingresso.

$$Energia_{H2}(i) = Energia_{H2}(i - 1) + (Capacità_{MAX\ el} - Storage_{H2}(i)) \quad (4.30)$$

$$Storage_{H2} = Capacità_{MAX\ el} \quad (4.31)$$

Caso 1. Scenario B. La capacità di carica residua dello stoccaggio a idrogeno è maggiore rispetto alla potenza nominale dell'elettrolizzatore ($Potenza\ nominale_{el}$, MW). In questo frangente si possono distinguere due differenti casi.

Caso 1. Scenario B-1. Se il flusso è maggiore della potenza nominale divisa per l'efficienza dell'elettrolizzatore (frazione che, come nel caso del BESS, va a maggiorare il flusso in questione tenendo conto del fatto che, sebbene il flusso iniziale abbia una certa dimensione, quello che l'elettrolizzatore elaborerà in uscita corrisponderà ad un valore al netto dell'efficienza), allora all'accumulo già esistente si va a sommare quello dovuto a una produzione derivante dalla potenza nominale.

$$Storage_{H2}(i) = Storage_{H2}(i - 1) + Potenza\ nominale_{el} \quad (4.32)$$

Il flusso residuo viene dunque inviato alla rete.

$$Flusso\ fisico_{out} = Flusso\ fisico_{in} - \frac{Potenza\ nominale_{el}}{\eta_{el}} \quad (4.33)$$

L'energia accumulata ad ogni iterazione, $Energia_{H2}$ [MWh], è calcolata secondo la seguente equazione:

$$Energia_{H2}(i) = Energia_{H2}(i - 1) + Potenza\ nominale_{el} \quad (4.34)$$

Caso 1. Scenario B-2. Se il flusso è minore della potenza nominale divisa per l'efficienza dell'elettrolizzatore, allora l'accumulo d'idrogeno raggiunge la sua massima capienza,

lasciando che il flusso residuo venga immesso in rete per essere esportato. Vengono utilizzate le equazioni 4.29, 4.30 e 4.31 per il calcolo di flussi, dell'energia accumulata totale e dell'energia presente sotto forma di energia stoccativa.

Caso 2. Il flusso implica una produzione di idrogeno tale per cui lo spazio di stoccaggio residuo è sufficiente. Viene dunque effettuato un controllo sulle dimensioni del flusso per verificare se sia maggiore o minore rispetto alla potenza nominale dell'elettrolizzatore.

Caso 2. Scenario C. Il flusso è minore della massima potenza nominale dell'elettrolizzatore. Viene calcolata il valore di energia presente nello storage nell'istante i , al netto dell'efficienza, secondo l'equazione:

$$Storage_{H2}(i) = Storage_{H2}(i - 1) + Flusso\ fisico_{in} * \eta_{el} \quad (4.35)$$

che prevede che tutto il flusso fisico venga destinato alla produzione d'idrogeno, rendendo nullo lo scambio verso altre zone. L'energia stoccativa viene così calcolata:

$$Energia_{H2}(i) = Flusso\ fisico_{out} * \eta_{el} \quad (4.36)$$

Caso 2. Scenario D. Il flusso è maggiore della massima potenza nominale dell'elettrolizzatore. La produzione d'idrogeno viene aumentata del valore corrispondente alla produzione ottenuta con la potenza nominale, mentre il flusso residuo va alla rete. Le equazioni adottate sono analoghe a quelle del Caso 1, Scenario B-1.

4.3.3 Integrazione sistema LTESST nel modello di accumulo BESS

Integrando quanto visto nel paragrafo 4.3.3 al modello completo di stoccaggio energetico, è ora possibile valutare i nuovi valori di import ed export, corrispondenti ai flussi finora calcolati. Una sezione successiva è destinata al calcolo dell'energia, espressa in MWh, immagazzinata dal LTESST: oltre ad una valutazione complessiva su base annuale, è presente anche una valutazione su base stagionale, al fine di comprendere quale sia il periodo migliore per impiegare gli elettrolizzatori. È finalmente possibile calcolare la quantità d'idrogeno prodotta: questo è possibile convertendo l'energia in massa (m_{H2} , ton) tramite il fattore moltiplicativo *specific energy consumption* (SEC, MWh/ton):

$$m_{H2} = \frac{Energia_{H2}}{SEC} [ton] \quad (4.37)$$

4.4 Elaborazione dei dati

4.4.1 Impostazioni parametri iniziali

Prima di entrare nel vivo dell'analisi risultati vera e propria, vengono riepilogati i valori assegnati ai parametri necessari a caratterizzare il comportamento ed i limiti operativi del modello.

Viste le elevate potenze dei flussi in gioco, si è ipotizzata la presenza di 2'500 container BESS, ciascuno con una capacità nominale di 2,032 MWh, per una capacità massima delle batterie di 5'080 MWh. Tale valore è stato ottenuto dopo un elevato numero di iterazioni delle simulazioni attraverso cui si è individuato che questa soluzione fosse quella ottimale. La configurazione è inoltre pressoché realistica rispetto a configurazioni commercialmente disponibili.

Il massimo SoC è impostato al 95%, mentre il minimo SoC è impostato al 15%, al fine di ridurre fenomeni di degrado e prolungare la vita utile del sistema. Ne consegue che la capacità effettivamente utilizzabile risulti pari a 4'826 MWh.

Per quanto riguarda lo stoccaggio a idrogeno, la capacità massima è stata fissata a 20 TWh: il valore risulta nettamente più elevato se comparato rispetto a quello del BESS, ma questo è dovuto al fatto che si sia voluto impostare un valore, trovato tramite iterazione, tale per cui l'idrogeno possa essere stoccatto in continuo, per tutte le regioni, senza mai raggiungere il limite. Questo valore è utile per calcolare, stagione per stagione, il tetto massimo di idrogeno ottenibile, al fine di poter correttamente dimensionare, in prima approssimazione, degli stoccaggi d'idrogeno, zona per zona. Il SEC, come riportato nel datasheet della PEM, è pari a 54.5 MWh per la produzione di una tonnellata d'idrogeno.

Sono state definite anche le potenze massime istantanee. Per quanto riguarda il BESS, questo valore è dato dal prodotto tra la potenza fornita dal datasheet, in corrispondenza di un C-rate pari a 0.5C, moltiplicato per il numero di container, per una potenza massima istantanea pari a 2'560 MW. Per quanto riguarda il P2H invece, la potenza è nota grazie al datasheet dell'elettrolizzatore, mentre il numero di PEM, impostato esclusivamente come valore di prova volto a fare delle prime stime, è pari a 400, così da ottenere una capacità pari a 400 MW, valore in linea con il progetto Huelva, il quale prevede l'installazione di elettrolizzatori

con una capacità totale di 2 GW, ma che in una prima fase si fermerà a 400 MW (di cui parte PEM e parte AWE) [55].

L'autoscarica considerata rappresenta il 3% della capacità totale mensile. I valori allo stato dell'arte attuale oscillano tra l'1 ed il 3%, ma è stato preferito un approccio che tenga conto di perdite maggiori, per tenere più in considerazione la non idealità di questi dispositivi.

Per concludere, le efficienze considerate corrispondono a 0.92 per il BESS e 0.75 per le PEM.

4.4.2 Analisi risultati

Per prima cosa vengono calcolati i dati relativi alla generazione annua delle singole zone, a partire dai dati orari relativi al fabbisogno, all'import e all'export. In questa prima fase non vengono considerati gli stocaggi energetici, dunque i flussi fisici sono inalterati. I valori elaborati sono riportati nella Tabella 3, mentre una visualizzazione grafica è rappresentata tramite gli istogrammi in Figura 20 - Generazione, fabbisogno, import ed export per zona.

	Generazione locale [MWh]	Fabbisogno locale [MWh]	Import locale [MWh]	Export locale [MWh]
Nord	114,989,711	174,426,925	-59,786,532	349,318
Centro Nord	18,006,828	26,663,852	-8,680,614	23,590
Centro Sud	31,249,282	53,300,765	-22,051,540	57
Sud	32,469,231	23,605,808	-336,368	9,199,791
Calabria	13,231,970	6,131,530	-75,906	7,176,346
Sicilia	15,956,156	19,385,388	-4,216,486	787,253
Sardegna	11,868,884	8,530,127	-96,907	3,435,664

Tabella 3 - Generazione, fabbisogno, import ed export per zona

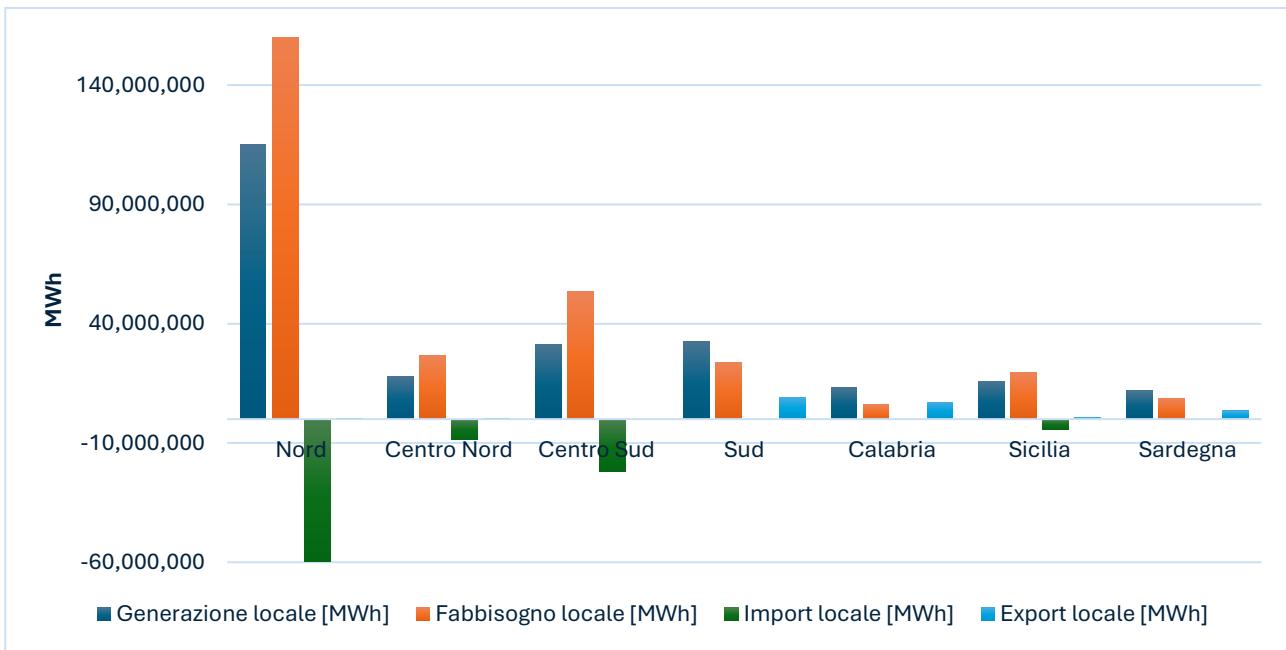


Figura 20 - Generazione, fabbisogno, import ed export per zona

La generazione del Nord risulta essere la maggiore, con quasi 115 TWh di produzione annua. Seguono, in ordine, Sud, Centro-Sud, Centro-Nord, Sicilia e Calabria, mentre all'ultimo posto troviamo la Sardegna. Per quanto riguarda il fabbisogno, il Nord è nuovamente al primo posto, con una richiesta pari a quasi 175 TWh, mentre la domanda più bassa è quella della Calabria, che si attesta intorno ai 6 TWh. Questi risultati si dimostrano prevedibili, in quanto la domanda tiene conto del numero di abitanti e della presenza, elevata o meno, di un'impronta industriale: da questo punto di vista, il Nord ha un'elevatissima popolazione (27'477'166 al 31 dicembre 2023) ed una grande presenza industriale se rapportata alla Calabria, dove il numero degli abitanti è pari 1'838'568 [56]. L'import, vista l'elevata richiesta non completamente soddisfatta dalla generazione locale, è maggiore nel Nord, con una domanda pari a quasi 60 TWh annui, mentre la Calabria risulta essere la minore importatrice, con soli 76 GWh circa l'anno. Per quanto riguarda la zona maggiormente esportatrice, il Sud è al primo posto con i suoi ~9.2 GWh, mentre all'ultimo posto troviamo il Centro-Sud, con soli 57.31 MWh l'anno.

Si analizza ora il caso in cui lo stoccaggio energetico, sotto forma di BESS e di LTESS, viene impiegato. La conseguenza di questa implementazione è una variazione nelle dimensioni dei flussi fisici.

	Import (no storage) [MWh]	Import con storage [MWh]	Export (no storage) [MWh]	Export con storage [MWh]
Nord	-59,786,532	-59,659,198	349,318	140,263
Centro Nord	-8,680,614	-8,662,416	23,590	0
Centro Sud	-22,051,540	-22,051,540	57	0
Sud	-336,368	-40,176	9,199,791	5,504,899
Calabria	-75,906	-9,798	7,176,346	3,686,621
Sicilia	-4,216,486	-3,943,109	787,253	74,964
Sardegna	-96,907	-1,439	3,435,664	617,050

Tabella 4 - Variazione di import ed export in presenza di sistemi di accumulo

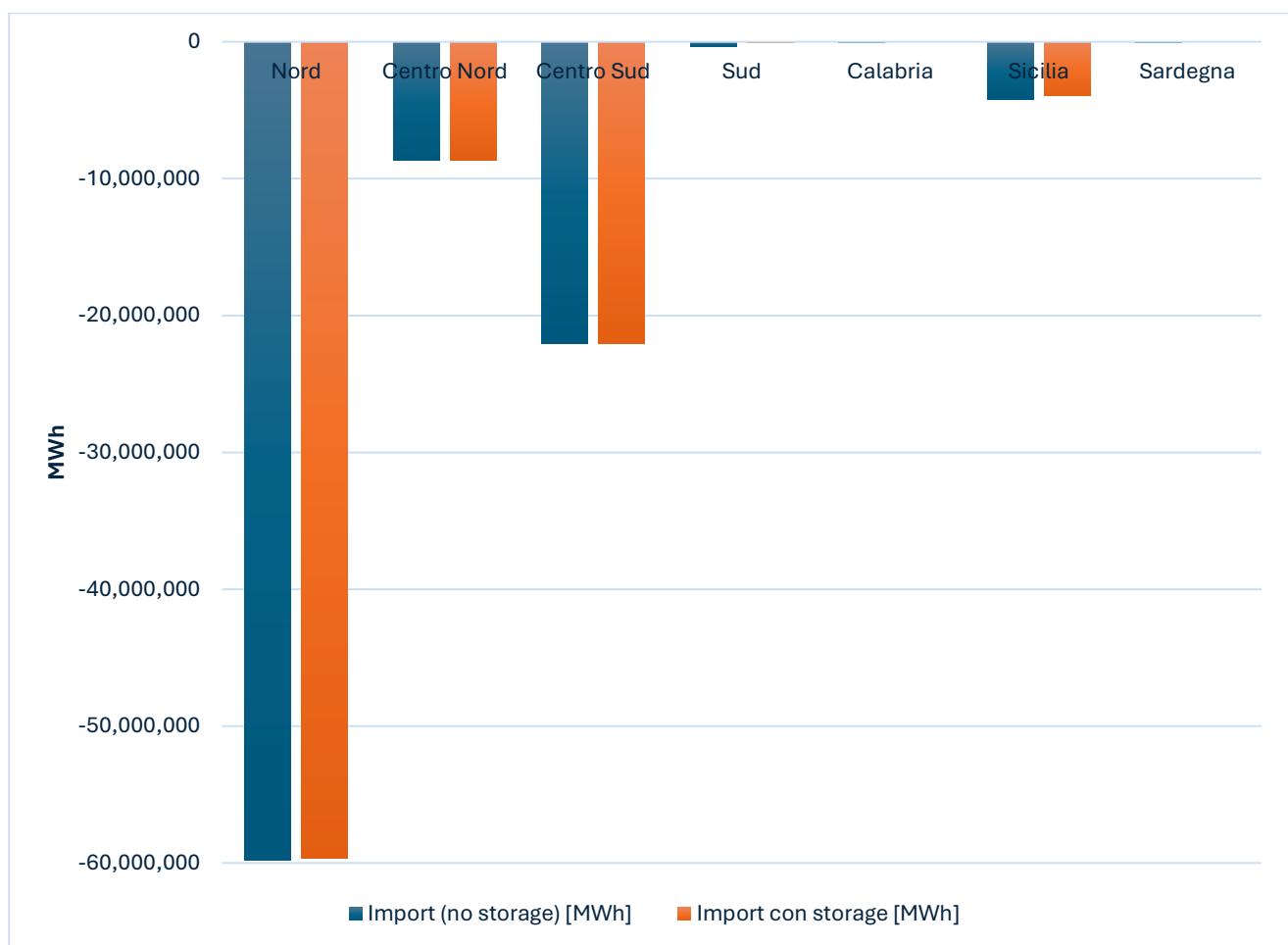


Figura 21 - Istogramma rappresentativo della variazione di import in presenza di accumuli

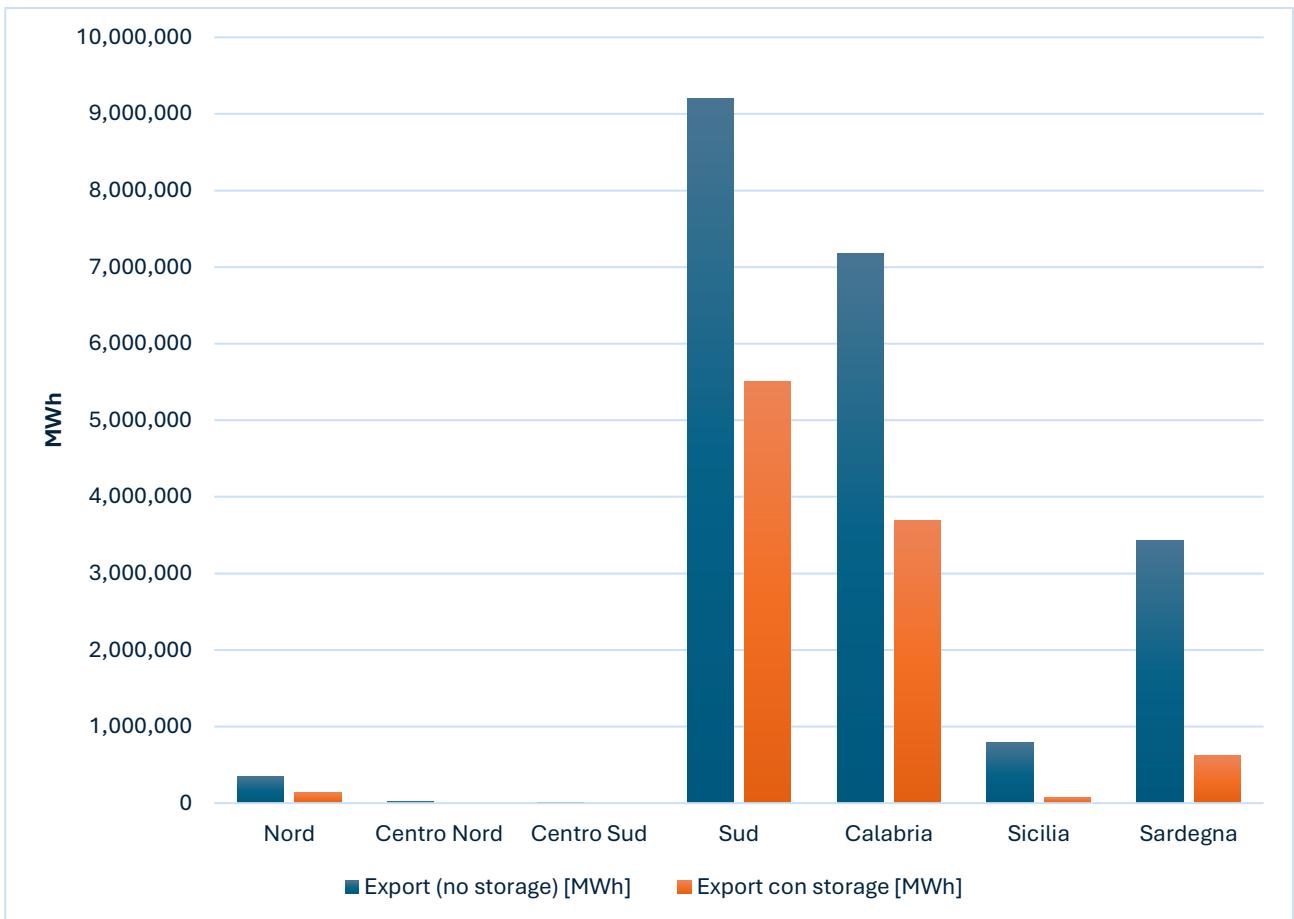


Figura 22 - Istogramma rappresentativo della variazione di export in presenza di accumuli

Si può notare fin da subito che la fase di accumulo è responsabile di una riduzione, ed in alcuni casi, come quelli di Centro-Nord e Centro-Sud, di un azzeramento dell'export, poiché reimpiegato sotto forma di energia stoccati. Il sistema BESS, inoltre, copre parte dell'import grazie alla scarica dell'energia accumulata precedentemente. Nei casi di Sud e Calabria, l'export viene quasi dimezzato; analogamente, anche il Nord, sebbene in quantità minori, accumula più di metà dell'export, mentre Sicilia e Sardegna presentano riduzioni significative, ben oltre la metà. Per quanto riguarda l'import, invece, il BESS fa un buon lavoro al Sud, in Calabria ed in Sardegna, riducendo significativamente o rendendo quasi nulla la necessità di importazioni; il contributo del BESS è presente anche in Sicilia, sebbene in quantità minori rispetto alle zone appena elencate; per quanto riguarda Nord e Centro-Nord, l'erogazione energetica del BESS è così limitata da essere trascurabile (questo è dovuto al fatto che ci sia poco eccesso produttivo, di conseguenza le batterie non stoccano grandi quote energetiche); il Centro-Sud invece non risente minimamente dell'effetto del BESS. Da questi primi risultati si può dedurre che, allo stato attuale, installare dei sistemi di accumulo

BESS in sector coupling col LTESS può rivelarsi un'idea sensata se localizzati al Sud, in Calabria, in Sardegna o in Sicilia.

Per poter fare stime più realistiche, vengono introdotti altri parametri di confronto.

	Energia Energia accumulata dagli storage [MWh]	Energia accumulata dagli storage rispetto all'export [%]	Energia accumulata BESS [MWh]	Energia accumulata LTESS [MWh]
Nord	182,763	52	140,554	42,210
Centro Nord	21,702	92	21,702	0
Centro Sud	53	92	53	0
Sud	2,831,768	31	327,944	2,503,824
Calabria	2,631,801	37	78,511	2,553,290
Sicilia	589,597	75	299,701	289,895
Sardegna	2,134,202	62	109,539	2,024,663

Tabella 5 - Riepilogo energia stoccati, sia totale che nei singoli sistemi di accumulo

	Energia accumulata da BESS rispetto all'export [%]	Energia accumulata da LTESS rispetto all'export [%]
Nord	40.24	12.08
Centro Nord	92.00	0.00
Centro Sud	92.00	0.00
Sud	3.56	27.22
Calabria	1.09	35.58
Sicilia	38.07	36.82
Sardegna	3.19	58.93

Tabella 6 - Percentuali d'accumulo per tipologia di stoccaggio

Nei casi di Centro-Nord e Centro-Sud, il BESS accumula tutti i flussi in export, al netto dell'efficienza; la quota accumulata dalle PEM per la produzione di idrogeno è dunque nulla. Sud, Calabria e Sardegna si mostrano essere in assoluto le più performanti per quanto riguarda lo stoccaggio energetico: tutte e tre le zone superano infatti i 2 TWh di energia stoccati l'anno. In questo caso, il Sud detiene il primato di energia stoccati: con i suoi ~2.8 TWh, pari al 30.78% del suo export. Nello specifico, rispetto all'accumulo totale del Sud, il 3.56% è destinato al BESS, mentre il 27.22% è destinato all'utilizzo per la conversione in idrogeno. Nonostante ciò, la Calabria, con una quota di accumulo energetica pari a ~2.6

TWh, pari al 36.67% del suo export, destina solo una piccola quota del totale al BESS, pari all'1.09%, mentre il 35.58% del totale viene impiegato per la produzione di idrogeno, raggiungendo la quota massima di energia destinata al LTESS tra tutte le zone, nell'orbita dei 2.5 TWh annui, di poco superiore a quella del Sud. Da questo punto di vista anche la Sardegna è degna di nota, grazie ad una quota molto elevata di energia stoccatà dall'export, pari al 58.93%, destinata interamente alla produzione di idrogeno, raggiungendo un valore energetico pari a ~ 2 TWh annui.

Di seguito i dati nel dettaglio per quanto riguarda il BESS.

	Energia erogata dal BESS [MWh]	Domanda coperta dal BESS [%]	# ore di carica BESS [h]	# ore di scarica BESS [h]	Periodo di carica BESS rispetto al totale [%]	Periodo di scarica BESS rispetto al totale [%]
Nord	131,748	0.20	258	40	2.94	0.46
Centro Nord	19,316	0.20	145	0	1.65	0.00
Centro Sud	0	0.00	1	0	0.01	0.00
Sud	321,243	87.86	7,553	0	85.99	0.00
Calabria	71,830	87.06	8,078	0	91.96	0.00
Sicilia	293,857	6.41	2,209	0	25.15	0.00
Sardegna	103,762	98.51	7,618	0	86.73	0.00

Tabella 7 - Dettaglio BESS

La Tabella 7 evidenzia l'impiego effettivo dei BESS nelle varie zone. Ore di carica ed Ore di scarica sono parametri che fungono da contatore, indicando quante ore il BESS sta effettivamente caricando o scaricando. Periodo di carica BESS rispetto al totale indica invece il rapporto tra le ore di effettivo utilizzo e le ore totali in un anno. Calabria, Sardegna e Sud, in questo ordine, sono le zone che, per un ampio margine, accumulano di più in assoluto nel corso dell'anno. C'è però da tenere a mente che, essendo presente un'autoscarica ad ogni ciclo, viene contato anche quando la batteria viene ricaricata di una piccola frazione energetica. In questi casi c'è però da precisare che, se la ricarica è esigua di volta in volta, allora il BESS è sempre carico, sintomo di un export continuo che viene reindirizzato tramite i sistemi di accumulo. Per quanto riguarda l'erogazione energetica, le prime tre posizioni vengono occupate da Sardegna, Sud e Sicilia: questo implica che nelle suddette zone vi siano delle oscillazioni tra domanda e sovrapproduzione tali per cui la batteria riesca ad adempiere

alla sua duplice funzionalità, ovvero stoccare in un primo momento per poi erogare in un secondo momento.

Per quanto riguarda il LTESS, fino ad ora abbiamo parlato di accumulo in termini energetici. Qual è però la quota effettivamente prodotta d'idrogeno? Nella Tabella 8 vengono riportati i dati relativi all'idrogeno prodotto per ogni zona, sia nell'intero anno che nelle singole stagioni.

	Produzione Idrogeno [ton]	Produzione idrogeno in inverno [ton]	Produzione idrogeno in primavera [ton]	Produzione idrogeno in estate [ton]	Produzione idrogeno in autunno [ton]
Nord	774.49	0.00	641.15	5.10	128.24
Centro Nord	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centro Sud	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sud	45,941.72	12,684.73	11,758.87	10,344.57	11,141.71
Calabria	46,849.35	10,615.17	10,378.32	14,877.46	10,963.72
Sicilia	5,319.18	1,962.84	1,054.91	57.27	2,244.16
Sardegna	37,149.78	11,293.26	11,369.04	7,319.58	7,167.90

Tabella 8 - Tabella riepilogativa della produzione d'idrogeno

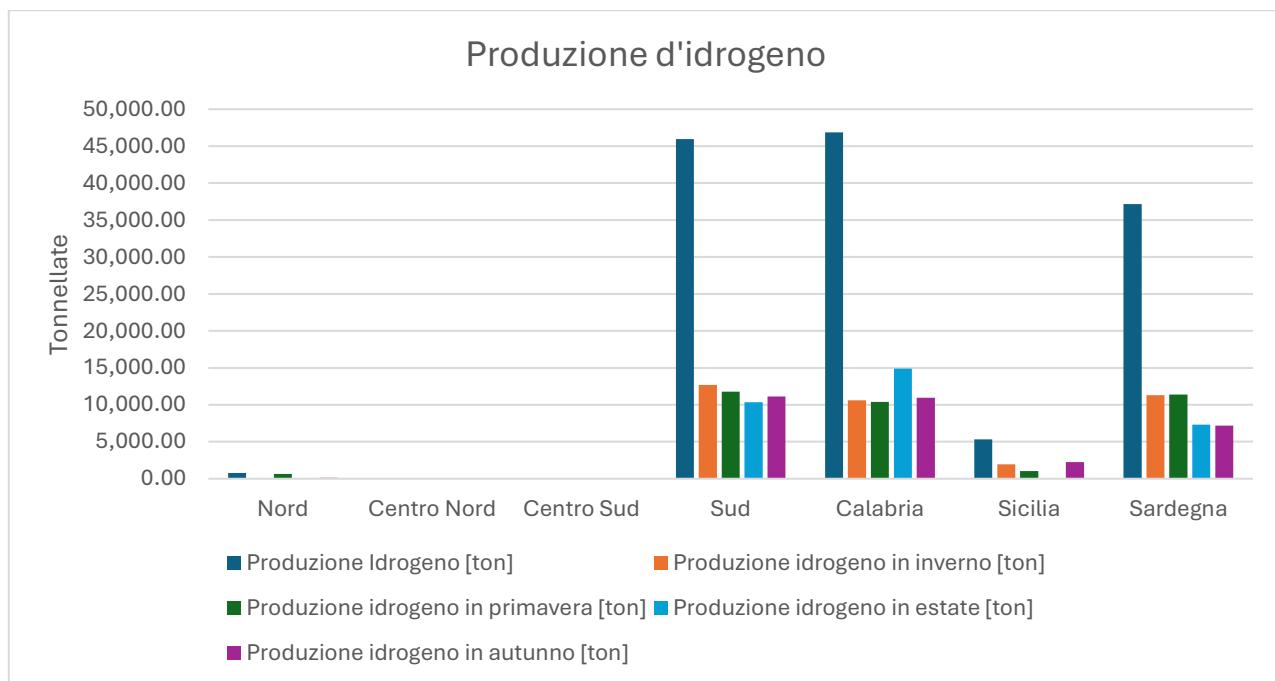


Figura 23 - Produzione d'idrogeno annua e stagionale

Questi valori risultano molto interessanti poiché utili a fornire una prima stima del potenziale delle varie zone per quanto riguarda la produzione d'idrogeno. Calabria, Sud e Sardegna sono

le zone maggiormente degne di nota, con produzioni superiori alle 37 mila tonnellate d'idrogeno l'anno. Il picco viene raggiunto dalla Calabria, con una produzione totale di 46'849.35 mila tonnellate. Dalla Tabella 8 si riscontra il fatto che la produzione sia circa costante tutto l'anno con l'eccezione dell'estate, in cui c'è un picco di export tale per cui l'energia impiegata nelle PEM permette di produrre 14'877.46 mila tonnellate di H₂. Nel caso del Sud, che presenta valori analoghi alla Calabria, il picco produttivo si presenta in inverno, mantenendo però in media una produzione maggiore rispetto alla Calabria nelle singole stagioni. La Sardegna presenta un andamento diverso, poiché ha il suo picco produttivo tra inverno e primavera, con un calo nella generazione di H₂ tra l'estate e l'autunno.

Esaminati i dati delle zone non interconnesse in presenza di stoccaggio, si rende interessante lo studio di come questi dati possano variare all'integrare nella simulazione di produzione eolica offshore. Le simulazioni successive verranno effettuate, rispettivamente, con produzioni eoliche relativa a parchi con le seguenti capacità complessive nominali: 255 MW, 510 MW, 750 MW e 1'005 MW.

Generazione Eolica [MWh]

	Parco da 255MW	Parco da 510 MW	Parco da 750 MW	Parco da 1'005 MW
Nord	260,427	520,853	765,960	1,026,387
Centro Nord	171,917	343,834	505,639	677,556
Centro Sud	992,921	1,985,843	2,920,357	3,913,279
Sud	1,058,665	2,117,330	3,113,720	4,172,385
Calabria	565,581	1,131,163	1,663,475	2,229,056
Sicilia	1,200,347	2,400,695	3,530,434	4,730,781
Sardegna	873,141	1,746,282	2,568,062	3,441,204

Tabella 9 - Produzione eolica per diverse taglie di parchi eolici offshore

A parità di tecnologia, i parchi eolici che hanno una miglior resa in termini di produzione energetica sono quelli della Sicilia, del Sud, del Centro-Sud e della Sardegna, seguiti a distanza dalla Calabria. Le produzioni eoliche dei parchi di Nord e Centro-Nord si rivelano essere le peggiori (la produzione del parco siciliano è quasi 7 volte maggiore di quella del parco Marche 1).

Vengono ora ricalcolati i valori di generazione zonale, tenendo conto della produzione eolica, e di conseguenza i valori di import ed export, intesi come richiesta energetica e surplus produttivo.

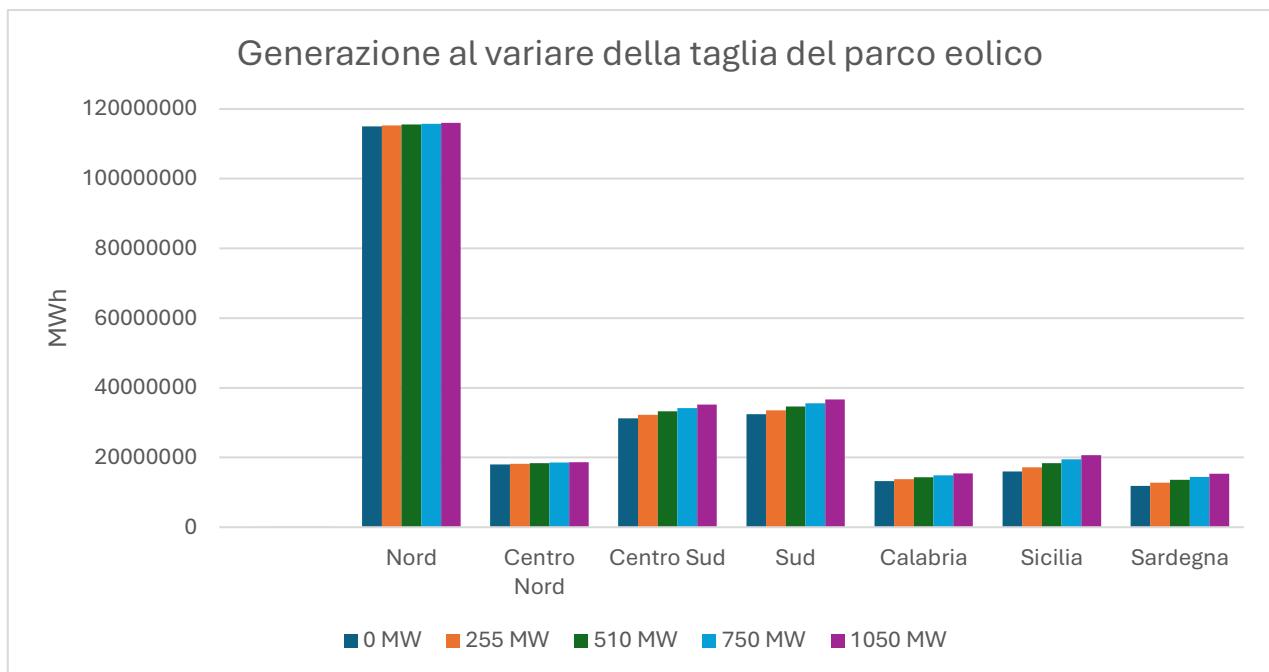


Figura 24 – Generazione zonale al variare della taglia del parco eolico

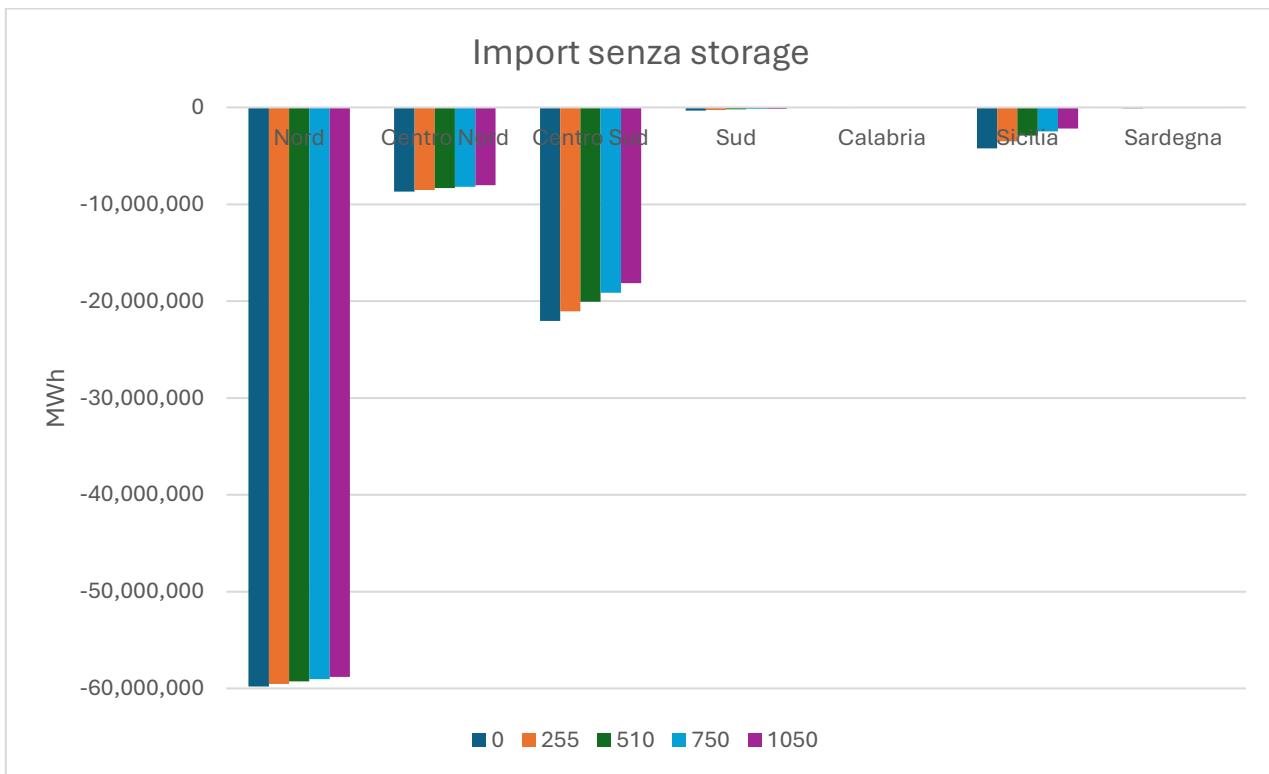


Figura 25 – Import, senza storage, al variare della taglia del parco eolico

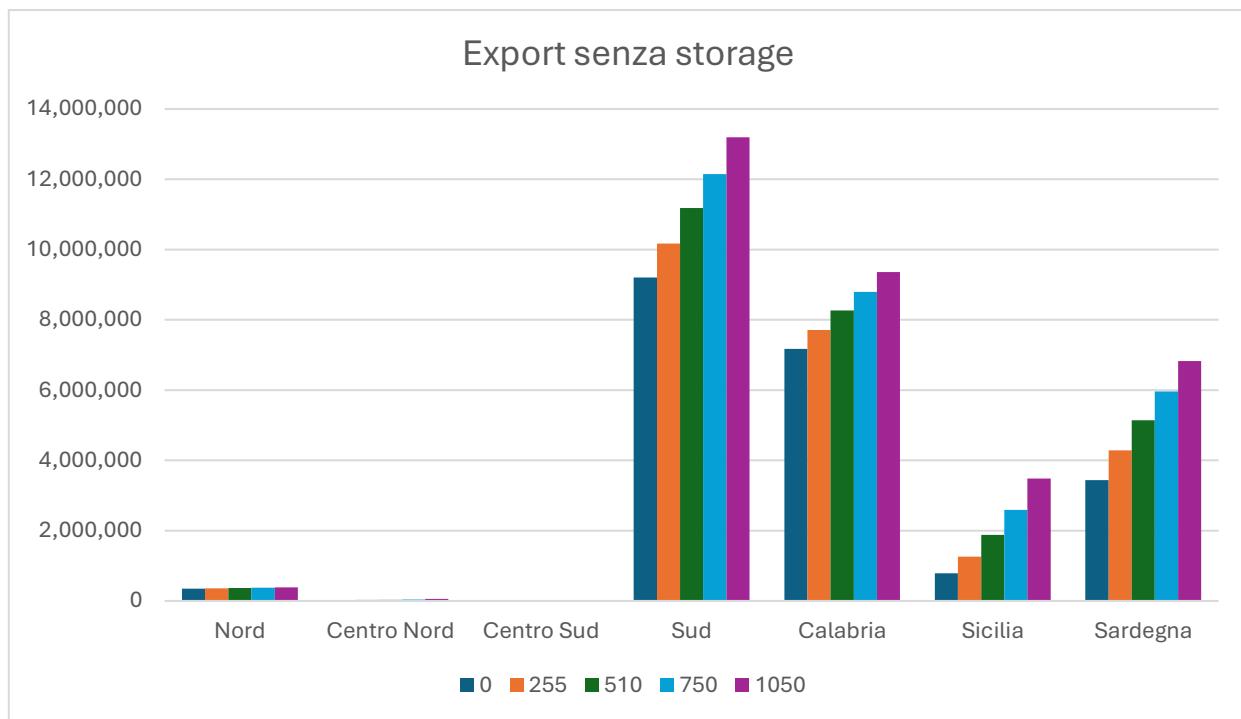


Figura 26 – Export, senza storage, al variare della taglia del parco eolico

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	Generazione	114,989,711	18,006,828	31,249,282	32,469,231	13,231,970	15,956,156	11,868,884
	Import	-59,786,532	-8,680,614	-22,051,540	-336,368	-75,906	-4,216,486	-96,907
	Export	349,318	23,590	57	9,199,791	7,176,346	787,253	3,435,664
255 MW	Generazione	115,250,137	18,178,745	32,242,203	33,527,895	13,797,551	17,156,503	12,742,025
	Import	-59,534,337	-8,511,249	-21,058,628	-247,841	-45,983	-3,489,063	-69,240
	Export	357,550	26,143	66	10,169,929	7,712,004	1,260,178	4,281,138
510 MW	Generazione	115,510,564	18,350,662	33,235,125	34,586,560	14,363,132	18,356,850	13,615,166
	Import	-59,282,827	-8,343,924	-20,065,805	-198,771	-35,694	-2,907,705	-58,513
	Export	366,466	30,735	165	11,179,524	8,267,296	1,879,167	5,143,552
750 MW	Generazione	115,755,671	18,512,467	34,169,639	35,582,951	14,895,444	19,486,589	14,436,946
	Import	-59,046,518	-8,189,880	-19,132,369	-173,348	-30,898	-2,491,088	-53,078
	Export	375,264	38,495	1,243	12,150,491	8,794,812	2,592,289	5,959,897
1050 MW	Generazione	116,016,098	18,684,384	35,162,560	36,641,615	15,461,026	20,686,937	15,310,088
	Import	-58,795,992	-8,033,968	-18,143,533	-154,603	-27,679	-2,177,504	-49,319
	Export	385,165	54,500	5,328	13,190,411	9,357,174	3,479,053	6,829,279

Tabella 10 - Generazione, import ed export al variare della produzione eolica

La Tabella 10 esamina come caso studio iniziale quello in cui non sono presenti stoccati energetici. All'aumentare della generazione, come naturale conseguenza, va a ridursi il fabbisogno non soddisfatto localmente, rendendo il valore di import minore; al contrario, l'energia esportata va ad aumentare, poiché la sovrapproduzione, a livello annuo, va crescendo. Nella Tabella 11 è possibile valutare, a livello percentuale, di quanto la generazione, l'import e l'export varino rispetto ai casi in assenza di produzione eolica. I valori tendenti al verde indicano variazioni notevoli o maggiori rispetto alle altre, mentre i valori tendenti al rosso indicano variazioni esigue o minori rispetto alle altre. Sicilia e Sardegna sono le due zone per cui l'eolico ha il maggior impatto da un punto di vista di generazione, con un aumento della produzione che orbita intorno al 7% per parchi di piccola taglia (255 MW) ed intorno al 29% per impianti di grandi dimensioni (1'050 MW). Sud, Centro-Sud e Calabria hanno un aumento che oscilla tra il 3 ed il 4% per piccole taglie e tra 12 e 17% per impianti di grande taglia. Nord e Centro-Nord hanno apporti relativi alla generazione che possono considerarsi trascurabili sia per piccole taglie (aumento della generazione < 1%) che per taglie superiori, dove nel caso del Nord la generazione aumenta di meno dell'1%, mentre per il Centro-Nord l'aumento è del 3,76%.

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
255 MW	Generazione	0,23%	0,95%	3,18%	3,26%	4,27%	7,52%	7,36%
	Import	-0,42%	-1,95%	-4,50%	-26,32%	-39,42%	-17,25%	-28,55%
	Export	2,36%	10,82%	15,59%	10,55%	7,46%	60,07%	24,61%
510 MW	Generazione	0,45%	1,91%	6,35%	6,52%	8,55%	15,05%	14,71%
	Import	-0,84%	-3,88%	-9,00%	-40,91%	-52,98%	-31,04%	-39,62%
	Export	4,91%	30,29%	188,67%	21,52%	15,20%	138,70%	49,71%
750 MW	Generazione	0,67%	2,81%	9,35%	9,59%	12,57%	22,13%	21,64%
	Import	-1,24%	-5,65%	-13,24%	-48,46%	-59,29%	-40,92%	-45,23%
	Export	7,43%	63,19%	2068,81%	32,07%	22,55%	229,28%	73,47%
1050 MW	Generazione	0,89%	3,76%	12,52%	12,85%	16,85%	29,65%	28,99%
	Import	-1,66%	-7,45%	-17,72%	-54,04%	-63,54%	-48,36%	-49,11%
	Export	10,26%	131,03%	9197,08%	43,38%	30,39%	341,92%	98,78%

Tabella 11 - Variazioni percentuali di Generazione, Import ed Export con eolico

Per quanto riguarda l'importazione, la Calabria è la zona che, a livello percentuale, risente maggiormente della produzione eolica, ottenendo una riduzione della domanda che va dal 39,42% nel caso di un parco eolico da 255 MW, arrivando ad una riduzione del 63,54% nel caso di un parco eolico da 1'050 MW. Oltre alla Calabria, anche la Sardegna, il Sud e la Sicilia hanno importanti riduzioni, con un potenziale di taglio della domanda che arriva

intorno al 50%. Il Centro-Sud risente di un effetto moderato, che oscilla tra il 4 ed il 18%. Un lieve effetto è presente anche per il Centro-Nord, che ha una riduzione percentuale dell'import tra il 2 e l'8%, mentre il Nord, a livello percentuale, ha una variazione trascurabile (da 0.42% a 1.66%).

Questi dati sono significativi nell'ottica di individuare una zona in cui considerare di far sorgere nuovi impianti eolici, poiché tali opere potrebbero avvicinare la suddetta zona all'indipendenza energetica. È però importante tenere a mente che, oltre alla riduzione percentuale della domanda, va considerato di quanto la domanda viene ridotta a livello energetico, poiché l'investimento di un progetto di vasta scala come un parco eolico da 1 GW va giustificato rispetto, ad esempio, ad un import annuo che passa da soli -75,906.21 MWh a -27,678.58 MWh.

Per quanto riguarda l'esportazione, il Centro-Sud ha un'enorme variazione percentuale (fino a 9197,08% in più di export) che però nel concreto risulta essere un'esigua quantità energetica, ovvero 5'328.44 MWh partendo da una base di 57.31 MWh. Il Sud, nonostante un aumento percentuale minore se comparato a quello delle altre zone (tra il 10 ed il 44%), è la regione con maggiore potenziale per quanto riguarda l'aumento di esportazione in termini energetici, riuscendo ad erogare alle altre zone fino ad un massimo di ~4 TWh l'anno. Seguono Sardegna (circa 3.4 TWh), Sicilia (~2.7 TWh) e Calabria (~2.2 TWh), tutte e tre valutate nel caso di configurazione eolica da 1'050 MW (le considerazioni rimangono analoghe per taglie inferiori). Per quanto riguarda Nord e Centro-Nord, così come per il Centro-Sud, il loro contributo d'esportazione, se rapportato alle altre zone, è quasi trascurabile.

Viene ora considerato il caso in cui gli eccessi produttivi vengano stoccati dai sistemi BESS ed LTESS, come mostrato in Figura 27, Figura 28 e nella Tabella 12.

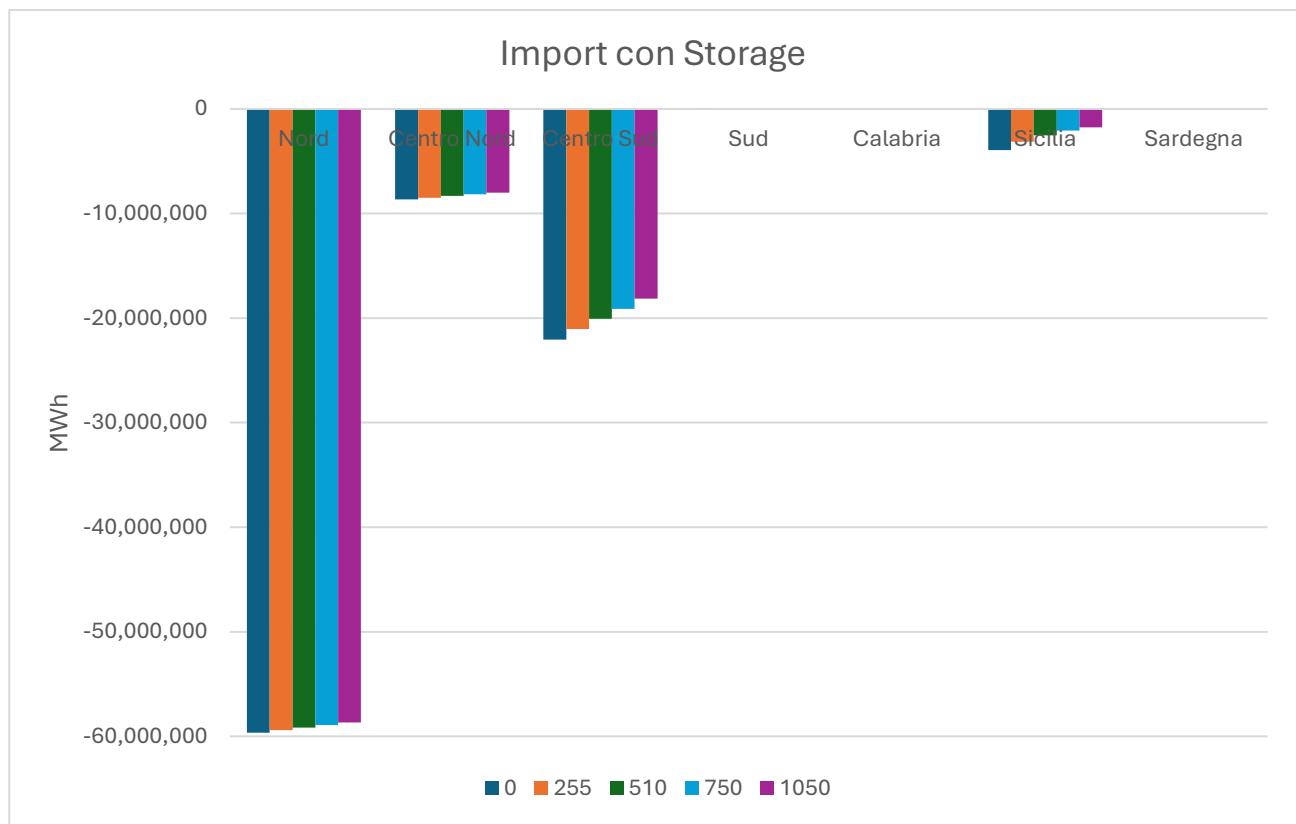


Figura 27 – Import, con storage, al variare della taglia del parco eolico

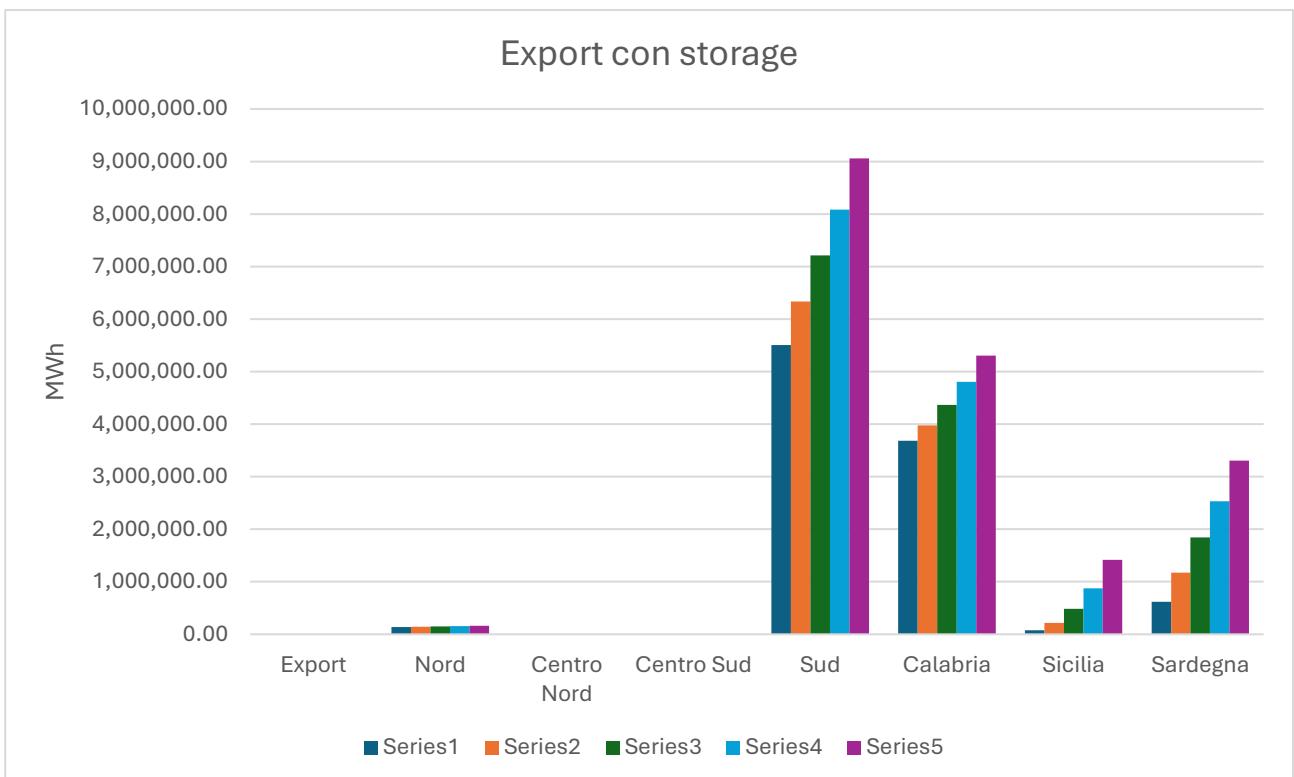


Figura 28 - Export, con storage, al variare della taglia del parco eolico

Con storage							
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
Domanda	59,786,532	8,680,614	22,051,540	336,368	75,906	4,216,486	96,907
No Import	-59,659,198	-8,662,416	-22,051,540	-40,176	-9,798	-3,943,109	-1,439
Wind Export	140,263	0	0	5,504,899	3,686,621	74,964	617,050
255 Import	-59,405,515	-8,490,995	-21,058,628	-28,698	-2,310	-3,136,072	0
MW Export	145,467	0	0	6,333,100	3,978,782	218,612	1,175,799
510 Import	-59,152,035	-8,319,819	-20,065,805	-23,741	-982	-2,511,710	0
MW Export	150,912	0	0	7,212,446	4,364,833	484,857	1,843,566
750 Import	-58,913,630	-8,159,837	-19,132,303	-20,738	-612	-2,072,050	0
MW Export	155,642	0	0	8,085,812	4,804,222	872,683	2,534,476
1050 Import	-58,660,774	-7,991,348	-18,140,844	-19,095	-299	-1,761,233	0
MW Export	160,939	265	0	9,056,395	5,305,438	1,416,450	3,307,380

Tabella 12 - Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici

Fin da subito si può notare che l'import, in assenza di generazione, differisce dalla domanda: questo è dovuto al fatto che l'impiego degli storage va a coprire una fetta della domanda.

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
255 MW	Import	-0.43%	-1.98%	-4.50%	-28.57%	-76.42%	-20.47%	-100.00%
	Export	3.71%	/	/	15.04%	7.92%	191.62%	90.55%
510 MW	Import	-0.85%	-3.95%	-9.00%	-40.91%	-89.98%	-36.30%	-100.00%
	Export	7.59%	/	/	31.02%	18.40%	546.79%	198.77%
750 MW	Import	-1.25%	-5.80%	-13.24%	-48.38%	-93.76%	-47.45%	-100.00%
	Export	10.96%	/	/	46.88%	30.32%	1064.13%	310.74%
1050 MW	Import	-1.67%	-7.75%	-17.73%	-52.47%	-96.95%	-55.33%	-100.00%
	Export	14.74%	/	/	64.52%	43.91%	1789.50%	436.00%

Tabella 13 - Variazioni percentuali di Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici

A livello percentuale, come si può evincere dalla Tabella 13, Sardegna e Calabria sono le due zone in cui la presenza di BESS va a coprire maggiormente la domanda: già in assenza di produzione eolica, la Sardegna si mostra quasi autosufficiente, soddisfacendo quasi tutto il suo fabbisogno tramite l'energia erogata dal BESS, per poi avere una generazione tale da non aver più bisogno d'import nel caso di integrazione eolica, mentre la Calabria, che fin da subito dimostra più margine di crescita dal punto di vista dell'indipendenza da importazioni all'aumentare della taglia del parco eolico, grazie alla combinazione di stoccaggio energetico e produzione rinnovabile riesce a soddisfare più del 75% della sua domanda con la taglia più piccola di eolico, ovvero 255 MW. In termini assoluti invece, sebbene Sud e Sicilia detengano il primato di copertura della domanda in assenza di produzione eolica, con un fabbisogno annuo coperto pari, rispettivamente, a circa 300 e 275 GWh, in presenza di produzione eolica la situazione cambia per il Sud, che si attesta a valori circa costanti di fabbisogno coperto, mentre la Sicilia detiene il secondo posto per domanda coperta, con valori che vanno dai 1'080 GWh fino ai 2'455 GWh. La zona che però copre più fabbisogno in termini energetici è il Centro-Sud, che partendo da una differenza di quasi 993 GWh nel caso del parco da 255 MW, arriva fino a coprire 3'910 GWh nel caso del parco da 1'050 MW.

Per quanto riguarda l'esportazione, a livello percentuale, la Sicilia è la zona con la maggiore crescita in assoluto, con un incremento che va dal +191% fino al +1789%. Un forte incremento si attesta anche per la Sardegna che vede il suo export salire dal +90% fino ad un massimo di +436%. In termini assoluti, Il Sud è la zona che presenta la maggiore esportazione, a livello energetico, all'aumentare della taglia del parco eolico, con valori che partono da 828 GWh di export in più rispetto al caso senza eolico, fino ad un massimo di 3'551 GWh. In ordine decrescente, anche Sardegna, Calabria e Sicilia presentano notevoli valori di energia esportata in presenza di configurazioni eoliche. In particolare, se rapportati

ai casi senza eolico, le zone appena citate producono un'extra di esportazione massimo pari a, rispettivamente, 2'690 GWh, 1'619 GWh e 1'341 GWh.

	Energia accumulata BESS [MWh]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	140,554	21,702	53	327,944	78,511	299,701	109,539
255 MW	142,171	24,051	61	244,245	54,126	386,258	81,233
510 MW	144,312	28,276	152	196,348	44,385	433,002	69,768
750 MW	146,591	34,823	1,144	172,028	39,575	458,051	64,040
1050 MW	149,124	48,670	4,902	153,489	36,415	455,047	60,145

	Energia accumulata BESS rispetto all'export [MWh]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	40.24%	92.00%	92.00%	3.56%	1.09%	38.07%	3.19%
255 MW	39.76%	92.00%	92.00%	2.40%	0.70%	30.65%	1.90%
510 MW	39.38%	92.00%	92.00%	1.76%	0.54%	23.04%	1.36%
750 MW	39.06%	90.46%	92.00%	1.42%	0.45%	17.67%	1.07%
1050 MW	38.72%	89.30%	92.00%	1.16%	0.39%	13.08%	0.88%

Tabella 14 - Energia accumulata dal BESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export in presenza di eolico

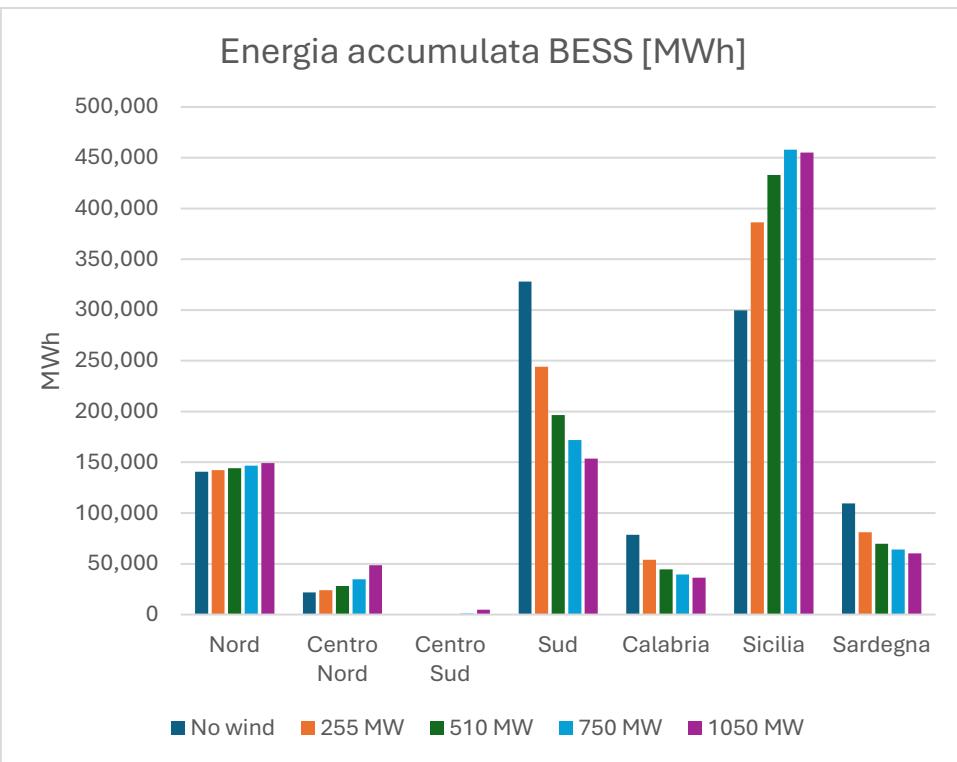


Figura 29 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

Nella Tabella 14 si possono osservare nella parte superiore la quantità energetica che viene accumulata dagli impianti BESS al variare della taglia del parco eolico introdotto, mentre nella parte inferiore viene espressa in percentuale quanta di questa energia è accumulata rispetto all'energia che altrimenti verrebbe semplicemente esportata. Centro-Nord e Centro-Sud, come visto in Tabella 14, reindirizzano la quasi totalità dell'export al BESS, poiché l'energia in gioco è esigua. Nei casi di Sud, Calabria e Sardegna, andando ad aumentare la generazione locale, aumentano anche i surplus energetici, non tutti però reindirizzabili al BESS. Infatti, queste quattro zone raggiungono velocemente la massima capienza del BESS, facendo sì che ulteriori accumuli non siano possibili finché non sopraggiunga una fase di scarica, quest'ultima resa però meno necessaria a causa della produzione aggiuntiva di eolico, utilizzata per avere una miglior copertura della domanda. Nord e Sicilia invece riescono ad aumentare il loro accumulo energetico al crescere della taglia di eolico, coprendo però via via una percentuale sempre minore dell'export totale, che verrà reindirizzato all'accumulo tramite LTESS.

	Energia erogata BESS [MWh]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	131,748	19,316	0	321,243	71,830	293,857	103,762
255 MW	133,079	21,565	0	237,791	47,445	380,205	75,261
510 MW	134,894	25,533	0	189,717	37,719	426,818	63,601
750 MW	137,281	31,778	70	165,493	32,914	452,163	57,693
1050 MW	139,679	45,409	2,800	147,033	29,752	449,277	53,608

	Import coperto dal BESS [%]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	0.203%	0.205%	0.000%	87.863%	87.060%	6.412%	98.508%
255 MW	0.206%	0.233%	0.000%	88.270%	94.925%	10.025%	100.000%
510 MW	0.209%	0.282%	0.000%	87.809%	97.220%	13.505%	100.000%
750 MW	0.214%	0.357%	0.000%	87.831%	98.000%	16.699%	100.000%
1050 MW	0.219%	0.520%	0.014%	87.496%	98.893%	18.982%	100.000%

Tabella 15 – Energia erogata dal BESS (londa) ed Import coperto dal BESS

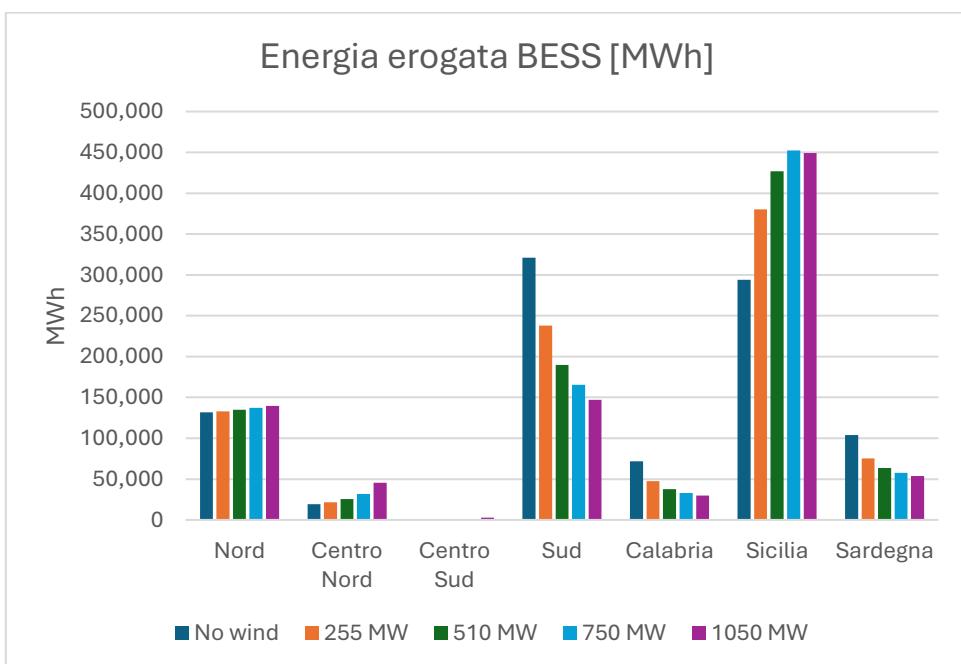


Figura 30 - Energia erogata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

I valori nella Tabella 15 sono utili a valutare quanta energia viene effettivamente erogata dal BESS in fase di scarica e quanto questi sistemi contribuiscono a ridurre la necessità di

importazioni. Nella prima tabella viene indicata l'energia erogata “linda”, ovvero prima che si considerino le perdite dovute all'efficienza di scarica della batteria, mentre nella seconda tabella viene valutata la quantità energetica d'importazione coperta dall'energia erogata “netta”, ovvero quella che effettivamente arriva alla rete. Il calcolo dell'import coperto dal BESS è il rapporto tra l'energia erogata netta e l'import corrispondente al caso relativo alla taglia di parco eolico selezionata. Ciò che si può evincere è che per Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud e Sardegna, al variare della taglia del parco eolico, la variazione percentuale dell'import coperto dal BESS è pressoché trascurabile, mentre per Calabria e Sicilia l'aumento è di circa il 12% sul loro totale. In Calabria, Sud e Sardegna l'energia erogata dal BESS si riduce all'aumentare della taglia dell'eolico poiché la generazione delle turbine va a coprire gran parte della richiesta energetica, di conseguenza la richiesta residua da soddisfare sarà minore.

La quota energetica accumulata dal LTESS al variare della taglia dei parchi eolici e la frazione percentuale di energia accumulata rispetto all'export totale è descritta nelle tabelle di seguito.

	Energia accumulata LTESS [MWh]						
	Centro		Centro				
	Nord	Nord	Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	42,210	0	0	2,503,824	2,553,290	289,895	2,024,663
255 MW	43,161	0	0	2,678,509	2,755,792	466,290	2,262,781
510 MW	44,019	0	0	2,815,242	2,890,663	692,742	2,418,113
750 MW	45,213	483	0	2,908,269	2,960,680	916,293	2,516,859
1050 MW	46,601	999	0	2,975,384	3,009,116	1,175,990	2,592,393

	Energia accumulata da LTESS rispetto all'export [%]						
	Centro		Centro				
	Nord	Nord	Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	12,08%	0,00%	0,00%	27,22%	35,58%	36,82%	58,93%
255 MW	12,07%	0,00%	0,00%	26,34%	35,73%	37,00%	52,85%
510 MW	12,01%	0,00%	0,00%	25,18%	34,97%	36,86%	47,01%
750 MW	12,05%	1,26%	0,00%	23,94%	33,66%	35,35%	42,23%
1050 MW	12,10%	1,83%	0,00%	22,56%	32,16%	33,80%	37,96%

Tabella 16 - Energia accumulata dal LTESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export

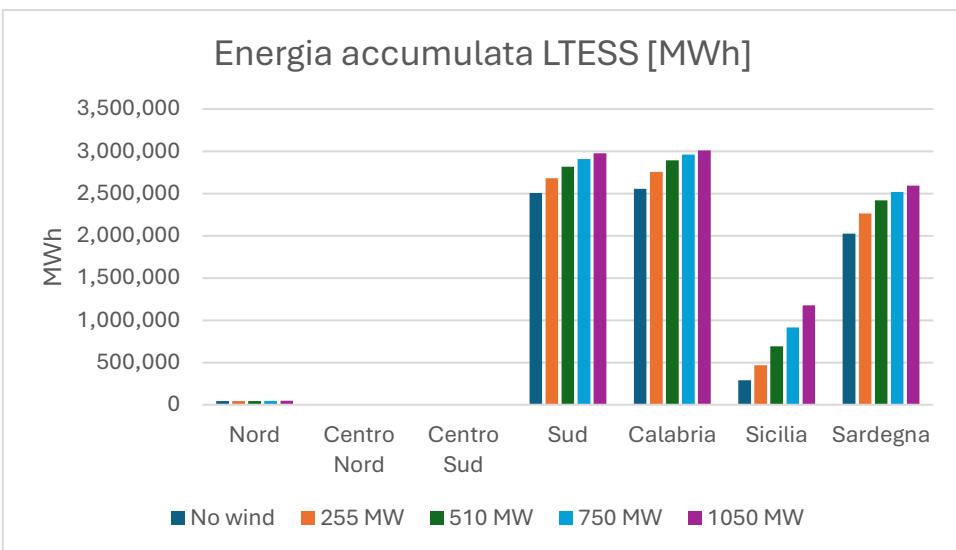


Figura 31 - Energia accumulata dal LTESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

Essendo le dimensioni del sistema LTESS molto maggiori rispetto alle dimensioni scelte per il BESS, anche l'energia accumulata è di gran lunga superiore per le zone con forte export ed una lieve impronta di import. La Calabria, il Sud e la Sardegna sono i maggiori accumulatori, seguiti dalla Sicilia e poi a lunga distanza dal Nord. Osservando le percentuali di accumulo rispetto all'export totale, si può notare che la Sardegna, la Sicilia e la Calabria sono le zone che riescono a reimpiegare maggiormente il loro export sotto forma di accumulo ad idrogeno, seguite subito dopo dal Sud. Queste quattro zone sono quelle con la miglior predisposizione ad essere impiegate come territorio per la costruzione di Hydrogen valleys.

	Produzione annua d'idrogeno [ton]						
	Centro						
	Nord	Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	774	0	0	45,942	46,849	5,319	37,150
255 MW	792	0	0	49,147	50,565	8,556	41,519
510 MW	808	0	0	51,656	53,040	12,711	44,369
750 MW	830	9	0	53,363	54,324	16,813	46,181
1050 MW	855	18	0	54,594	55,213	21,578	47,567

Tabella 17 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico

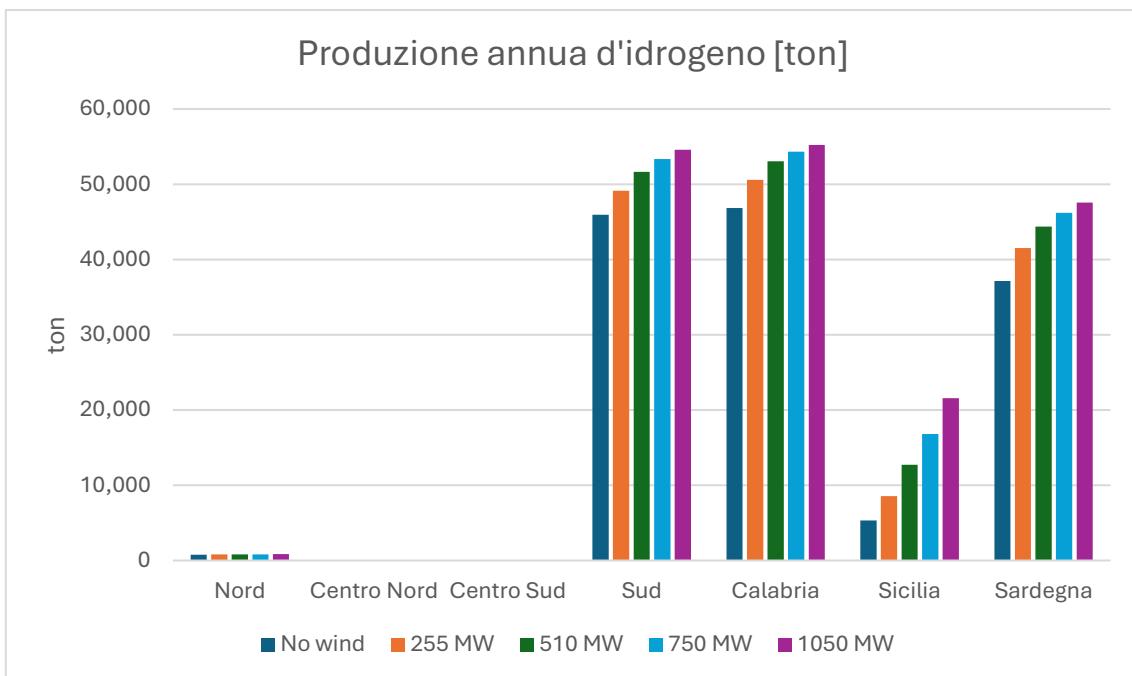


Figura 32 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico

Nella Tabella 17 si possono riscontrare i valori effettivi, in termini di massa, di produzione d'idrogeno. Indipendentemente dalla produzione eolica aggiuntiva, Centro-Nord e Centro-Sud confermano la loro impossibilità nella produzione d'idrogeno tramite il reimpiego dei flussi energetici destinati all'esportazione zonale. Al contrario, Calabria, Sud e Sardegna sono in assoluto i maggiori produttori. In assenza di produzione eolica, queste tre zone producono, rispettivamente, 46'849 ton, 45'941 ton e 37'149 ton di idrogeno l'anno. Calabria e Sud hanno un aumento produttivo percentuale analogo all'aumentare della taglia del parco eolico, con una produzione comparabile in tutti i casi. La massa d'idrogeno elaborabile massima per queste due zone è, rispettivamente, di 55'342 ton e 54'594 ton. La Sardegna, a livello percentuale, aumenta la propria produzione dal 111 al 128% circa, raggiungendo un output di 47'567 ton l'anno. Per quanto riguarda la Sicilia, che in assenza di eolico ha comunque una quota non trascurabile di output d'idrogeno, pari a 5'319 ton, ha l'aumento percentuale maggiore tra le varie zone: infatti, già con il parco da 255 MW l'aumento è pari al 161%, mentre nel caso più esteso da 1'050 MW l'aumento è pari al 406% circa, andando a toccare quota 21'578 ton di idrogeno prodotti. Per concludere, il Nord non subisce significative variazioni produttive dovute all'introduzione dell'eolico.

4.5 Sintesi dei risultati

Il modello a zone non interconnesse mostra che il sistema di stoccaggio ibrido BESS – LTESS, alimentato dagli eccessi produttivi locali prima e dalla generazione eolica offshore dopo, consente di reimpiegare l’export zonale al fine di aumentare la copertura della domanda e la produzione d’idrogeno. Calabria, Sud e Sardegna si rivelano le zone più rilevanti in questo contesto, poiché l’introduzione degli stocaggi energetici permette loro di intercettare e dunque convertire fino al 50 – 60% dei flussi fisici inizialmente destinati all’esportazione, con accumuli fino a 2 – 3 TWh l’anno per zona, di cui una grossa fetta è destinata alla produzione d’idrogeno, poiché il LTES stocca una quota energetica pari al 35 – 40% dell’export nel caso della Calabria e quasi il 60% nel caso della Sardegna. Questo comportamento fa sì che le necessità d’importazione nelle aree meridionali ed insulari si riduca notevolmente: il BESS va infatti a coprire quasi integralmente la domanda residua in Sardegna, mentre nelle zone Calabria e Sud la copertura si estende oltre l’85% della richiesta totale per coprire il fabbisogno. Per quanto concerne il Power-to-H₂, il caso base senza eolico evidenzia un potenziale produttivo molto elevato in Calabria, Sud e Sardegna: la produzione in queste zone si attesta, rispettivamente, a circa 46,8 kton, 45,9 kton e 37,1 kton l’anno, con una distribuzione stagionale tendenzialmente uniforme, fatta eccezione per un picco produttivo estivo in Calabria. L’integrazione dell’eolico offshore fa sì che tali valori aumentino, raggiungendo la massima produttività nel caso di parchi eolici da 1'050 MW, per un totale di produzione annua pari a, rispettivamente nelle zone sopra citate, circa 55,2 kton, 54,6 kton e 47,6 kton, mentre un notevole aumento si presenta in Sicilia, dove la produzione passa da circa 5,3 kton a ~21,5 kton l’anno, a fronte di un aumento produttivo superiore al 400%. Il capitolo 4 fornisce dunque una prima stima relativa al potenziale d’accumulo delle singole zone di mercato elettrico italiane nel caso in cui si valutino gli effetti dell’integrazione dei sistemi di accumulo energetico e di produzione eolica offshore, senza tenere però in considerazione le retroazioni indotte dall’interconnessione di rete tra le varie zone.

5. Modellazione MATLAB: zone interconnesse

Il modello a zone interconnesse è stato sviluppato a partire dallo scheletro del modello a zone non interconnesse. Questo capitolo andrà ad evidenziare le novità e/o le principali modifiche apportate agli script già visti nel capitolo 4. Generazione, domanda e fabbisogno sono valutate in modo analogo. Lo stesso si può dire per la produzione eolica. Tutte le ripercussioni dovute all'introduzione del modello di rete a zone interconnesse saranno effettive da dopo il calcolo dei suddetti dati.

5.1 Modellazione rete elettrica a zone interconnesse

Per descrivere il comportamento di una rete elettrica viene utilizzato il concetto di “grafo”, ovvero una struttura composta da due insiemi: quello dei “nodi”, o “vertici”, e quello degli “archi”, che collegano coppie di nodi. I nodi rappresentano gli oggetti in analisi, mentre gli archi le relazioni tra essi: in questo caso, ciascuna zona è un nodo (incluse le frontiere estere), mentre gli archi rappresentano il collegamento fisico tra i due nodi, come un cavo o una linea. Un arco consente scambio in entrambe le direzioni.

Per descrivere tale modello, in codice si impiega la “matrice di adiacenza” adj : il valore di adj è pari a $adj(i,j) = 1$ se tra il nodo i ed il nodo j c'è una linea, altrimenti è pari a 0.

Questa matrice viene definita con grandezza 15×15 , poiché considera 7 zone italiane più 8 zone estere.

Al fine di avere delle linee che scambino bidirezionalmente, per garantire sia import che export sulla stessa tratta, si rende utile rendere la matrice adj simmetrica, cioè bidirezionale:

$$adj = adj + adj.' \quad (5.1)$$

Tale impostazione è utile a costruire un sistema lineare che distribuisca i flussi sugli archi disponibili: ciò vuol dire che, se un arco non esiste ($adj = 0$), allora su quel dato arco non può passare potenza.

Per far sì che ci sia equilibrio ai nodi, è necessario applicare la conservazione del flusso, in ogni ora, per ogni nodo, come riportato nella seguente equazione:

$$Flussi_{in} - Flussi_{out} = Generazione - Domanda - Storage \quad (5.2)$$

dove *Storage* assume segno positivo quando il nodo assorbe potenza dalla rete per caricare, mentre quando la potenza viene scaricata, ovvero immessa in rete, il segno è negativo. Quest'equazione rappresenta l'analogia della prima legge di Kirchhoff, la quale dice che la somma delle correnti ad un nodo è pari a zero, ma in questo caso viene applicata a flussi di energia orari, seguendo il principio per cui l'energia che entra in una zona meno quella che esce, deve essere uguale alla generazione netta di tale zona meno la sua domanda e gli scambi con lo storage.

Per scrivere queste leggi in forma matriciale, viene introdotta la matrice di incidenza orientata A : ogni riga di A rappresenta un nodo, mentre ogni colonna rappresenta un arco. La matrice A è così definita: scelta una convenzione di direzione arbitraria, le componenti di A valgono -1 quando il nodo m è la partenza dell'arco l , +1 quando il nodo m è l'arrivo dell'arco l e 0 quando nessuna delle due condizioni è rispettata.

Viene poi definito il vettore dei flussi f che contiene una variabile per ogni arco, cioè il flusso sull'arco l . Se $f_l > 0$, l'energia scorre nella direzione scelta, altrimenti scorre nella direzione opposta.

Infine, viene definito il vettore b , che rappresenta quanta energia netta deve uscire o entrare dal nodo per bilanciare il sistema.

$$b_i = G_i - D_i - U_i \quad (5.3)$$

Nell'equazione 5.3, che descrive l'energia netta del nodo i -esimo, le componenti dei vettori *Generazione*, *Domanda* e *Storage* sono state abbreviate in G , D ed U per comodità.

Per trovare il vettore b , viene utilizzata la seguente equazione fondamentale, scritta in ambiente MATLAB, per la risoluzione di sistemi lineari:

$$f = A \setminus b \quad (5.4)$$

Ogni riga di $Af = b$ rappresenta la legge di conservazione per un nodo. Tale impostazione permette al modello di individuare, ora per ora, valori di flussi tali per cui la rete si auto-regoli, garantendo bilanci coerenti per tutte le zone.

Nota la logica di calcolo dei flussi di scambio nel modello a zone interconnesse, è utile fare uno step successivo, andando a calcolare il saldo energetico complessivo orario italiano, indicato con S ed ottenuto tramite la seguente equazione:

$$S = \sum_{z \in Italia} (G_z - D_z - U_z) \quad (5.5)$$

Dove z indica il numero delle zone di mercato elettrico italiano. Se $S > 0$, l'Italia in quell'ora, nel complesso, avrà un surplus, quindi dovrà esportare all'estero, mentre se $S < 0$, allora l'Italia importerà per coprire il deficit. Per comprendere in che quantità questi flussi vengono scambiati con le varie frontiere estere, viene introdotto il concetto di *pesi storici*, ovvero le percentuali di ripartizione dei saldi che, ora per ora, vengono attribuite alle varie frontiere, in base ai dati di flussi fisici esteri presenti nello storico dell'anno 2024. Ad esempio, se nel dataset la frontiera con la Francia ha gestito un traffico ingente, allora avrà una quota di saldo maggiore rispetto alle altre.

Viene introdotto il vettore M_{estero} , che contiene, per ciascuna frontiera, un indicatore di quanto la frontiera in questione viene utilizzata nel 2024. La sua struttura è molto semplice: ogni colonna rappresenta la somma, in valore assoluto, di tutti gli scambi fisici della nazione rappresentativa di tale colonna, nell'arco dell'anno in questione. Il valore w_{estero} che identifica i pesi storici è dunque definito come il rapporto tra il peso degli scambi della singola frontiera d'interesse e la somma degli scambi complessivi di tutte le frontiere rispetto all'Italia.

$$w_{estero}(z) = \frac{M_{estero}(z)}{\sum M_{estero}(z)} \quad (5.6)$$

Dunque, dopo aver utilizzato l'equazione 5.5, posso calcolare i valori dei flussi fisici esteri da inserire nel vettore b , inizialmente preimpostati a 0 poiché non sono noti i loro dati di generazione, domanda e fabbisogno, nel seguente modo:

$$b_{estero,k} = 0 - w_k S \quad (5.7)$$

Il simbolo “-“ davanti al termine $w_k S$ fa sì che se in Italia ci sia import, di conseguenza all'estero ci sia export e viceversa, di modo che il bilancio energetico sia sempre garantito.

5.2 Modellazione dello stoccaggio energetico dei flussi

In un sistema elettrico reale, l'implementazione di sistemi di accumulo modifica significativamente la distribuzione dei flussi energetici nel tempo. Il fatto che ora i flussi, al contrario del caso analizzato nel capitolo 4, si adattino, di zona in zona, a variazioni di generazione e domanda, fa sì che si debbano effettuare due simulazioni separate per valutare

questi effetti: la prima simulazione avverrà senza gli accumuli, andando ad osservare unicamente variazioni dovute alla graduale introduzione dell'eolico, mentre la seconda simulazione includerà i sistemi di stoccaggio energetico, valutando sia il caso in assenza di eolico, che quelli in cui la produzione degli aerogeneratori andrà ad influire sempre più sugli effetti analizzati all'aumentare della taglia del parco.

Nel caso senza storage, le variabili relative allo SoC ed i termini di carica/scarica (U_z) sono nulli, mentre il bilancio energetico per ogni zona è descritto come di seguito:

$$Flussi_{in} - Flussi_{out} = Generazione - Domanda \quad (5.8)$$

In questo caso, i flussi interzonalni sono determinati solamente dalla produzione e dalla domanda, dunque surplus e deficit sono gestiti unicamente tramite l'import e l'export sulla rete.

Nel caso con storage, invece, per ogni ora vengono determinate carica e scarica della zona e SoC, andando a correggere i bilanci locali tramite l'equazione 5.2 dove, rispetto all'equazione 5.8, riappare il termine *Storage*. In questa fase, inoltre, vengono ricalcolati i flussi interzonalni tramite l'equazione 5.4

Il resto della modellazione segue la formula già analizzata nel capitolo 4.

5.3 Elaborazione dei dati

Il modello a zone interconnesse inizialmente calcola, come nel caso a zone non interconnesse, la generazione, il fabbisogno, l'import e l'export locale. Questi dati comunque sono indipendenti dall'interconnessione delle zone, poiché calcolati esclusivamente a partire dai dati acquisiti da Terna. I valori, dunque, sono i medesimi rispetto a quelli indicati in Tabella 3.

Si analizza ora il caso in cui lo stoccaggio energetico, sotto forma di BESS e di LTES, viene impiegato. Il modello utilizzato in questo capitolo elabora i valori di import ed export totali nelle zone, al netto dell'energia accumulata ed erogata dai sistemi di accumulo, ma con un accorgimento: essendo le zone interconnesse, alcuni flussi transitano attraverso le zone senza che vengano effettivamente impiegati nelle zone in questione. Per questo motivo, vengono introdotte nuove variabili che considerano import ed export effettivamente impiegati per o dalle zone, ed import ed export di transito. Per effettuare un confronto con i valori d'import ed export senza storage, vengono scelti i valori di import ed export effettivamente impiegati

dalle zone. La conseguenza di questa implementazione è una variazione nelle dimensioni dei flussi fisici rispetto al caso standard.

	Import (no storage) [MWh]	Import con storage [MWh]	Export (no storage) [MWh]	Export con storage [MWh]
Nord	-59,786,532	-59,925,750	349,318	181,947
Centro Nord	-8,680,614	-8,702,274	23,590	3,086
Centro Sud	-22,051,540	-22,051,592	57	8
Sud	-336,368	-658,318	9,199,791	6,964,911
Calabria	-75,906	-147,771	7,176,346	5,082,340
Sicilia	-4,216,486	-4,514,939	787,253	260,573
Sardegna	-96,907	-200,678	3,435,664	1,670,165

Tabella 18 - Variazione di import ed export (non di transito) in presenza di sistemi di accumulo

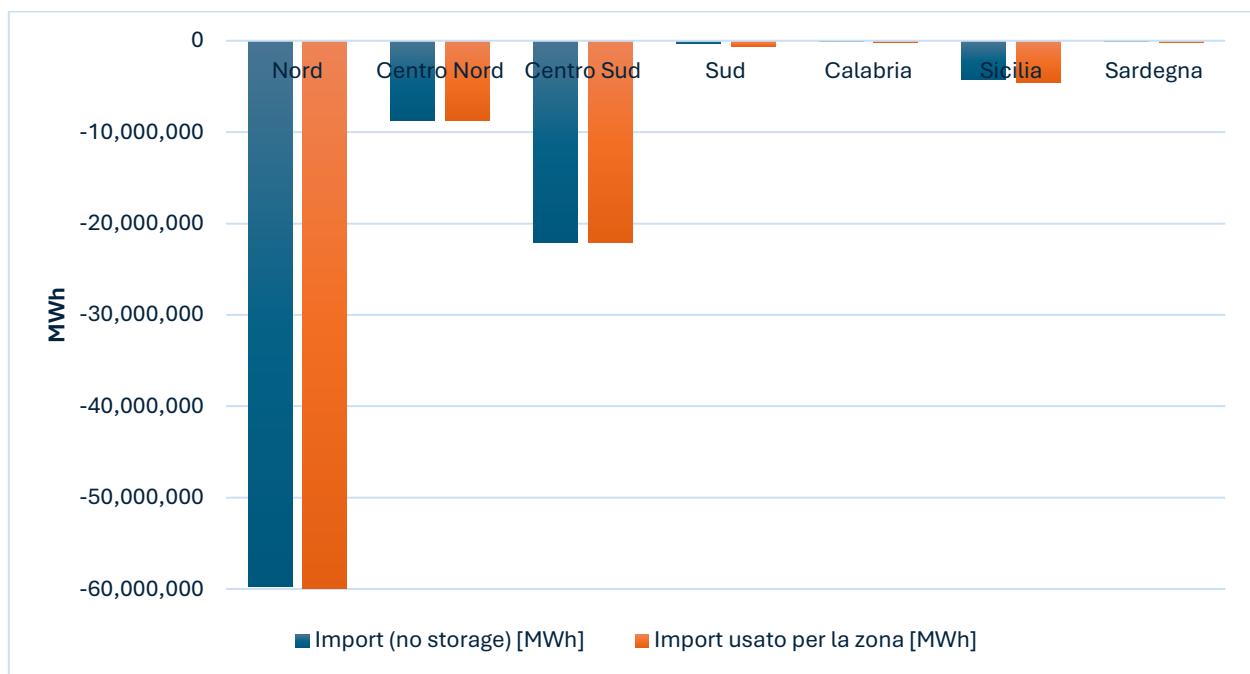


Figura 33 - Istogramma rappresentativo della variazione di import in presenza di accumuli

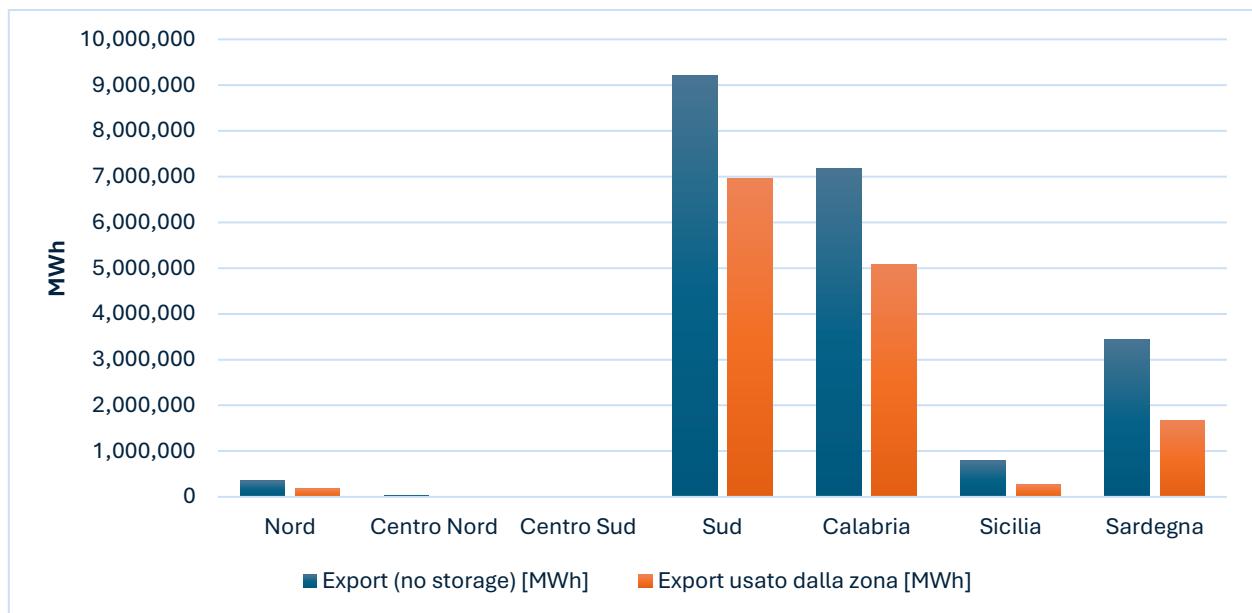


Figura 34 - Istogramma rappresentativo della variazione di export in presenza di accumuli

Si possono fare sin da subito due osservazioni. La prima è che, così come nel caso a zone non interconnesse, l'export, grazie alla presenza dello stoccaggio, viene ridotto rispetto al caso base. La seconda è che l'import va a crescere in ogni singola zona, contrariamente rispetto alle aspettative: infatti, l'impiego degli stoccaggi energetici quali i BESS dovrebbe favorire la riduzione dell'import, poiché il surplus energetico accumulato è reimpiegato nelle ore deficitarie di produzione. Una possibile spiegazione di questo comportamento è che in un sistema interconnesso in cui ogni zona dispone di sistemi di accumulo, la gestione locale dell'energia altera in modo significativo la dinamica dei flussi interzonal. Quando si presenta un surplus di produzione, ciascuna zona tende a soddisfare innanzitutto il proprio fabbisogno, destinando poi l'energia residua alla carica dei propri accumuli prima di esportarne l'eventuale eccedenza. Questa priorità operativa introduce un effetto di autoconsumo competitivo, per cui l'energia che in assenza di accumuli sarebbe stata trasferita verso le zone limitrofe in deficit viene ora trattenuta localmente ed immagazzinata. Di conseguenza, si riduce la quantità di energia immediatamente disponibile per le altre zone interconnesse, le quali devono compensare il proprio fabbisogno crescente ricorrendo a maggiori flussi di importazione da zone più lontane o dall'estero.

Per quanto riguarda il Centro-Sud, l'impiego di accumuli energetici ha un effetto trascurabile sui flussi fisici in entrata ed uscita, con variazioni nell'ordine delle decine di MWh l'anno. Nel caso di Nord, Centro-Nord e Sicilia, la variazione dell'import è molto piccola rispetto

alle dimensioni dei flussi trattati, sebbene tutte e tre le zone, come detto in precedenza, risentano di un aumento dei valori di energia importata. Per quanto riguarda il Sud, la Calabria e la Sardegna, invece, l'importazione locale raddoppia: sebbene le energie in gioco per queste tre zone siano da uno a tre ordini di grandezza minori rispetto alle altre zone, questo dato rimane significativo poiché l'introduzione di stoccaggio energetico senza l'ausilio di fonti di energia rinnovabili supplementari implica una richiesta energetica raddoppiata rispetto al caso senza stoccaggi, rendendo quindi una loro introduzione deleterio. Per quanto riguarda le esportazioni, invece, tutti i valori sono superiori rispetto a quelli analoghi del caso a zone non interconnesse. In particolare, rispetto al caso precedente, Ciò è dovuto al fatto che, essendo la domanda maggiorata, a causa dell'introduzione dei sistemi di stoccaggio, l'energia da esportare per sopperire a tali bisogni dovrà di conseguenza essere maggiore rispetto a quella del caso a zone non interconnesse.

Di seguito vengono mostrati altri parametri di confronto per stabilire quanto i sistemi d'accumulo influiscano effettivamente sui flussi fisici.

	Energia accumulata dagli storage [MWh]	Energia accumulata dagli storage rispetto all'export [%]	Energia accumulata BESS [MWh]	Energia accumulata LTES [MWh]
Nord	171,991	49.24	139,285	32,705
Centro Nord	21,702	92.00	21,702	0
Centro Sud	53	92.00	53	0
Sud	2,260,025	24.57	327,924	1,932,101
Calabria	2,099,728	29.26	78,506	2,021,222
Sicilia	547,441	69.54	299,067	248,374
Sardegna	1,773,793	51.63	109,367	1,664,426

Tabella 19 - Riepilogo energia stoccati, sia totale che nei singoli sistemi di accumulo

	Energia accumulata da BESS rispetto all'export [%]	Energia accumulata da LTES rispetto all'export [%]
Nord	39.87	9.36
Centro Nord	92.00	0.00
Centro Sud	92.00	0.00
Sud	3.56	21.00
Calabria	1.09	28.17
Sicilia	37.99	31.55
Sardegna	3.18	48.45

Tabella 20 - Percentuali d'accumulo per tipologia di stoccaggio

Come nel caso a zone non interconnesse, i flussi in uscita di Centro-Nord e Centro-Sud vengono accumulati in toto dal BESS, rendendo nulla la possibilità di produrre idrogeno. Sud, Calabria e Sardegna si confermano le zone con la maggior quantità energetica stoccati. Nel dettaglio, il Sud è la zona che stocca di più, con i suoi ~2.3 TWh, pari al 24.57% del suo export, di cui il 3.56% dell'export è destinato al BESS, mentre il 21% è destinato al LTESS. Al netto di quanto detto in precedenza, dunque, sebbene le esportazioni, in valore assoluto, siano maggiori nel caso a zone interconnesse rispetto al caso a zone non interconnesse, lo stoccaggio energetico tramite BESS rimane pressoché invariato. Ciò che varia, sia a livello percentuale che a livello numerico, è l'accumulo sotto forma di LTES, che subisce una riduzione nel caso interconnesso. In particolare, Sud, Calabria e Sardegna stoccano tra i 400 ed i 600 GWh in meno rispetto al caso a zone non interconnesse.

Di seguito i dati nel dettaglio per quanto riguarda il BESS.

	Energia erogata dal BESS [MWh]	Domanda coperta dal BESS [%]	# ore di carica BESS [h]	# ore di scarica BESS [h]	Periodo di carica BESS rispetto al totale [%]	Periodo di scarica BESS rispetto al totale [%]
Nord	128,080	0.21	258	119	2.94	1.35
Centro Nord	19,928	0.23	145	90	1.65	1.02
Centro Sud	48	0.00	1	3	0.01	0.03
Sud	296,194	88.06	7,553	1,154	85.99	13.14
Calabria	66,116	87.10	8,078	650	91.96	7.40
Sicilia	274,577	6.51	2,209	920	25.15	10.47
Sardegna	95,469	98.52	7,616	1,160	86.70	13.21

Tabella 21 - Dettaglio BESS

Per quanto riguarda l'energia erogata dal BESS, la percentuale di domanda coperta e le ore effettive di impiego, sia in carica che scarica, i dati riportati in Tabella 21 sono quasi sovrapponibili ai dati riportati nella Tabella 7, nel caso a zone non interconnesse.

Per concludere questa prima sezione dedicata all'introduzione di stoccaggio energetico di tipo BESS ed LTES, è necessario andare a quantificare l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi dalle PEM. Nella Tabella 22 viene espressa la produzione di H₂ in tonnellate, per zona, sia nelle diverse stagioni che durante tutto l'anno.

	Produzione Idrogeno totale [ton]	Produzione idrogeno in inverno [ton]	Produzione idrogeno in primavera [ton]	Produzione idrogeno in estate [ton]	Produzione idrogeno in autunno [ton]
Nord	600	0	496	6	97
Centro Nord	0	0	0	0	0
Centro Sud	0	0	0	0	0
Sud	35,451	9,698	9,052	8,104	8,587
Calabria	37,087	8,517	8,491	11,366	8,702
Sicilia	4,557	1,604	869	52	2,032
Sardegna	30,540	9,330	9,222	6,046	5,941

Tabella 22 - Tabella riepilogativa della produzione d'idrogeno

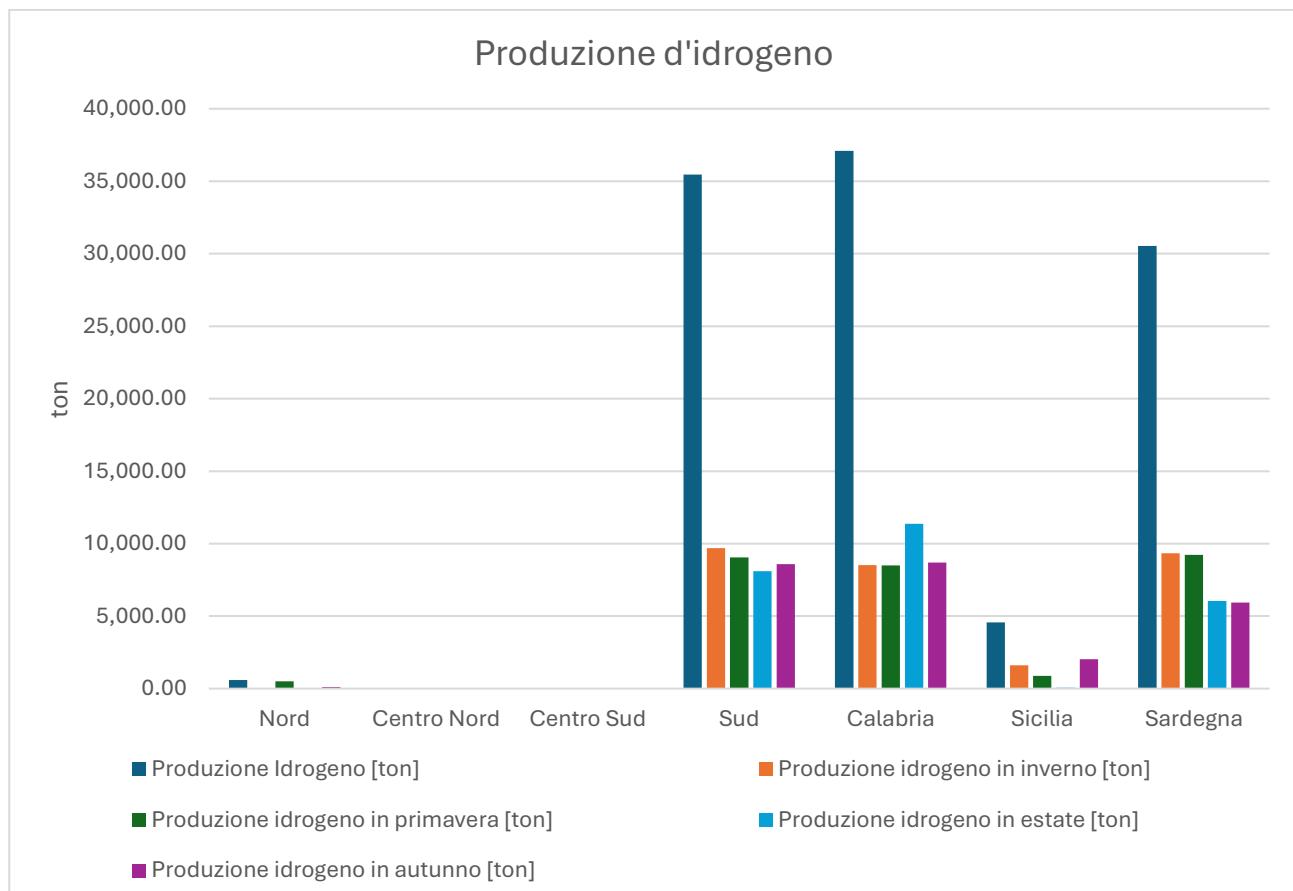


Figura 35 - Produzione d'idrogeno annua e stagionale

Questi valori forniscono una prima stima indicativa del potenziale delle varie zone per quanto riguarda la produzione d'idrogeno. Calabria, Sud e Sardegna si confermano le principali produttrici d'idrogeno, con produzioni superiori alle 30 mila tonnellate l'anno. Il picco viene raggiunto dalla Calabria, con una produzione totale di 37'086.64 tonnellate. Tutte le

osservazioni relative alla Tabella 22 sono analoghe a quanto osservato nel caso a zone non interconnesse nella Tabella 8. I valori individuati nel caso a zone interconnesse sono inferiori per i motivi precedentemente descritti. Lo stoccaggio LTESS, infatti, ricevendo quote energetiche minori, produce quantità minori d'idrogeno. Ciò che è interessante notare però è che le stime relative alle zone più appetibili per quanto riguarda l'inserimento di Hydrogen Valleys rimangono invariate.

Esaminati i dati delle zone interconnesse in presenza di stoccaggio, si rende interessante lo studio di come questi dati possano variare all'integrare nella simulazione di produzione eolica offshore. Le simulazioni successive verranno effettuate, rispettivamente, con produzioni eoliche relativa a parchi con le seguenti capacità complessive nominali: 255 MW, 510 MW, 750 MW e 1'005 MW. I dati relativi alla generazione locale in presenza di eolico sono descritti in Tabella 9, mentre quelli relativi alla generazione complessiva e ai nuovi valori d'import ed export in assenza di storage sono analoghi alla Tabella 10, poiché il modello considera l'interdipendenza zonale solo a partire dalla fase successiva l'introduzione della generazione eolica.

È quindi più interessante analizzare cosa succede quando alla produzione eolica viene accostata l'introduzione di sistemi di stoccaggio energetico.

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	Gen.	114,989,711	18,006,828	31,249,282	32,469,231	13,231,970	15,956,156	11,868,884
	Import	59,925,750	8,702,274	22,051,592	658,318	147,771	4,514,939	200,678
	Export	181,947	3,086	8	6,964,911	5,082,340	260,573	1,670,165
255 MW	Gen.	115,250,137	18,178,745	32,242,203	33,527,895	13,797,551	17,156,503	12,742,025
	Import	59,675,172	8,535,254	21,058,688	486,041	93,456	3,874,353	144,501
	Export	187,774	3,475	7	7,880,729	5,487,656	519,907	2,385,100
510 MW	Gen.	115,510,564	18,350,662	33,235,125	34,586,560	14,363,132	18,356,850	13,615,166
	Import	59,425,802	8,372,147	20,065,956	389,021	73,425	3,339,533	122,114
	Export	194,293	4,023	18	8,836,178	5,966,363	922,664	3,151,495
750 MW	Gen.	115,755,671	18,512,467	34,169,639	35,582,951	14,895,444	19,486,589	14,436,946
	Import	59,191,761	8,224,604	19,133,509	339,228	63,819	2,947,657	110,771
	Export	199,927	5,057	122	9,764,920	6,455,050	1,440,966	3,908,619
1050 MW	Gen.	116,016,098	18,684,384	35,162,560	36,641,615	15,461,026	20,686,937	15,310,088
	Import	58,943,768	8,082,403	18,148,427	301,893	57,439	2,630,333	102,927
	Export	206,171	7,965	637	10,776,280	6,987,027	2,134,020	4,730,541

Tabella 23 - Generazione, Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
255 MW	Import	-0.42%	-1.92%	-4.50%	-26.17%	-36.76%	-14.19%	-27.99%
	Export	3.20%	12.61%	-16.41%	13.15%	7.97%	99.52%	42.81%
510 MW	Import	-0.83%	-3.79%	-9.00%	-40.91%	-50.31%	-26.03%	-39.15%
	Export	6.79%	30.35%	112.67%	26.87%	17.39%	254.09%	88.69%
750 MW	Import	-1.22%	-5.49%	-13.23%	-48.47%	-56.81%	-34.71%	-44.80%
	Export	9.88%	63.88%	1343.87%	40.20%	27.01%	453.00%	134.03%
1050 MW	Import	-1.64%	-7.12%	-17.70%	-54.14%	-61.13%	-41.74%	-48.71%
	Export	13.31%	158.13%	7427.43%	54.72%	37.48%	718.97%	183.24%

Tabella 24 - Variazioni percentuali di Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici

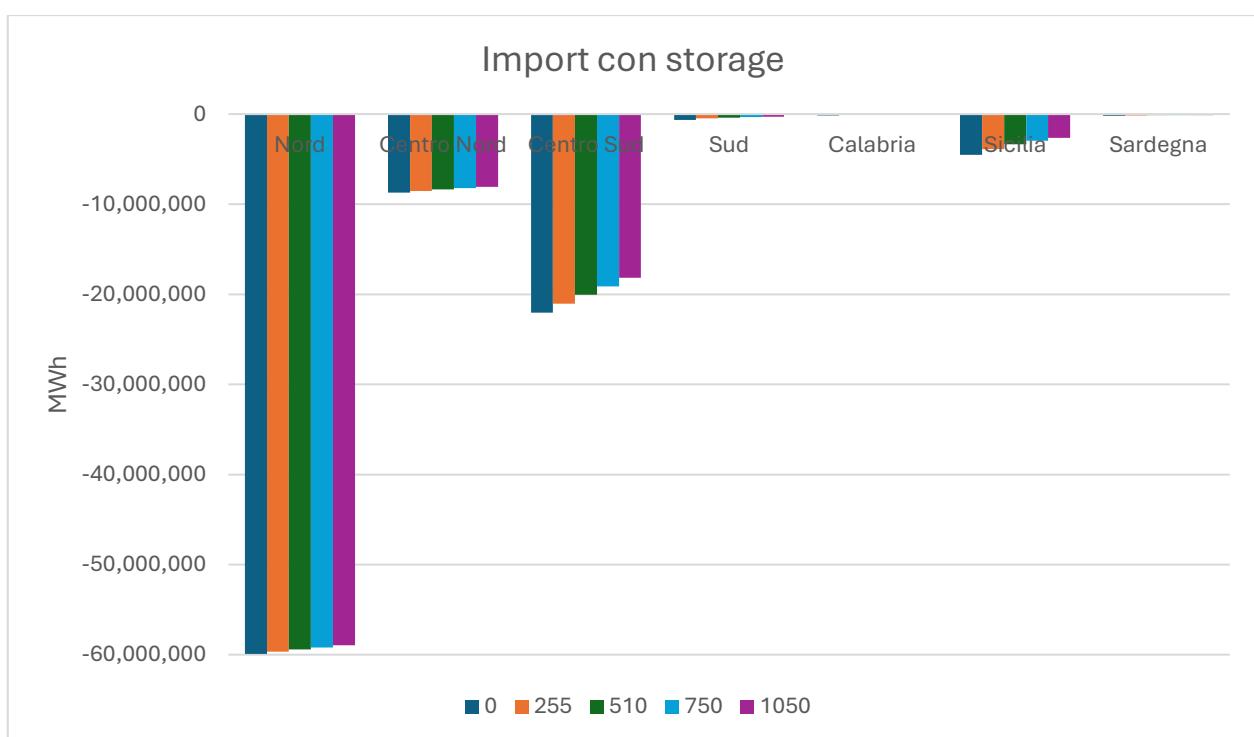


Figura 36 - Import, con storage, al variare della taglia del parco eolico

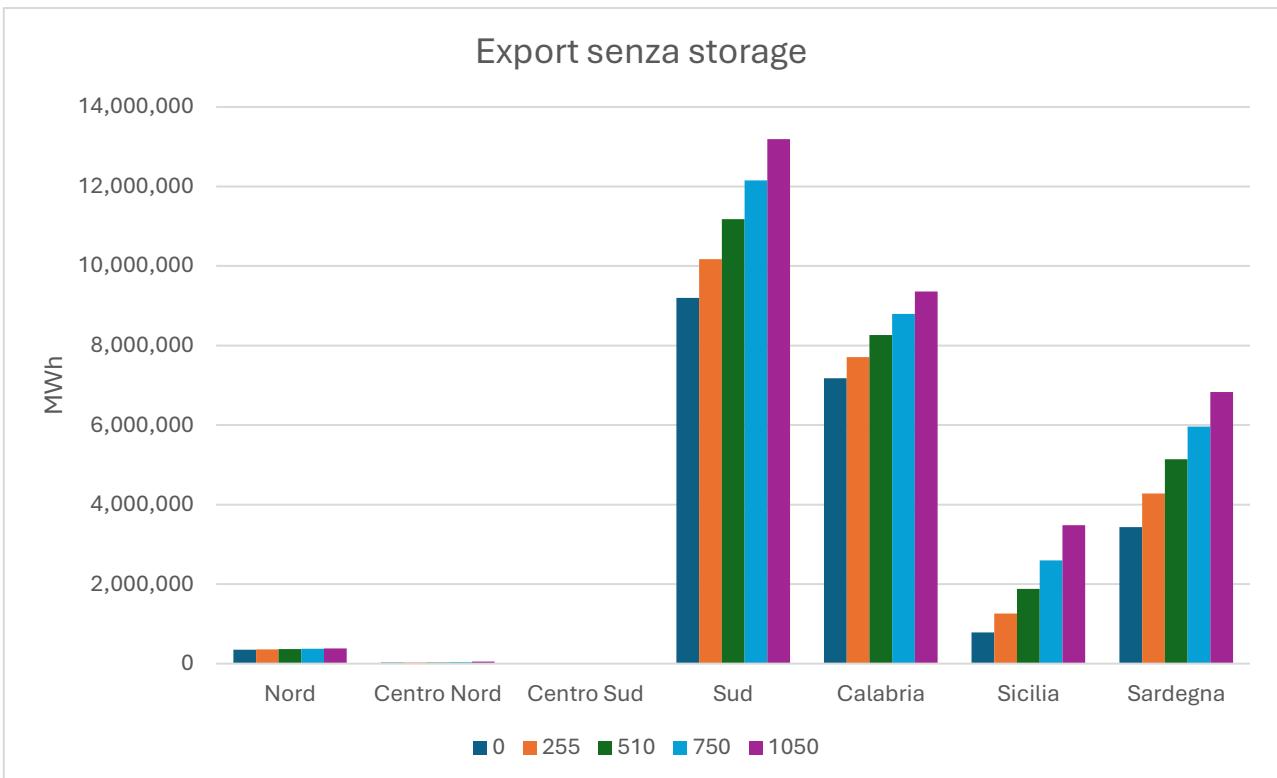


Figura 37 - Export, con storage, al variare della taglia del parco eolico

I valori presenti in Tabella 23 e Tabella 24 confermano, seppur in misura lievemente diversa, quanto visto nel caso a zone non interconnesse. A livello percentuale, per quanto riguarda il Nord, i dati sono pressoché invariati sia per l'import che per l'export, mentre a livello numerico i valori di export aumentano di circa 40 GWh, mentre quelli di import, in valore assoluto, aumentano di circa 300 GWh. Centro-Nord e Centro-Sud in precedenza non esportavano energia, mentre adesso esportano quantità esigue, che possono dunque considerarsi trascurabili se rapportate agli altri flussi fisici. Il loro import invece rimane pressoché invariato, a meno di un piccolo offset. L'export del Sud in presenza di eolico passa da un valore minimo di 7,880,729.12 MWh ad un massimo di 10,776,280.33 MWh (rispetto ai 5504898.70 ed ai 9056395.13 MWh a zone non interconnesse), confermandosi il più marcato tra le varie zone. Successivamente, le zone con maggior export sono, in ordine, Calabria, Sardegna e Sicilia. In termini di export, tra queste tre zone la Sardegna è quella che risente di più dell'aumento della taglia di eolico in presenza di stoccaggi, aumentando l'esportazione di 3'060 GWh l'anno, a fronte di un parco eolico di taglia 1'050 MW.

Energia accumulata BESS [MWh]

	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	139,285	21,702	53	327,924	78,506	299,067	109,367
255 MW	140,904	24,051	61	244,232	54,124	386,078	81,233
510 MW	143,044	28,276	152	196,336	44,384	432,791	69,768
750 MW	145,314	34,820	1,144	172,016	39,574	457,688	64,040
1050 MW	147,848	48,667	4,902	153,480	36,414	454,065	60,145

Energia accumulata BESS rispetto all'export [MWh]

	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	39.87%	92.00%	92.00%	3.56%	1.09%	37.99%	3.18%
255 MW	39.41%	92.00%	92.00%	2.40%	0.70%	30.64%	1.90%
510 MW	39.03%	92.00%	92.00%	1.76%	0.54%	23.03%	1.36%
750 MW	38.72%	90.45%	92.00%	1.42%	0.45%	17.66%	1.07%
1050 MW	38.39%	89.30%	92.00%	1.16%	0.39%	13.05%	0.88%

Tabella 25 - Energia accumulata dal BESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export in presenza di eolico

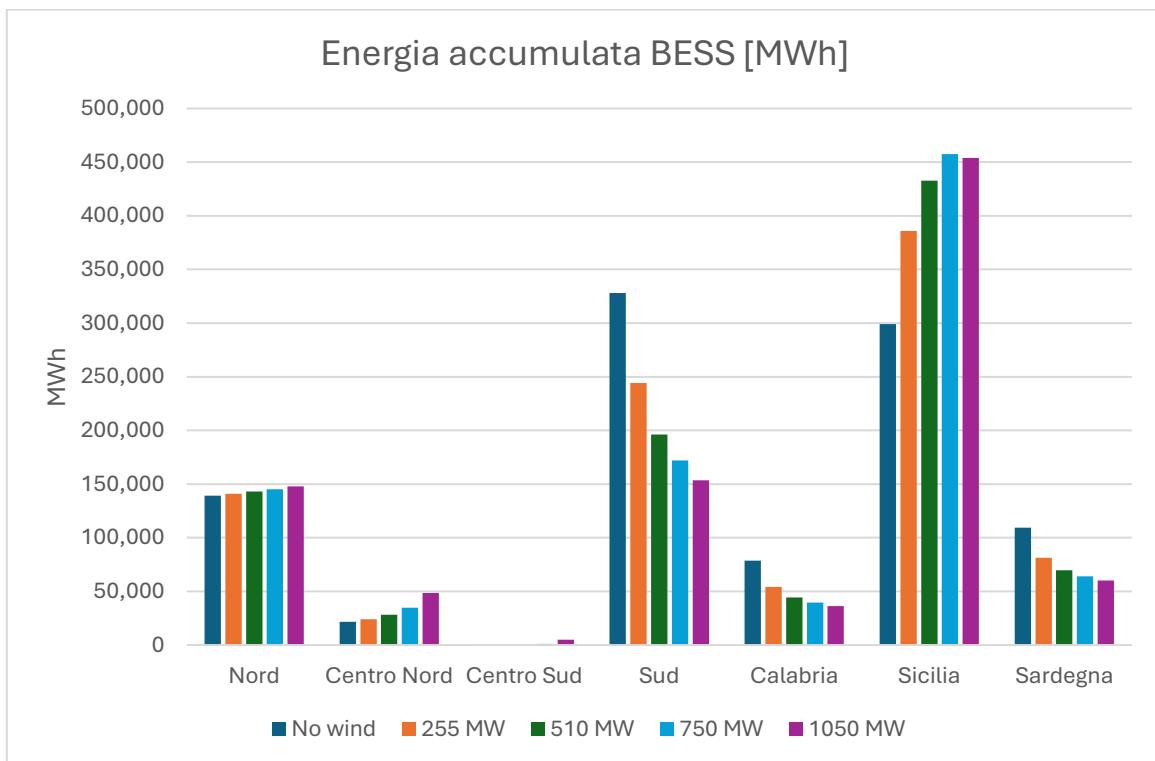


Figura 38 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

Per quanto riguarda l'energia accumulata dal BESS, i valori elaborati nella Tabella 25 nel caso a zone interconnesse sono quasi completamente sovrapponibili a quelli elaborati nel caso a zone non interconnesse, sia in termini assoluti che in termini percentuali.

	Energia erogata BESS [MWh]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	128,080	19,928	48	296,194	66,116	274,577	95,469
255 MW	129,568	22,084	55	219,144	43,675	354,466	69,240
510 MW	131,537	25,965	139	175,030	34,712	397,282	58,513
750 MW	133,624	31,945	1,049	152,610	30,287	420,044	53,078
1050 MW	135,954	44,560	4,503	135,507	27,380	416,603	49,319

	Import coperto dal BESS [%]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	0.21%	0.23%	0.00%	88.06%	87.10%	6.51%	98.52%
255 MW	0.22%	0.26%	0.00%	88.42%	94.98%	10.16%	100.00%
510 MW	0.22%	0.31%	0.00%	88.06%	97.25%	13.66%	100.00%
750 MW	0.23%	0.39%	0.01%	88.04%	98.02%	16.86%	100.00%
1050 MW	0.23%	0.55%	0.02%	87.65%	98.92%	19.13%	100.00%

Tabella 26 – Energia erogata dal BESS (londa) ed Import coperto dal BESS

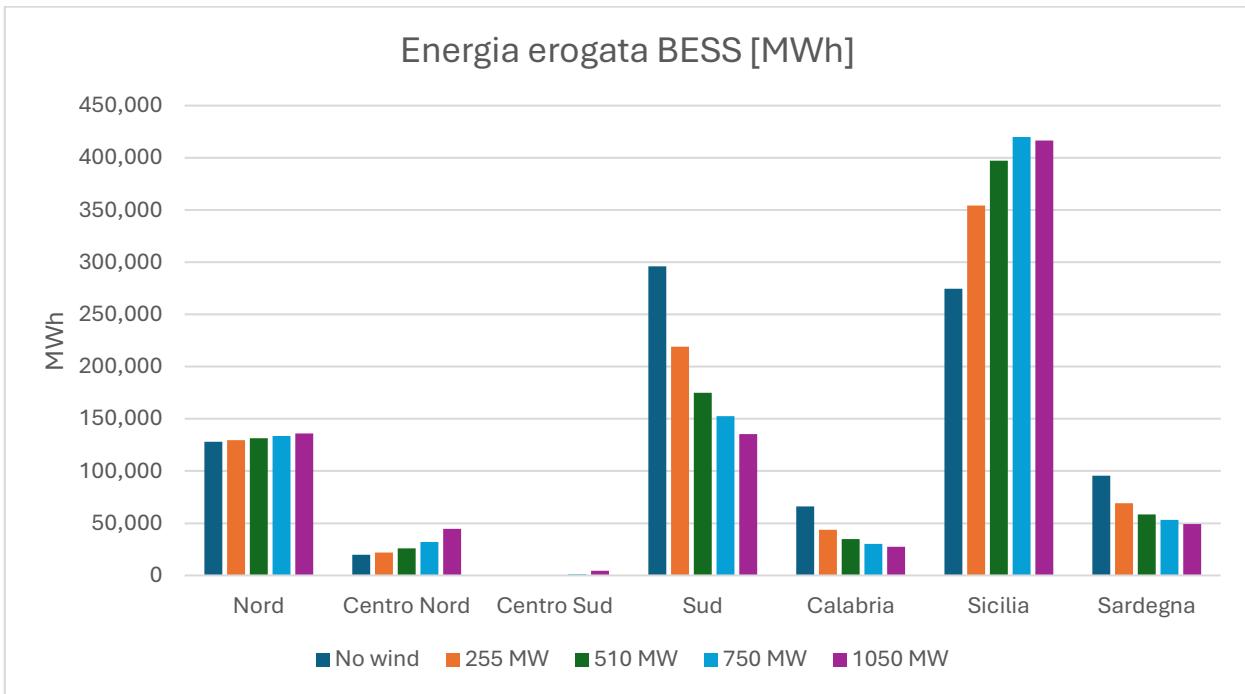


Figura 39 - Energia erogata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

Anche l'andamento dell'energia erogata dal BESS è analogo rispetto al caso descritto nel capitolo precedente, sia in termini assoluti che in termini percentuali, con valori energetici molto comparabili.

La quota energetica accumulata dal LTESS al variare della taglia dei parchi eolici e la frazione percentuale di energia accumulata rispetto all'export totale è descritta nelle tabelle di seguito.

	Energia accumulata LTESS [MWh]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	32,705	0	0	1,932,101	2,021,222	248,374	1,664,426
255 MW	33,494	0	0	2,063,672	2,173,996	381,626	1,820,825
510 MW	34,069	0	0	2,161,811	2,259,557	555,017	1,927,378
750 MW	35,093	467	0	2,226,547	2,302,814	727,044	1,991,853
1050 MW	36,218	799	0	2,272,223	2,336,106	924,165	2,042,882

	Energia accumulata da LTESS rispetto all'export [%]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	9.36%	0.00%	0.00%	21.00%	28.17%	31.55%	48.45%
255 MW	9.37%	0.00%	0.00%	20.29%	28.19%	30.28%	42.53%
510 MW	9.30%	0.00%	0.00%	19.34%	27.33%	29.54%	37.47%
750 MW	9.35%	1.21%	0.00%	18.32%	26.18%	28.05%	33.42%
1050 MW	9.40%	1.47%	0.00%	17.23%	24.97%	26.56%	29.91%

Tabella 27 - Energia accumulata dal LTESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export

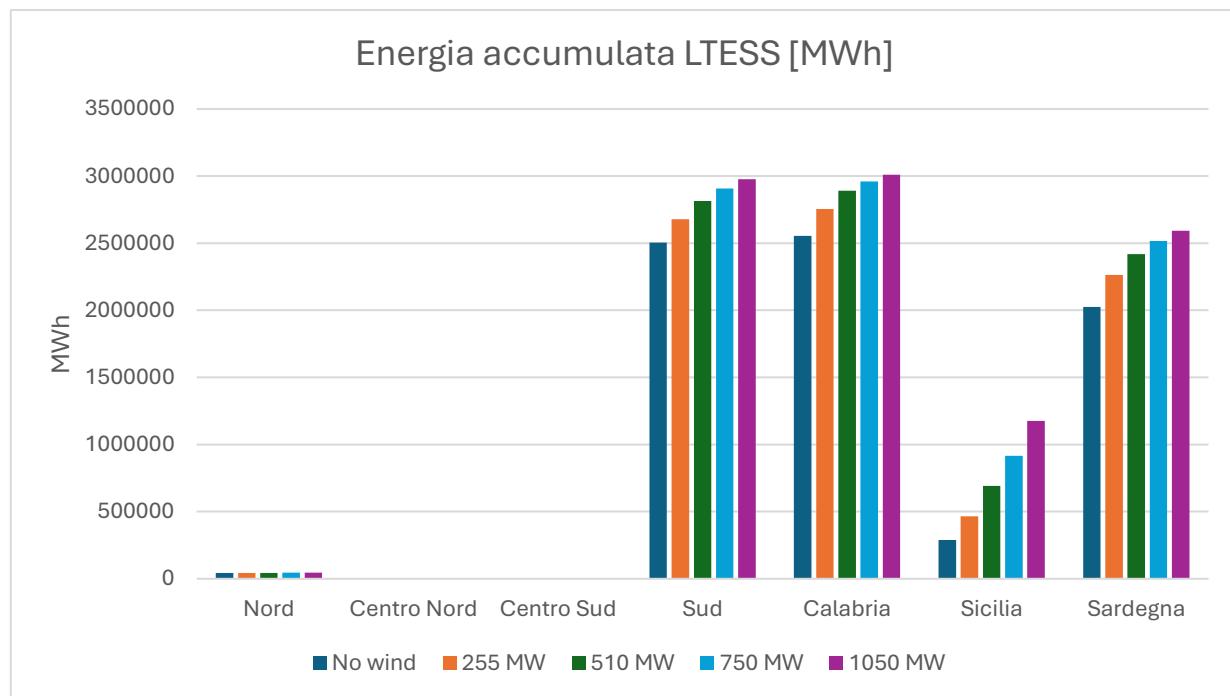


Figura 40 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica

L'energia accumulata dal LTES, come si è potuto stabilire anche precedentemente, è inferiore rispetto a quella accumulata nel caso a zone non interconnesse. L'esportazione inoltre è maggiore, dunque i valori di energia accumulata dal LTES rispetto all'export sono minori in questo caso. Nonostante ciò, sia l'andamento di queste percentuali che dello stoccaggio effettivo rimangono inalterati, andando dunque a confermare le ipotesi precedentemente avanzate relative alle zone su cui è più sensato valutare l'introduzione di sistemi di produzione d'idrogeno tramite reimpiego dell'eccesso produttivo zonale.

	Produzione annua d'idrogeno [ton]						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
No wind	600	0	0	35,451	37,087	4,557	30,540
255 MW	615	0	0	37,866	39,890	7,002	33,410
510 MW	625	0	0	39,666	41,460	10,184	35,365
750 MW	644	9	0	40,854	42,253	13,340	36,548
1050 MW	665	15	0	41,692	42,864	16,957	37,484

Tabella 28 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico

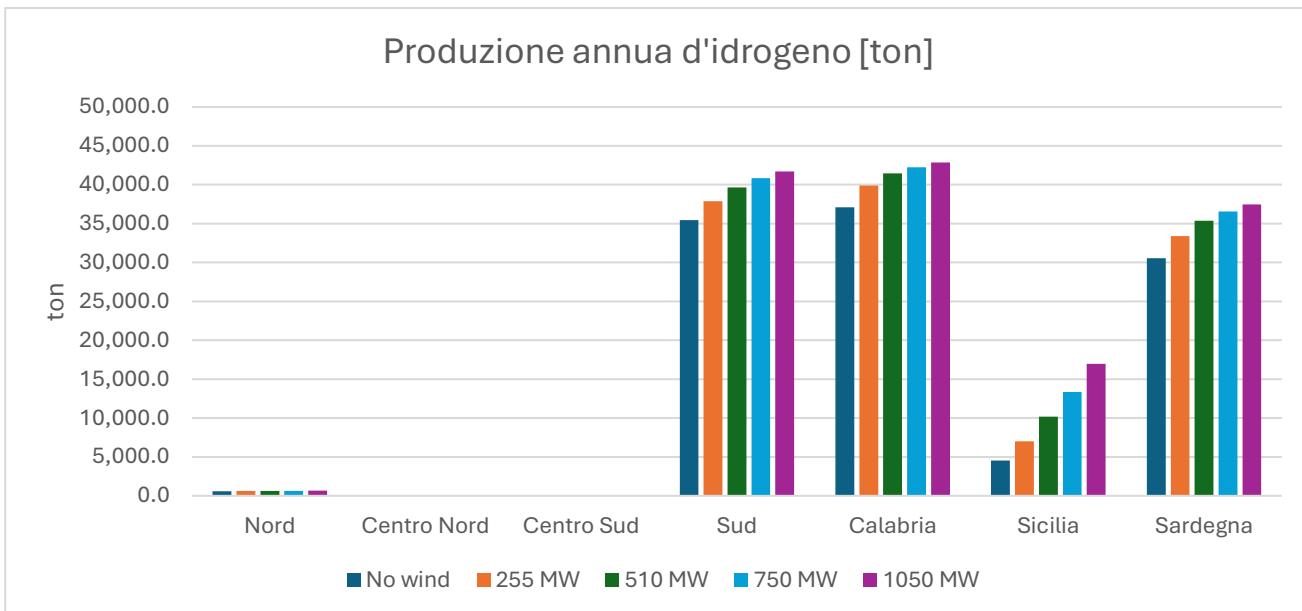


Figura 41 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico

Nello specifico, seguendo i dati riportati in Tabella 28, la Calabria, a pari merito con il Sud, si conferma la zona più adatta per l'introduzione di Hydrogen Valley. In assenza di produzione eolica, in Calabria, in un anno sarebbe virtualmente possibile produrre una quantità pari a 37'086.64 tonnellate d'idrogeno. L'integrazione dell'eolico offshore andrebbe ad aumentare le esportazioni zonali ed a ridurre ancor di più la necessità di importazione della suddetta regione, facendo inoltre aumentare la produzione potenziale di idrogeno fino ad un valore massimo di 42'864.32 tonnellate (rispetto alle ~54.6 kTon del caso a zone non interconnesse). Analogamente, il Sud ha potenzialità produttive che spaziano dalle 35'451.4 tonnellate annue d'idrogeno, in assenza di generazione eolica, alle 41'692.16 tonnellate. La Sardegna, in misura simile, presenta ottime potenzialità produttive, con valori che spaziano tra le 30'539.93 e le 37'484.07 tonnellate. La Sicilia, in assenza di generazione eolica, presenta valori di produzione relativamente bassi se confrontati alle tre zone sopraelencate, ma all'introduzione della fonte rinnovabile questa generazione può essere quasi quadruplicata, raggiungendo valori fino alle 16'957.16 tonnellate. La produzione del Nord, come prevedibile, è molto bassa, a causa del basso export. L'introduzione di parchi eolici di varie taglie non apporta contributi significativi alla generazione d'idrogeno. Infine, Centro-Nord e Centro-Sud hanno una produzione nulla o completamente trascurabile, indipendentemente dalla presenza o meno della generazione eolica.

5.4 Sintesi dei risultati

Il modello a zone interconnesse, a differenza del modello precedente, prevede che le implicazioni dovute alla variazione dei flussi di rete delle singole zone, a seguito dell'introduzione dei sistemi di stoccaggio energetico e di generazione eolica offshore, si ripercuotano su tutto il sistema elettrico, comportando una redistribuzione spaziale dei flussi di potenza. Nel caso con i soli accumuli energetici, l'export effettivamente disponibile dalle zone per alimentare BESS e LTESS, nonostante un incremento dell'import per le aree meridionali, si riduce in maniera significativa: ad esempio il Sud, che prima accumulava una quota energetica annua pari a 9,20 TWh, adesso riesce a stoccare circa 6,96 TWh, mentre la Calabria passa da 7,18 TWh a circa 5,08 TWh l'anno. La quantità di energia effettivamente stoccata annua nelle principali zone esportatrici resta comunque nell'ordine dei 2 – 2,3 TWh per Sud e Calabria e di circa 1,8 TWh per la Sardegna, presentando però una riduzione relativa all'accumulo LTES parsi a circa 400 – 600 GWh rispetto al caso a zone non interconnesse. Il potenziale annuo di produzione di H₂ risulta quindi ridotto. In assenza di eolico, infatti, Calabria, Sud e Sardegna passano dalle circa 46,8 kton, 45,9 kton e 37,1 kton all'anno, calcolate nel modello precedente, a circa 37,1 kton, 35,5 kton e 30,5 kton l'anno, mantenendo però invariata la gerarchia delle zone a maggior potenziale. Una riduzione dell'import si verifica nuovamente con l'introduzione della generazione eolica offshore ed in particolare con il parco di taglia 1'050 MW, rilevando come l'implementazione di tali tecnologie favorisca anche l'aumento dell'esportazione zonale e favorendo dunque un reinserimento di tali flussi agli accumuli energetici, favorendone un migliore sfruttamento ed un incremento della produzione d'idrogeno, con valori che comunque restano inferiori rispetto a quelli del caso non interconnesso. Tali valori si attestano a circa 42,9 kton per la Calabria, 41,7 kton per il Sud e 37,5 kton per la Sardegna. I risultati ottenuti dimostrano che le tre zone appena citate siano quelle con un maggiore potenziale produttivo d'idrogeno, confermando di essere i punti più interessanti per l'insediamento di Hydrogen Valley. Il modello a zone interconnesse fornisce una stima più realistica e cautelativa rispetto al modello precedente, evidenziando inoltre come l'autoconsumo competitivo ed i vincoli di rete riducano la liquidità energetica del sistema, mantenendo però inalterate le conclusioni qualitative elaborate nel Capitolo 4.

6. Conclusioni

Il lavoro svolto ha permesso di sviluppare un modello di simulazione completo e flessibile, in ambiente MATLAB, per l'analisi del bilancio energetico del sistema elettrico italiano, con particolare attenzione agli effetti introdotti dai sistemi di accumulo e dalla generazione eolica offshore. A partire dai dati ufficiali di Terna relativi al 2024, il modello ricostruisce i profili orari di fabbisogno, generazione e scambio delle sette zone di mercato elettrico italiano, permettendo di quantificare le variazioni dei flussi di import ed export in differenti scenari di configurazione, valutando l'impatto combinato di sistemi di accumulo ibridi BESS e LTESS e l'implementazione di parchi eolici offshore di diversa taglia.

Nel caso a zone non interconnesse, ogni area è stata trattata come sistema indipendente. Tale ipotesi ha consentito di isolare l'effetto dei sistemi BESS e LTESS sui bilanci energetici locali, modificando solo i valori di generazione e dei flussi della zona analizzata, mantenendo invece invariati i valori delle altre. I risultati ottenuti mostrano che le zone meridionali, in particolare Calabria, Sud e Sardegna, sono zone fortemente esportatrici, rendendole le più idonee all'implementazione di infrastrutture di accumulo e produzione di idrogeno. I loro surplus annui, infatti, nel caso base senza accumuli, superano rispettivamente i 7,2 TWh, i 9,2 TWh ed i 3,4 TWh, a fronte di fabbisogni locali compresi tra i 6,1 ed i 23,6 TWh l'anno circa. L'introduzione di sistemi ibridi di accumulo BESS e LTESS in questo scenario consente di stoccare grosse quantità della sovrapproduzione energetica. In Calabria, Sud e Sardegna l'energia stoccata totale ammonta a valori nell'ordine dei 2 – 3 TWh l'anno per zona, corrispondenti a circa il 30 – 37% dell'export nel caso di Calabria e Sud ed a quasi il 60% nel caso della Sardegna. La presenza del BESS fa sì che la richiesta d'import si riduca drasticamente nelle zone meridionali: infatti, l'importazione annua del Sud scende da 336 GWh a 40 GWh circa, quella della Calabria da 76 GWh a meno di 10 GWh ed infine la Sardegna rende quasi nulla la sua richiesta, raggiungendo una domanda di 1,4 GWh rispetto al valore iniziale di 97 GWh. Per quanto riguarda il Power-to-H₂, il modello a zone non interconnesse fornisce una prima stima riguardo al potenziale di produzione associato al solo reimpegno dell'export zonale. In assenza di eolico, Calabria, Sud e Sardegna hanno una capacità di produzione d'idrogeno pari, rispettivamente, a circa 46,8 kton, 45,9 kton e 37,1 kton l'anno, con una distribuzione stagionale pressoché uniforme e picchi produttivi stagionali compresi tra le 11 e le 15 kton. L'integrazione della produzione eolica offshore fa sì che l'esportazione cresca ancora di più, favorendo l'aumento delle quantità energetiche

stoccate dal LTESS. In questo scenario, il potenziale massimo di produzione d'idrogeno, ovvero quello in cui si considera una taglia del parco eolico pari a 1'050 MW, raggiunge circa le 55,2 kton l'anno in Calabria, 54,6 kton nel Sud e 47,6 kton in Sardegna, mentre in Sicilia la produzione aumenta di più del 400%, passando da 5,3 kton a circa 21,6 kton l'anno.

Nel caso a zone interconnesse, più rappresentativo delle reali condizioni operative della rete italiana, il comportamento complessivo del sistema risulta differente. In questo caso, i flussi interzonalni vengono calcolati risolvendo, ora per ora, un sistema lineare basato sulla matrice di adiacenza della rete e sull'equilibrio di potenza ai nodi, integrando nel bilancio anche le frontiere estere tramite pesi storici derivati dai flussi 2024. I sistemi di accumulo non agiscono più su singole zone isolate, ma su un sistema interconnesso in cui l'energia può transitare lungo archi multipli, soggetti a vincoli di capacità di trasmissione. I valori di generazione, fabbisogno, import ed export locali, in assenza di accumuli, coincidono con quelli del caso a zone non interconnesse. L'introduzione di BESS e LTES va però a modificare la ripartizione degli scambi: infatti, nonostante per Sud, Calabria e Sardegna l'energia esportata effettivamente impiegata per lo stoccaggio rimanga nell'ordine dei 2 – 2,3 TWh l'anno, l'energia totale stoccati risulta inferiore di 400 – 600 GWh rispetto al caso non interconnesso, poiché una parte di eccesso produttivo viene ridistribuita verso altre zone prima di essere accumulata. Analizzando i flussi, l'export effettivo passa da 9,2 TWh a 7,0 TWh nel Sud e da 7,2 a circa 5,1 TWh in Calabria, mentre l'import effettivo aumenta rispettivamente da 336 a 658 GWh e da 76 a 146 GWh l'anno. Questi risultati evidenziano un fenomeno di autoconsumo competitivo: in un sistema interconnesso in cui tutte le zone dispongono di accumuli, ogni area tende a dare priorità allo stoccaggio del proprio surplus per ricaricare i propri storage, riducendo la quota energetica immediatamente disponibile per le zone limitrofe. La conseguenza diretta di tale comportamento è la diminuzione della "liquidità" energetica complessiva della rete: l'energia rimane immagazzinata nel sistema, ma è meno mobile nello spazio e nel tempo, poiché la scarica degli accumuli avviene principalmente in risposta a esigenze locali. Questo fenomeno, a livello aggregato, si traduce in un aumento del fabbisogno di import complessivo rispetto al caso non interconnesso, pur a fronte di una riduzione consistente dei picchi di export e di una maggiore stabilità dei profili di scambio. Per quanto riguarda la produzione d'idrogeno, lo scenario interconnesso mette in luce una riduzione sistematica delle quantità producibili, pur mantenendo invariata la gerarchia delle zone più promettenti. Nel caso senza eolico, Calabria, Sud e Sardegna raggiungono

rispettivamente circa 37,1 kton, 35,5 kton e 30,5 kton l'anno di H₂, contro le 46,8, 45,9 e 37,1 kton del caso non interconnesso: le riduzioni, nel complesso, si attestano intorno al 20–25%. Anche integrando parchi eolici fino a 1.050 MW, i valori massimi ottenuti nel modello interconnesso, corrispondenti a circa 42,9 kton in Calabria, 41,7 kton nel Sud e 37,5 kton in Sardegna, restano inferiori a quelli stimati nel modello non interconnesso, confermando che quest'ultimo costituisce un limite superiore teorico della producibilità da LTESS. L'aggiunta dell'eolico offshore nel contesto interconnesso produce comunque benefici significativi sui flussi: per Sud e Calabria, ad esempio, l'introduzione dei parchi eolici, combinata con gli accumuli, consente di ridurre l'import effettivo di oltre il 50 – 60% rispetto ai casi senza eolico, mentre l'export cresce fino a oltre 10,7 TWh l'anno nel Sud e a più di 7 TWh l'anno in Calabria. Le isole, in particolare la Sicilia, mostrano incrementi percentuali molto elevati dell'export e della quantità di energia convogliata verso l'idrogeno, pur partendo da volumi assoluti più contenuti rispetto a Sud, Calabria e Sardegna.

Nel complesso, il modello proposto dimostra che l'integrazione di sistemi di accumulo ibridi BESS e LTESS e di generazione eolica offshore rappresenta una strategia efficace per aumentare la flessibilità e la resilienza del sistema elettrico nazionale, riducendo le congestioni associate ai picchi di export e attenuando la dipendenza da importazioni estere, soprattutto nelle aree meridionali e insulari. Allo stesso tempo, l'analisi evidenzia che i benefici non sono automaticamente massimizzati in uno scenario pienamente interconnesso: per sfruttare appieno il potenziale di accumulo e di produzione di idrogeno è necessario pianificare l'ubicazione degli storage secondo una logica di sistema, che tenga conto della topologia della rete, della localizzazione delle eccedenze di generazione e dei vincoli di capacità delle linee. I risultati ottenuti individuano le zone Calabria, Sud e Sardegna come aree prioritarie per lo sviluppo di Hydrogen Valleys e di parchi eolici offshore, sia nello scenario non interconnesso che in quello interconnesso, pur con valori quantitativi diversi. La Sicilia si conferma una zona ad alto potenziale incrementale, in cui l'accoppiamento tra eolico e LTESS può moltiplicare di alcune volte la produzione di H₂ rispetto al caso base, mentre le zone del Nord e del Centro restano prevalentemente importatrici, con margini limitati per la valorizzazione degli eccessi tramite power-to-hydrogen.

Il modello sviluppato costituisce una base solida per futuri sviluppi di ottimizzazione energetica e spaziale, tra cui:

- la valutazione tecno-economica di scenari di investimento in BESS e Hydrogen Valleys, integrando CAPEX/OPEX e curve di apprendimento;
- l'analisi di configurazioni ibride (eolico–fotovoltaico–storage) e di strategie di gestione ottimizzata degli accumuli;
- l'estensione del modello a risoluzioni infra-orarie, per simulare dinamiche di dispacciamento più realistiche ed includere servizi ancillari.

In prospettiva, l'approccio adottato offre uno strumento di supporto tecnico alla pianificazione della transizione energetica italiana, contribuendo a identificare le aree più strategiche per l'integrazione di rinnovabili e sistemi di accumulo avanzati nel percorso verso la neutralità climatica, fornendo, al contempo, una quantificazione coerente del potenziale di produzione di idrogeno verde a scala zonale.

Bibliografia

- [1] T. S.p.A., «Terna in breve,» 2025. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/chisiamo/terna-breve>.
- [2] T. S.p.A., «A24 - Individuazione delle zone della rete rilevante,» 2025. [Online]. Available:
https://download.terna.it/terna/A%202024%20individuazione%20zone%20della%20rete%20rilevante_8d887e8354fd2b9.pdf.
- [3] T. S.p.A., «Trasmissione Energia elettrica,» [Online]. Available:
<https://dati.terna.it/trasmissione#scambio-fisico-interno>.
- [4] T. S.p.A., «Rapporto mensile sul sistema elettrico – Dicembre 2024,» 2024. [Online]. Available:
https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Dicembre_24_8dd358635ce3ac2.pdf.
- [5] I. E. Agency, «Power Systems in Transition – Ensuring electricity security in a low-carbon energy system,» 2020. [Online]. Available:
<https://www.iea.org/reports/power-systems-in-transition>.
- [6] T. S.p.A. e R. S.p.A., «Metodologia per il calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza della RTN,» 2021. [Online]. Available:
https://download.terna.it/terna/Resilienza%202.0%20-%20Documento%20Metodologico_8d8feb185389a85.pdf.
- [7] ENTSO-E, «Grid forming capability of power park modules: First interim report on technical requirements,» 2024. [Online]. Available:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf.

- [8] U. D. o. Energy, «Battery Energy Storage Systems Report,» 2025. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/BESSIE_supply-chain-battery-report_111124_OPENRELEASE_SJ_1.pdf.
- [9] M. H. Imani, «Empirical Analysis of Inter-Zonal Congestion in the Italian Electricity Market Using Multinomial Logistic Regression,» *Energies*, vol. 17, n. 23, 2024.
- [10] A. Sgaramella, L. M. Pastore, G. L. Basso e L. d. Santoli, «Optimal RES integration for matching the Italian hydrogen strategy requirements,» *Renewable Energy*, vol. 219, 2023.
- [11] D. Medici, A. Tonna e A. Segalini, «Exploring future production scenarios for the Italian offshore wind power,» *Wind Energy Science*, 2025.
- [12] I. Savelli, D. Howey e T. Morstyn, «Locating large-scale energy storage: spillover effects, carbon emissions, and balancing costs across Italy,» *Utilities Policy*, vol. 95, 2025.
- [13] G. Carà, «Modelling the long-term evolution of the Italian energy system: The role of renewable resources and energy storage facilities,» Politecnico di Torino, Torino, 2025.
- [14] Terna, «Individuazione delle zone della rete rilevante,» Terna, 2021.
- [15] S. Rodrigues, C. Restrepo, G. Katsouris, R. T. Pinto, M. Soleimanzadeh, P. Bosman e P. Bauer, «A Multi-Objective Optimization Framework for Offshore Wind Farm Layouts and Electric Infrastructures,» *Energies*, vol. 9, n. 3, p. 216, 2016.
- [16] G. W. E. C. (GWEC), «Global Offshore Wind Report 2025,» GWEC, 2025.
- [17] E. M. O. a. D. N. (EMODnet), «European Marine Observation and Data Network (EMODnet),» [Online]. Available: <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/>.
- [18] L. Serri, L. Colle, B. Vitali e T. Bonomi, «Technical and economic challenges for floating offshore wind deployment in Italy and in the Mediterranean Sea,» *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 13, n. 4, 2024.

- [19] W. Jia, Q. Liu, G. Iglesias, W. Miao, M. Yue, Y. Yang e C. Li, «Investigation of barge-type FOWT in the context of concurrent and cascading failures within the mooring systems,» *Renewable Energy*, vol. 226, p. 120119, 2024.
- [20] N. R. E. L. (NREL), «Offshore Wind Market Report: 2024 Edition,» NREL, Golden, CO, 2024.
- [21] N. R. E. L. (NREL), «Offshore Wind Market Report: 2024 Edition,» 2024.
- [22] Vestas, «The V236-15.0 MWTM: from prototype to projects,» 2021. [Online]. Available: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>.
- [23] R. Now, «First 15-MW Vestas turbine installed at EnBW He Dreiht project,» 2025. [Online]. Available: <https://renewablesnow.com/news/first-15-mw-vestas-turbine-installed-at-enbw-he-dreiht-project-1274255/>.
- [24] V. A. Pacific, «Vestas wins 495 MW offshore order with V236-15.0 MW turbines in Taiwan,» 2025. [Online]. Available: <https://www.vestas.com/en/media/company-news/2025/vestas-wins-495-mw-offshore-order-with-v236-15-0-mw-tur-c4127286>.
- [25] RenewEconomy, «Siemens Gamesa claims world's most powerful wind turbine with new offshore behemoth,» 2025. [Online]. Available: <https://reneweconomy.com.au/siemens-gamesa-claims-worlds-most-powerful-wind-turbine-with-new-offshore-behemoth/>.
- [26] E. Gaertner, J. Rinker, L. Sethuraman, F. Zahle, B. Anderson, G. Barter, N. Abbas, F. Meng, P. Bortolotti, W. Skrzypinski, G. Scott, R. Feil, H. Bredmose, K. Dykes, M. Shields, C. Allen e A. Viselli, «Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, 2020.
- [27] C. C. D. S. (CDS), «ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present,» 2024. [Online]. Available: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>.

- [28] T. S.p.A., «Atlante della Rete 2022,» Terna S.p.A., 2022.
- [29] AGNES, «Eolico offshore Adriatico – Progetto Veneto 1,» [Online]. Available: <https://www.agnespower.com/en/eolico-offshore-adriatico/>.
- [30] T. S.p.A., «Italy's Terna commissions 132 kV underground cable in Fano,» 2023. [Online]. Available: <https://www.tdworld.com/intelligent-undergrounding/article/21280378/terna-announces-operations-at-132-kv-underground-power-line-in-fano>.
- [31] T. S.p.A., «2023 Hypergrid project and development requirements,» Terna S.p.A., 2022.
- [32] D. Energia, «Tyrrhenian Wind Energy – floating offshore wind farm located near Civitavecchia (~504 MW, 28 turbines da 18 MW),» [Online]. Available: <https://diventoenegria.it/en/projects/tyrrhenian-wind-energy/>.
- [33] T. S.p.A., «2025 Piano di Sviluppo – Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione,» Terna S.p.A., 2025.
- [34] M. d. e. d. S. E. (MASE), «Procedura VIA progetto Messapia Offshore Wind,» 2025. [Online]. Available: <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/10551>.
- [35] T. S.p.A., «Atlante della Rete 2022,» Terna S.p.A., 2022.
- [36] A. M. P. “. Rizzuto”, «Area Marina Protetta “Capo Rizzuto”».
- [37] M. d. e. d. S. E. (MASE), «Procedura VIA – Krimisa Offshore Wind,» 2025. [Online]. Available: <https://va.mite.gov.it>.
- [38] M. d. e. d. S. E. (MASE), «Decreto VIA – 7SeasMed Floating Offshore Wind,» 2024. [Online]. Available: <https://va.mite.gov.it>.
- [39] T. S.p.A., «Piano di Sviluppo 2025 – Tyrrhenian Link,» Terna S.p.A., 2025.
- [40] M. d. e. d. S. E. (MASE), «Procedura VIA – Ichnusa Floating Offshore Wind,» 2025. [Online]. Available: <https://va.mite.gov.it>.

- [41] M. Amir e e. al., «Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies,» *Journal of Energy Storage*, vol. 72, 2023.
- [42] B. (BNEF), «Energy Storage Outlook 2024,» BloombergNEF (BNEF), 2024.
- [43] S. O. Rey, J. A. Romero, L. T. Romero, À. F. Martínez, X. S. Roger, M. A. Qamar, J. L. Domínguez-García e L. Gevorkov, «Powering the Future: A Comprehensive Review of Battery Energy Storage Systems,» *Energies*, vol. 16, n. 17, p. 6344, 2023.
- [44] S. O. Rey, J. A. Romero, L. T. Romero, À. F. Martínez, X. S. Roger, M. A. Qamar, J. L. Domínguez-García e L. Gevorkov, «Powering the Future: A Comprehensive Review of Battery Energy Storage Systems,» *Energies*, vol. 16, n. 14, p. 5515, 2023.
- [45] Huawei, «Huawei digital and power electronics technologies,» Huawei, [Online]. Available: <https://digitalpower.huawei.com/en>.
- [46] Huawei, «LUNA2000-2.0MWH Series, Smart String ESS,» Huawei, [Online]. Available: <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/1d15e9e120be44748cef729b4dc8a351.pdf>.
- [47] J. Twitchell, K. DeSomber e D. Bhatnagar, «Defining long duration energy storage,» *Journal of Energy Storage*, vol. 60, p. 105787, 2023.
- [48] I. E. A. (IEA), «Global Hydrogen Review 2024,» IEA, Paris, 2024.
- [49] BioLogic, «What are PEM fuel cells and electrolyzers?,» [Online]. Available: <https://www.biologic.net/topics/what-are-pem-fuel-cells-and-electrolyzers/>.
- [50] I. E. A. (IEA), «Global Hydrogen Review 2024,» IEA, Paris, 2024.
- [51] A. Grossi, «Component sizing and process optimization for sustainable e-methanol production: A model-based approach,» Politecnico di Torino, Torino, 2025.
- [52] BioLogic, «What are PEM Fuel Cells and Electrolyzers?,» 2024. [Online]. Available: <https://www.biologic.net/topics/what-are-pem-fuel-cells-and-electrolyzers/>.

- [53] Q. O. GmbH, «PEM Electrolyzer ME450,» [Online]. Available: <https://www.questone.com/en/products/detail/quest-one-pem-electrolyzer-me450/me450/>.
- [54] Q. O. GmbH, «PEM Electrolyzer ME450: Quest One products,» [Online]. Available: <https://www.questone.com/en/products/detail/quest-one-pem-electrolyzer-me450/me450/>.
- [55] Cepsa, «Cepsa selects Siemens Energy's PEM technology for 100 MW of electrolysis capacity for the Andalusian Green Hydrogen Valley,» 2024. [Online]. Available: <https://www.moeveglobal.com/en/press/cepsa-selects-siemens-energy-pem-green-hydrogen-valley>.
- [56] I. N. d. S. (ISTAT), «Censimento permanente della popolazione – Popolazione residente e dinamica 2023,» ISTAT, 2024.
- [57] Terna, «Individuazione delle zone della rete rilevante,» Terna, 2021.

Lista delle figure

Figura 1 – Le sette zone di mercato elettrico italiano [3]	3
Figura 2 - Struttura della tesi	9
Figura 3 – Topologia di interconnessione delle zone di mercato elettrico [14]	12
Figura 4 – Flussi fisici interni tra le zone di mercato elettrico italiane [3]	13
Figura 5 – Flussi fisici esteri [3]	13
Figura 6 - Strutture di supporto degli aerogeneratori offshore [15]	15
Figura 7 - Batimetria mare italiano [17]	16
Figura 8 - Tecnologie galleggianti. Da sinistra verso destra: Semisommegibile, Barge, TLP, Spar [19].....	17
Figura 9 – Media globale di capacità, altezza dell'hub e diametro del rotore delle turbine eoliche offshore [21]	18
Figura 10 - Principali composizioni chimiche del BESS [43]	26
Figura 11 – Radar chart di confronto qualitativo tra le tecnologie NCA, NMC ed LFP, un maggiore allontanamento dal centro implica una miglior performance rispetto all'ambito indicato [43]	28
Figura 12 - LUNA2000-2.0MWH Series Container [46].....	30
Figura 13 - Rappresentazione schematica di un elettrolizzatore Proton Exchange Membrane (PEM) [52]	33
Figura 14 - Container elettrolizzatore Quest One ME450 [54]	34
Figura 15 - Diagrammi di flusso dei due scenari di modellazione MATLAB impiegati	37
Figura 16 - Schema di funzionamento del modello.....	38
Figura 17 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite BESS	43
Figura 18 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite BESS	46
Figura 19 - Diagramma di flusso della logica di funzionamento dello stoccaggio energetico tramite LTESS	49
Figura 20 - Generazione, fabbisogno, import ed export per zona.....	54
Figura 21 - Istogramma rappresentativo della variazione di import in presenza di accumuli	55

Figura 22 - Istogramma rappresentativo della variazione di export in presenza di accumuli	56
Figura 23 - Produzione d'idrogeno annua e stagionale.....	59
Figura 24 – Generazione zonale al variare della taglia del parco eolico.....	61
Figura 25 – Import, senza storage, al variare della taglia del parco eolico.....	61
Figura 26 – Export, senza storage, al variare della taglia del parco eolico	62
Figura 27 – Import, con storage, al variare della taglia del parco eolico	65
Figura 28 - Export, con storage, al variare della taglia del parco eolico.....	66
Figura 29 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica ..	69
Figura 30 - Energia erogata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica	70
Figura 31 - Energia accumulata dal LTESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica	72
Figura 32 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico	73
Figura 33 - Istogramma rappresentativo della variazione di import in presenza di accumuli	79
Figura 34 - Istogramma rappresentativo della variazione di export in presenza di accumuli	80
Figura 35 - Produzione d'idrogeno annua e stagionale.....	83
Figura 36 - Import, con storage, al variare della taglia del parco eolico.....	85
Figura 37 - Export, con storage, al variare della taglia del parco eolico.....	86
Figura 38 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica ..	87
Figura 39 - Energia erogata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica	88
Figura 40 - Energia accumulata dal BESS in MWh nei diversi casi di produzione eolica ..	90
Figura 41 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico	91

Lista delle tabelle

Tabella 1 - LUNA2000-2.0MWH Series Datasheet [46]	31
Tabella 2 - Quest One ME450 datasheet [54].....	35
Tabella 3 - Generazione, fabbisogno, import ed export per zona	53
Tabella 4 - Variazione di import ed export in presenza di sistemi di accumulo.....	55
Tabella 5 - Riepilogo energia stoccati, sia totale che nei singoli sistemi di accumulo	57
Tabella 6 - Percentuali d'accumulo per tipologia di stoccaggio.....	57
Tabella 7 - Dettaglio BESS.....	58
Tabella 8 - Tabella riepilogativa della produzione d'idrogeno	59
Tabella 9 - Produzione eolica per diverse taglie di parchi eolici offshore.....	60
Tabella 10 - Generazione, import ed export al variare della produzione eolica	62
Tabella 11 - Variazioni percentuali di Generazione, Import ed Export con eolico.....	63
Tabella 12 - Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici.....	66
Tabella 13 - Variazioni percentuali di Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici	67
Tabella 14 - Energia accumulata dal BESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export in presenza di eolico	68
Tabella 15 – Energia erogata dal BESS (londa) ed Import coperto dal BESS.....	70
Tabella 16 - Energia accumulata dal LTESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export.....	71
Tabella 17 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico	72
Tabella 18 - Variazione di import ed export (non di transito) in presenza di sistemi di accumulo.....	79
Tabella 19 - Riepilogo energia stoccati, sia totale che nei singoli sistemi di accumulo	81
Tabella 20 - Percentuali d'accumulo per tipologia di stoccaggio	81
Tabella 21 - Dettaglio BESS	82
Tabella 22 - Tabella riepilogativa della produzione d'idrogeno.....	83
Tabella 23 - Generazione, Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici.....	84
Tabella 24 - Variazioni percentuali di Import ed Export in presenza di produzione eolica e stoccaggi energetici	85

Tabella 25 - Energia accumulata dal BESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export in presenza di eolico	87
Tabella 26 – Energia erogata dal BESS (londa) ed Import coperto dal BESS.....	88
Tabella 27 - Energia accumulata dal LTESS e percentuale di energia accumulata rispetto all'export.....	89
Tabella 28 - Produzione annua d'idrogeno a seconda della taglia di eolico	90