

STUDIO SULLE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO PER LO STOCCAGGIO DI ENERGIA ELETTRICA



Adempimento della Delibera 247/2023/R/EEL

Sommario

Indice delle Tabelle	3
Indice delle Figure.....	3
Executive Summary	4
Definizioni	7
1. Ruolo della capacità di stoccaggio nel sistema elettrico	8
2. Individuazione delle tecnologie di riferimento	9
2.1 Maturità tecnologica e commerciale	10
2.2 Rendimento round-trip	11
2.3 Tecnologie di riferimento ammissibili alle aste	12
3. Caratteristiche tecniche e prestazionali.....	13
3.1 Durata dello stoccaggio	13
3.2 Prestazioni in regolazione.....	14
3.3 Indisponibilità.....	15
3.4 Vita utile	15
3.5 Tempo di realizzazione	16
3.6 Altre caratteristiche prestazionali	17
4. Costi di investimento ed esercizio	18
4.1 CAPEX.....	18
4.2 OPEX	19
4.3 CONE.....	19
5. Potenziali di sviluppo	21
6. Rischi.....	22
Bibliografia	23

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 8 ore	6
Tabella 2 – Prestazioni in regolazione	15
Tabella 3 – Vita utile, numero di cicli, State of Charge e degrado annuo	16
Tabella 4 – Tempi di realizzazione	16
Tabella 5 – Altre caratteristiche prestazionali.....	17
Tabella 6 – Valori CAPEX con durata nominale di stoccaggio pari a 8 ore. Fonte: elaborazione Terna su studi elencati in bibliografia.....	19
Tabella 7 – Valori OPEX con durata nominale di stoccaggio pari a 8 ore. Fonte: elaborazione Terna su studi elencati in bibliografia	19
Tabella 8 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 8 ore	20
Tabella 9 – Principali rischi delle due tecnologie di riferimento individuate	22

Indice delle Figure

Figura 1 – Utilizzo giornaliero dello storage al 2030 (illustrativo). Fonte: Terna	8
Figura 2 – Posizionamento delle diverse tecnologie. Fonte: elaborazioni Terna su dati WEO	11
Figura 3 – Variazione del CONE in funzione del periodo di contrattualizzazione	20
Figura 4 – Distribuzione zonale richieste di connessione accumuli e pompaggi (GW)	21

Executive Summary

1. Il presente studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico è stato redatto da Terna in adempimento a quanto richiesto dalla delibera 247/2023/R/EEL.
2. Gli impianti di stoccaggio avranno un ruolo fondamentale negli scenari futuri caratterizzati da una crescente diffusione delle fonti di energia rinnovabile (FER), in quanto permetteranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il “time-shifting” e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e l’adeguatezza del sistema elettrico. Gli accumuli consentiranno di spostare «strutturalmente» parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità, gestendo la loro “overgeneration” in maniera efficiente e garantendo pertanto il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.
3. Il Decreto Legislativo N. 210/21 prevede l’introduzione di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Tale sistema dovrà essere progettato e dimensionato per integrare le rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.
4. Le analisi svolte da Terna e pubblicate nel Documento di Descrizione Scenari (DDS) 2022, mostrano come, nello scenario “Fit-for-55” 2030, si renderà necessario sviluppare circa 71 GWh di nuova capacità di stoccaggio utility-scale. La potenza nominale in scarica e in carica di questi impianti di stoccaggio dovrà essere maggiore o uguale a un ottavo dell’energia nominale in scarica e in carica. Si precisa che il fabbisogno effettivo in GWh di nuova capacità di stoccaggio dovrà essere rivalutato nel tempo in funzione dello sviluppo effettivo e della localizzazione geografica delle FER nel territorio italiano.
5. Con la delibera 247/2023/R/EEL, ARERA ha demandato a Terna il compito di elaborare il presente rapporto, il quale passa in rassegna le tecnologie di stoccaggio elettrico, ivi incluse quelle in fase di sviluppo che non hanno ancora raggiunto la piena maturità commerciale. Lo studio, fra le varie tecnologie idonee a fornire i servizi menzionati, individua quelle di riferimento che dimostrano di aver raggiunto una comprovata maturità tecnologica e commerciale. Per queste tecnologie di riferimento, il presente studio ne descrive le caratteristiche prestazionali, i costi di investimento e di esercizio, nonché i potenziali di sviluppo.
6. Ad oggi, è presente una vasta gamma di tecnologie di stoccaggio che si differenziano non solo sotto il profilo tecnico ed economico ma anche in termini di maturità tecnologica e commerciale e che possono essere più o meno adatte a fornire un determinato servizio al sistema elettrico. Ai fini del presente documento, si distinguono gli stoccaggi elettrochimici (agli ioni di litio o non), i pompaggi idroelettrici, gli accumuli meccanici che utilizzano aria o altri gas come fluido vettore, il power-to-gas-to-power e altre tipologie di stoccaggio (elettrostatico e magnetico, elettromeccanico a volano).
7. Ad oggi, le tecnologie che presentano una comprovata maturità tecnologica e commerciale sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Per quanto riguarda le batterie al litio utility-scale operative nel settore elettrico, già oggi risultano installati circa 16 GW / 35 GWh di impianti utility-scale a livello mondiale e le previsioni stimano un target di 63 GW al 2026. Inoltre, la capacità globale installata delle batterie Li-Ion per tutte le applicazioni (e-mobility, elettronica, accumulo residenziale, UPS, ecc.) raggiunge circa 1.500 GWh. Per quanto riguarda gli accumuli idroelettrici la capacità installata globale è pari a circa 160 GW, di cui 50 GW in Europa. Si prevede che entro il 2026 si supereranno i 200 GW a livello globale. Tutte le altre tecnologie di accumulo sopra citate mostrano invece un livello di installato globale di ordini di grandezza inferiore rispetto a batterie al litio e pompaggi.
8. Pertanto, le tecnologie di riferimento per questo studio sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Entrambe le tecnologie possono offrire i servizi necessari per integrare le rinnovabili e per gestire il sistema elettrico in maniera efficiente.
9. In aggiunta alla comprovata maturità tecnologica e commerciale, le due tecnologie di riferimento individuate presentano anche un elevato rendimento che risulta pari a circa 70-75% per i

pompaggi e 80-90% per le batterie al litio. Il rendimento dei sistemi di accumulo è un parametro di fondamentale importanza, in quanto l'utilizzo di tecnologie di stoccaggio a basso rendimento porterebbe a creare grosse inefficienze di sistema che metterebbero a rischio il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ed integrazione delle FER nel sistema. Per esempio, ipotizzando uno scenario in cui 10 GW / 80 GWh di accumuli operano con un ciclo giornaliero di carica-scarica, con un rendimento dell'85%, le perdite ammonterebbero a circa 3 TWh/anno che aumenterebbero fino a circa 11 TWh/anno se gli stoccaggi avessero un rendimento del 50%. A parità di target di decarbonizzazione da raggiungere, le extra-perdite richiederebbero quindi ulteriori investimenti non solo in nuova capacità rinnovabile (es. circa 6-7 GW di solare fotovoltaico addizionale) ma anche in infrastrutture di rete per la connessione degli ulteriori impianti.

10. Si ricorda infine che l'iniziativa in oggetto non si configura come una sperimentazione o un test pilota ai fini di studio o di ricerca, ma come un'iniziativa di mercato funzionale alla decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, che comporta la messa in esercizio di ingenti volumi di capacità di stoccaggio. Pertanto, trattandosi di impianti che saranno funzionali alla gestione del sistema elettrico nei prossimi decenni, si intende contrattualizzare tecnologie dalla comprovata affidabilità, testimoniata dalla presenza, già oggi, di numerosi impianti di taglia rilevante, escludendo quindi le tecnologie testate solo in ambienti di laboratorio o in impianti prototipo in scala ridotta.
11. Come già indicato dalla delibera 247/2023/R/EEL, Terna dovrà aggiornare il presente studio almeno ogni due anni, al fine di integrare la lista delle tecnologie di riferimento includendo ulteriori soluzioni tecnologiche, la cui maturità fosse comprovata da un significativo aumento del tasso di installazione a livello globale. La restante parte di questo studio si focalizza quindi nel descrivere le ulteriori caratteristiche prestazionali esclusivamente per le batterie agli ioni di litio e per i pompaggi idroelettrici.
12. Le due tecnologie identificate si differenziano significativamente sotto alcuni aspetti prestazionali, tra cui il costo, la vita utile e il tempo di realizzazione.
13. Le batterie agli ioni di litio hanno una vita utile relativamente breve e pari a 12-14 anni. Le prestazioni delle batterie, infatti, tendono a diminuire nel tempo come conseguenza dell'utilizzo stesso e in funzione anche delle caratteristiche del ciclaggio. Di contro, invece, il degrado delle prestazioni di un impianto di pompaggio nel tempo può essere considerato trascurabile. La manutenzione ordinaria delle componentistiche elettriche e meccaniche garantisce il mantenimento delle prestazioni senza particolari fenomeni di invecchiamento irreversibili. Pertanto, la vita utile di un impianto di pompaggio idroelettrico si attesta intorno ai 50 anni.
14. Per quanto riguarda le tempistiche di realizzazione, per un impianto con batterie agli ioni di litio utility scale sono necessari circa 1-3 anni. Per i pompaggi idroelettrici, invece, il tempo necessario per costruire un nuovo impianto è di 5-7 anni.
15. Il costo complessivo di un nuovo impianto di stoccaggio può essere rappresentato attraverso il CONE (Cost of New Entry), ovvero il ricavo annuale necessario per recuperare pienamente i costi di costruzione, di finanziamento e quelli operativi. I principali parametri relativi al calcolo del CONE sono i CAPEX, gli OPEX, il WACC e la vita utile.
16. Il CAPEX, in particolare, può essere espresso tramite due componenti: la prima in funzione della potenza dell'impianto (Power-related CAPEX), la seconda in funzione della capacità energetica di accumulo (Energy-related CAPEX). Da questo punto di vista, le batterie agli ioni di litio differiscono rispetto agli accumuli idroelettrici. Per i pompaggi, infatti, la componente Power-related CAPEX è tipicamente notevolmente superiore a quella delle batterie elettrochimiche. Viceversa, la componente Energy-related CAPEX è inferiore per i pompaggi rispetto alle batterie. Per questo motivo, il confronto tra i costi complessivi delle due tecnologie dipenderà dalla durata nominale di stoccaggio richiesta.
17. La Tabella 1 mostra i valori di riferimento ad oggi per le due tecnologie e per una durata dello stoccaggio pari a 8 ore. Mentre il CAPEX complessivo dei pompaggi è tipicamente più alto

rispetto al CAPEX delle batterie, il CONE presenta un valore paragonabile tra le due tecnologie quando calcolato in funzione della vita utile.

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION		POMPAGGIO IDROELETTRICO	
COSTI DI INVESTIMENTO [k€/MWh]	207 - 228		213 - 363	
COSTI FISSI ANNUALI [k€/MWh/ANNO]	2,1 - 2,8		1,4 - 4,5	
WACC [%]	6		8	
STATO DI CARICA MINIMO [%]	17		-	
VITA UTILE ECONOMICA [ANNI]	12	14	30	50
CONE [k€/MWh _{UTILIZZABILE} /ANNO]	[31 - 35]	[29 - 32]	[20 - 37]	[19 - 34]

Tabella 1 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 8 ore

18. Il potenziale di sviluppo delle batterie al litio non è soggetto a particolari vincoli che ne limiterebbero lo sviluppo in grandi volumi e in predefinite localizzazioni geografiche. I pompaggi idroelettrici, invece, sono soggetti a vincoli geografici legati alla disponibilità della risorsa idrica e alla geomorfologia del territorio. Questa differenza si riflette anche nelle richieste di connessione ricevute da Terna. A inizio luglio 2023 sono pervenute 7,9 GW di richieste da parte di impianti di pompaggio idroelettrico e 74,3 GW di richieste da parte di impianti a batteria agli ioni di litio (di cui 54,4 GW sono impianti stand-alone e 19,9 GW sono impianti di stoccaggio integrati principalmente con impianti eolici e solari).

Definizioni

C-rate: rapporto tra corrente massima di scarica (espressa in ampere) ed energia estraibile in scarica (espressa in ampere-ora); si tratta di una specifica fornita dal costruttore dei moduli di batterie elettrochimiche

Curva di capability: curva identificata nel piano cartesiano (P, Q), che descrive le possibili condizioni di funzionamento stabili del sistema di accumulo interfacciato alla rete tramite convertitore elettronico sulla base delle condizioni operative (tensione, stato di carica, fattore di potenza, ecc.)

Durata nominale in scarica dello stoccaggio o Durata nominale [h]: rapporto tra l'energia nominale in scarica (misurata al punto di connessione) e la potenza nominale di scarica.

Durata nominale in carica dello stoccaggio [h]: rapporto tra l'energia nominale in carica (misurata al punto di connessione) e la potenza nominale di carica; può differire dalla Durata nominale

Energia nominale in scarica o Energia nominale [Wh]: quantità massima di energia che il sistema di accumulo è in grado di erogare in rete, misurata nel punto di connessione e ridotta del consumo dei servizi ausiliari, durante una scarica completa a potenza nominale di scarica dal valore massimo accettabile al valore minimo accettabile di stato di carica

Energia nominale in carica [Wh]: quantità massima di energia che il sistema di accumulo è in grado di assorbire dalla rete, misurata nel punto di connessione e ridotta del consumo dei servizi ausiliari, durante una carica completa a potenza nominale di carica dal valore minimo accettabile al valore massimo accettabile di stato di carica

Potenza nominale di scarica o Potenza nominale [W]: Massima potenza attiva che un impianto di accumulo può erogare in rete al punto di connessione con continuità; può variare in funzione delle condizioni operative

Potenza nominale di carica [W]: Massima potenza attiva che un impianto di accumulo può assorbire dalla rete al punto di connessione con continuità; può variare in funzione delle condizioni operative

Profondità di scarica o Depth of Discharge (DoD) [%]: valore percentuale, complementare al SoC, pari al rapporto percentuale, riferito ad un determinato istante di tempo, tra l'energia scaricata dall'accumulo, e l'Energia nominale

Rendimento Round-trip o Round-trip Efficiency (RTE) [%]: rapporto percentuale tra l'energia nominale in scarica (a cui si sottrae dell'energia assorbita dai servizi ausiliari in scarica) e l'energia nominale in carica (a cui si somma l'energia assorbita dai servizi ausiliari in carica) durante un ciclo carica-scarica completo (nel range accettabile di stato di carica) a potenza nominale di scarica e di carica; si considera quindi il rendimento al netto del consumo dei servizi ausiliari

Stato di carica o State of Charge (SoC) [%]: rapporto percentuale, riferito ad un determinato istante di tempo, tra l'energia immagazzinata nell'accumulo ed erogabile durante una fase di scarica continuativa a potenza nominale di scarica fino al raggiungimento del limite inferiore di stato di carica, e l'Energia nominale

1. Ruolo della capacità di stoccaggio nel sistema elettrico

Il Decreto Legislativo N. 210/21 prevede l'introduzione di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Tale sistema dovrà essere progettato e dimensionato per integrare le rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.

Il fabbisogno della capacità di stoccaggio è funzione della quantità di rinnovabili installata e della loro localizzazione geografica. Con il "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS), ad agosto 2022 Terna ha pubblicato possibili futuri scenari del sistema energetico ed elettrico italiano che includono anche una stima del fabbisogno di accumuli ai sensi dell'Art. 18 del d.lgs. n. 210/2021. Prima dello svolgimento della procedura d'asta tale fabbisogno verrà opportunamente rivisto per tenere conto di aggiornamenti di contesto.

Il DDS presenta diversi scenari con anni orizzonte 2030 e 2040, tutti caratterizzati da un forte incremento della generazione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e dalla progressiva penetrazione del vettore elettrico negli usi finali energetici, elementi abilitanti per il raggiungimento dei target. Fra gli scenari descritti nel documento, lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix ottimale di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti potrebbero impedire la realizzabilità dello scenario in tempi così stretti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto al 2022.

In tutti gli scenari di elevata diffusione FER, gli impianti di stoccaggio avranno un ruolo fondamentale per l'integrazione delle rinnovabili, in quanto consentiranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il "time-shifting" e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico. Gli accumuli permetteranno di spostare «strutturalmente» parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità (cf. Figura 1), gestendo la loro "overgeneration" in maniera efficiente e garantendo pertanto il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

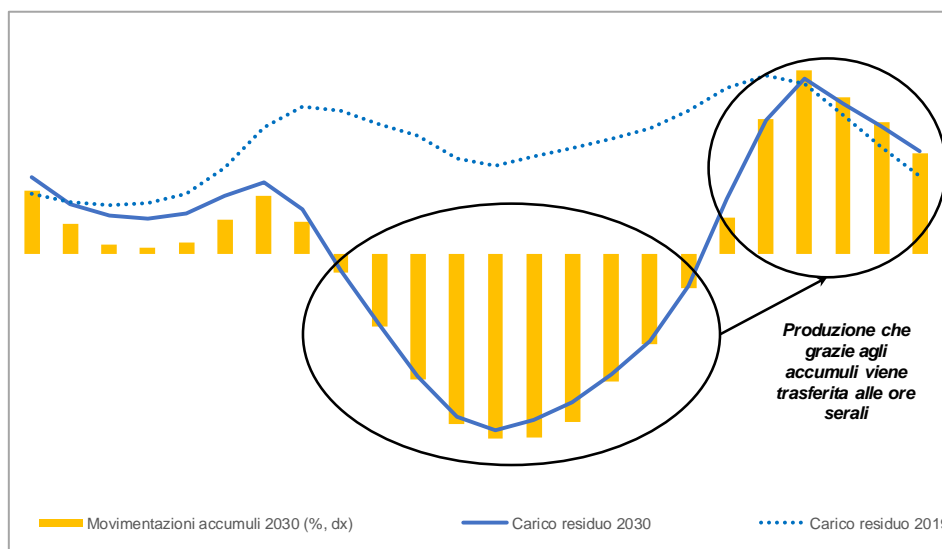


Figura 1 – Utilizzo giornaliero dello storage al 2030 (illustrativo). Fonte: Terna

Le analisi svolte da Terna dimostrano che, al 2030, si renderà necessario sviluppare circa 71 GWh di capacità di stoccaggio utility-scale, oltre allo storage distribuito essenzialmente associato al solare di piccola taglia e allo storage già aggiudicatario di contratti a termine a seguito delle aste del

Capacity Market. La potenza nominale in scarica e in carica di questi impianti di stoccaggio dovrà essere maggiore o uguale a un ottavo dell'energia nominale in scarica e in carica, ovvero una durata nominale in carica e in scarica pari ad 8 ore¹.

Pertanto, per soddisfare l'intero fabbisogno identificato nel DDS, gli stoccaggi dovranno essere realizzati con una potenza sia in assorbimento sia in rilascio pari ad almeno 9 GW.

2. Individuazione delle tecnologie di riferimento

Ad oggi, è presente una vasta gamma di tecnologie di stoccaggio, che si differenziano non solo sotto il profilo tecnico ed economico ma anche in termini di maturità tecnologica e commerciale e che possono essere più o meno adatte a fornire un determinato servizio al sistema elettrico. Nell'ambito del presente studio si possono quindi distinguere le seguenti sette macrocategorie tecnologiche:

1. **Stoccaggio elettrochimico agli ioni di litio (Li-Ion):** Batterie agli ioni di litio che sfruttano fenomeni di scambio di ioni attraverso l'elettrolita tra catodo, costituito da composti del litio, ed anodo;
2. **Stoccaggio idroelettrico (Pumped Hydro Energy Storage - PHES):** accumulo meccanico di energia elettrica sotto forma di energia potenziale dell'acqua che viene spostata in bacini o serbatoi posizionati a quote diverse;
3. **Stoccaggio ad aria compressa (Compressed Air Energy Storage - CAES) e simili:** accumulo meccanico di energia elettrica mediante compressione di fluidi in varie modalità: aria compressa immagazzinata in caverne sotterranee naturali; liquefazione dell'aria (LAES); sistemi con utilizzo di gas diversi rispetto all'aria, ecc.;
4. **Stoccaggio elettrochimico non Li-Ion:** Batterie che accumulano energia elettrica attraverso reazioni chimiche di varia tipologia, tra le quali si possono distinguere: batterie a flusso (caratterizzate da circuiti per la circolazione di elettroliti liquidi, es. Vanadium-Redox-Flow); batterie ibride (che non prevedono il pompaggio di elettrolita liquido); batterie ad alta temperatura (che richiedono di mantenere i materiali a temperature elevate per permettere lo scambio elettronico, es. NaS, Zebra), ecc.;
5. **Stoccaggio chimico power-to-gas-to-power:** tale tecnologia permette di produrre idrogeno (o metano) consumando energia elettrica rinnovabile nei processi di elettrolisi (e metanazione), per poi comprimere e accumulare tale gas sintetico in un serbatoio. Nei periodi in cui la generazione solare ed eolica viene meno, questi gas vengono poi riconvertiti in energia elettrica attraverso fuel cell o cicli termodinamici convenzionali;
6. **Stoccaggio elettrostatico, magnetico e simili:** tecnologie che permettono l'accumulo di energia elettrica sotto forma di campo elettrico o magnetico, tra le quali si possono distinguere i sistemi a supercondensatori o supercapacitori (di varia tipologia), i sistemi basati su magneti superconduttori (SMES), ecc.;
7. **Stoccaggio elettromeccanico a volano:** accumulo elettromeccanico che immagazzina energia elettrica sotto forma di energia cinetica rotazionale di una massa detta volano o *Flywheel*, attraverso l'incremento della velocità di rotazione, in fase di carica, e il decremento della velocità della stessa, durante il processo di scarica.

Nella scelta delle tecnologie di riferimento per la presente relazione, è importante evidenziare che nelle aste verranno potenzialmente contrattualizzate decine di GWh di capacità di stoccaggio. Considerando il significativo ammontare del fabbisogno e che il costo del meccanismo sarà sostenuto direttamente dagli utenti, si ritiene che il parametro principale per la selezione delle tecnologie che potranno partecipare alle aste sia la comprovata maturità tecnologica e commerciale.

Inoltre, si ricorda che lo scopo del meccanismo è quello di abilitare l'integrazione delle rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration. Si ricorda, a titolo di esempio, che nel DDS si stimano

¹ La durata dello stoccaggio, presente nelle Definizioni, è descritta nella sezione 3.1 del presente documento.

30 TWh di energia rinnovabile accumulata al 2030. Pertanto, anche il rendimento round-trip degli stoccaggi rappresenta un parametro di confronto estremamente rilevante.

Gli altri parametri tecnici e prestazionali che caratterizzano le diverse tecnologie di stoccaggio, come ad esempio la vita utile, i tempi di realizzazione, le prestazioni in regolazione, ecc., pur essendo rilevanti per la definizione della disciplina dell'asta, non rappresentano un requisito vincolante per la partecipazione al meccanismo di approvvigionamento. Tali parametri sono descritti nel capitolo 3 di questo documento per le tecnologie di riferimento individuate.

2.1 Maturità tecnologica e commerciale

Una caratteristica fondamentale per l'individuazione delle tecnologie di riferimento è la comprovata maturità tecnologica e commerciale. Si ricorda, infatti, che l'iniziativa in oggetto non si configura come una sperimentazione o un test pilota ai fini di studio o di ricerca, ma come un'iniziativa di mercato funzionale alla decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, che comporta la messa in esercizio di ingenti volumi di capacità di stoccaggio. Pertanto, trattandosi di impianti che saranno funzionali alla gestione del sistema elettrico nei prossimi decenni, si intende contrattualizzare tecnologie dalla comprovata affidabilità, testimoniata dalla presenza, già oggi, di numerosi impianti di taglia rilevante e da un utilizzo diffuso e significativo a livello globale, escludendo quindi le tecnologie testate solo in ambienti di laboratorio o in impianti prototipo in scala ridotta.

Il know-how di Terna sulle tematiche inerenti ai sistemi di accumulo, sviluppato a partire dai progetti pilota di cui alle delibere 66/2013 e 43/2013, è stato ampliato ed aggiornato attraverso studi sull'attuale maturità delle tecnologie, analisi di mercato e delle evidenze relative all'installato. Le evidenze sperimentali sinora raccolte hanno comunque mostrato come spesso le tecnologie innovative, soprattutto quelle a basso livello di maturità tecnologica e con limitata esperienza nell'esercizio continuativo degli impianti, necessitano di molti anni di sviluppo per giungere al livello di affidabilità minimo necessario per poter essere ammesse a partecipare ad un'asta come quella in oggetto.

Per quanto riguarda le batterie al litio, nel mondo sono installate circa 16 GW/35 GWh² di impianti utility-scale e le previsioni stimano un target di 63 GW al 2026; a livello europeo, nel 2021 si segnalano circa 4,6 GW/7,7 GWh di installato. Inoltre, la capacità globale installata delle batterie Li-Ion per tutte le applicazioni (e-mobility, elettronica, accumulo residenziale, UPS, ecc.) raggiunge circa 1.500 GWh³. Solo nel 2022, si sono raggiunti i 700 GWh/anno⁴ di produzione globale di celle al litio (a copertura anche del settore della mobilità elettrica), con vari player attivi sul mercato da più di 10 anni.

Gli accumuli idroelettrici presentano invece nel mondo 160 GW⁵ di capacità installata, di cui 50 GW in Europa. Si prevede che entro il 2026, a livello globale, si raggiungerà quota 201 GW con la crescita più attesa in Asia (47%) e solo una crescita limitata in Europa (5%), in quanto tale tecnologia risulta già ampiamente sfruttata nel vecchio continente⁶.

Tutte le altre tecnologie di accumulo sopra citate mostrano un livello di installato globale di ordini di grandezza inferiore rispetto a batterie al litio e pompaggi. I sistemi ad aria compressa, tradizionali e innovativi, presentano una capacità installata di 0,5 GW⁷; l'insieme delle batterie basate su chimiche diverse da Li-Ion raggiunge una capacità installata di 0,9 GW⁸; gli accumuli con *Flywheel* installati

² Bloomberg, *1H 2023 Energy Storage Market Outlook*, 2023.

³ S&P Global Mobility su dati "IHS markit", 2022

⁴ McKinsey, *Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular*, 2023.

⁵ IEA, *Energy Technology Perspectives*, 2023.

⁶ IEA, *Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026*, 2021.

⁷ Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022.

⁸ Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022, e BASF, *Stationary Energy Storage*.

risultano circa 0,9 GW⁹ mentre sono al momento trascurabili le capacità installate di impianti power-to-gas-to-power¹⁰ e di sistemi elettrostatici e magnetici in applicazioni di stoccaggio energetico¹¹.

Pertanto, ad oggi, le uniche tecnologie ad alta maturità tecnologica e commerciale sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Entrambe le tecnologie possono offrire i servizi necessari per integrare le rinnovabili e per gestire il sistema elettrico in maniera efficiente.

2.2 Rendimento round-trip

Il rendimento dei sistemi di accumulo è un parametro di fondamentale importanza: la stessa Commissione europea ha più volte enfatizzato il concetto di «*efficiency first*», considerandolo il fattore chiave del processo di transizione energetica in atto.

Per i sistemi di accumulo si utilizza il concetto del rendimento round-trip (RTE, *round-trip efficiency*) che tiene conto sia dell'intero processo di carica e scarica sia dei consumi e delle perdite degli impianti ausiliari a supporto dell'impianto. Un livello adeguato di rendimento deve essere garantito per limitare l'energia rinnovabile che viene "persa" nei processi di accumulo, conversione e trasformazione. Ad esempio, un impianto con RTE netto dell'80% caricato con 10 MWh di energia prodotta da FER sarà in grado di restituire 8 MWh al sistema, con una perdita di 2 MWh di energia rinnovabile che, pur essendo stata prodotta e trasmessa sulla rete, non potrà essere utilizzata dal consumatore finale quando necessaria.

L'utilizzo di tecnologie di stoccaggio a basso rendimento porterebbe a creare grosse inefficienze di sistema che metterebbero a rischio il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ed integrazione delle FER nel sistema. Per esempio, ipotizzando uno scenario in cui 10 GW / 80 GWh di accumuli operano con un ciclo giornaliero di carica-scarica, con un rendimento dell'85%, le perdite ammonterebbero a circa 3 TWh/anno che aumenterebbero fino a circa 11 TWh/anno se gli stoccaggi avessero un rendimento del 50%. A parità di target di decarbonizzazione da raggiungere, le extra-perdite richiederebbero quindi ulteriori investimenti non solo in nuova capacità rinnovabile (es. circa 6-7 GW di solare fotovoltaico addizionale) ma anche in infrastrutture di rete per la connessione degli ulteriori impianti.

In Figura , le varie categorie di accumulo vengono caratterizzate in funzione del rendimento *round-trip* e del range tipico di durata nominale di scarica.

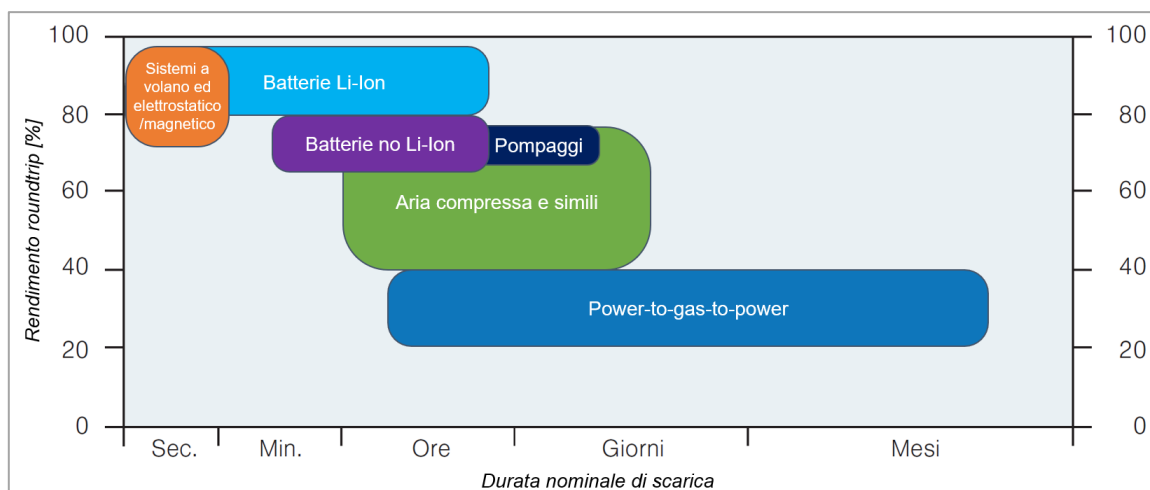


Figura 2 – Posizionamento delle diverse tecnologie. Fonte: elaborazioni Terna su dati WEO

⁹ Frost & Sullivan, *Future Developments for Global Energy Storage*, 2020.

¹⁰ Si segnala che sono stati realizzati circa 1,4 GW di progetti di elettrolisi, in grado di convertire energia elettrica in idrogeno, ma senza la possibilità di restituirla al sistema elettrico. Fonte: IEA, *Global Hydrogen Review*, 2022.

¹¹ Innoenergy, *Unlocking New Possibilities Through Innovative Energy Storage*, 2020; EERA, *Superconducting Magnetic Energy Storage*, 2019.

Si nota come la variabilità del RTE risulta molto ampio: i valori più elevati caratterizzano le batterie al litio (80-90%), così come anche i sistemi a volano e quelli elettrostatici (75-90%). Seguono a breve distanza lo stoccaggio idroelettrico (70-75%¹²) e le altre tipologie di stoccaggio elettrochimico (65-80%). I sistemi CAES e similari presentano un'ampia variabilità di RTE (40-75%) per via delle diverse caratteristiche termodinamiche dei fluidi impiegati nel processo e delle specificità di ogni soluzione tecnologica. Sui livelli più bassi (20-40%) si posizionano infine i sistemi power-to-gas-to-power, fortemente penalizzati dalla doppia trasformazione da energia elettromeccanica a termochimica e viceversa.

Ad oggi, considerata l'ampia variabilità del rendimento tra le tecnologie di accumulo analizzate, dipendenti in parte anche delle configurazioni impiantistiche, non si ritiene opportuno definire la tecnologia di riferimento in base al rendimento.

Le tecnologie di accumulo analizzate, oltre a presentare diversi range di rendimento, si differenziano anche sulla base dell'evoluzione dello stesso nell'arco della vita utile dell'impianto.

Tuttavia, risulta fondamentale che sia l'efficienza che altre caratteristiche d'impianto, come ad esempio la capacità energetica, rispettino le specifiche contrattuali durante tutta la durata del contratto. Sarà quindi a cura dell'aggiudicatario valutare se – a mero titolo di esempio – sovradimensionare la capacità di accumulo ad inizio vita oppure prevedere degli interventi di manutenzione straordinaria durante l'esercizio.

2.3 Tecnologie di riferimento ammissibili alle aste

Come già descritto nella sezione 2.1, la maturità tecnologica e commerciale rappresenta il parametro determinante al fine di identificare le tecnologie di accumulo ammissibili alle aste. In particolare, la diffusione in termini di installato mondiale è ritenuta adeguata qualora sia dello stesso ordine di grandezza del fabbisogno di accumulo previsto (quindi compresa nel range 10-100 GWh).

Su questa base, ad oggi solo le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici presentano la comprovata maturità tecnologica e commerciale richiesta.

Considerando l'esercizio che tali sistemi di accumulo saranno chiamati ad effettuare, l'altro parametro potenzialmente discriminante è la RTE che, come abbiamo visto, presenta valori fortemente variabili tra le tecnologie analizzate (20-90%). Del resto, si registra oggi una importante coerenza tra le tecnologie più mature e quelle più efficienti. Pertanto, perlomeno in questa fase, non si ritiene necessario definire un valore o un range minimo di efficienza come vincolo alla partecipazione all'asta.

Come già indicato dalla delibera 247/2023, Terna dovrà aggiornare il presente studio almeno ogni due anni, al fine di integrare la lista delle tecnologie di riferimento includendo ulteriori soluzioni tecnologiche, la cui maturità fosse comprovata da un significativo aumento del tasso di installazione a livello globale.

La restante parte di questo studio si focalizza quindi nel descrivere le ulteriori caratteristiche prestazionali esclusivamente per le batterie agli ioni di litio e per i pompaggi idroelettrici.

INDIVIDUAZIONE DELLE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO – Domanda per consultazione

- Si ritiene che la lista delle sette macrocategorie tecnologiche comprenda tutte le tecnologie di stoccaggio elettrico ad oggi presente?

¹² Gli impianti di pompaggio idroelettrico di tipo full-converter possono avere rendimenti anche superiori soprattutto se eserciti a carichi parziali

3. Caratteristiche tecniche e prestazionali

Le performance operative degli impianti di accumulo di energia elettrica possono essere descritte attraverso una serie di parametri tecnici e prestazionali che variano in funzione della tecnologia di riferimento, tra cui il già introdotto concetto di rendimento *round-trip*, che rappresenta l'efficienza delle tecnologie di stoccaggio.

Così come per la RTE, anche per le altre caratteristiche tecniche è fondamentale assicurare il mantenimento di prestazioni accettabili durante tutta la durata del periodo di contrattualizzazione.

3.1 Durata dello stoccaggio

La durata nominale dello stoccaggio è il tempo che impiega un impianto di accumulo a scaricarsi completamente, assumendo che sia inizialmente completamente carico e che venga scaricato a potenza nominale di scarica, al netto del consumo degli ausiliari. Ad esempio, un impianto di accumulo che possa erogare 8 MWh di energia e che abbia una potenza nominale in scarica di 1 MW, avrà una durata pari a 8 ore.

Per le batterie elettrochimiche è necessario distinguere tra durata dell'impianto di stoccaggio e C-rate, una specifica costruttiva dei moduli batteria, che rappresenta la corrente massima con cui la batteria può essere scaricata in rapporto alla capacità energetica. Ad oggi, il valore del C-rate dei moduli in commercio varia tra 0,25C e 6C. Un C-Rate pari a 0,25C indica che il modulo batteria impiegherà 4 ore a scaricarsi a corrente massima; un C-rate pari a 1C indica invece che il modulo impiegherà 1 ora per scaricarsi. I moduli con C-rate superiori a 1C sono utilizzati tipicamente per applicazioni di mobilità elettrica, nelle quali la prestazione di potenza in termini di tempi di accelerazione ridotti è particolarmente rilevante, mentre potranno essere impiegati moduli con C-rate inferiori (ad esempio tra 0,25C e 1C), per applicazioni di accumulo energetico. Si precisa che, se il C-rate fornisce un'indicazione sulla massima rapidità (e quindi sulla massima corrente) con la quale si può scaricare il modulo, esso non pone vincoli sull'utilizzabilità dello stesso modulo a valori più bassi di corrente di scarica. Infatti, dimensionando opportunamente il convertitore DC/AC è possibile, a parità di C-rate dei moduli, variare la durata nominale dell'impianto in carica e scarica, andando a limitare la corrente massima (e quindi la massima rapidità) con cui le batterie potranno essere scaricate o caricate. Ad esempio, un impianto di accumulo con moduli batteria aventi C-rate 0,25C potrebbe avere una durata di 4h qualora il convertitore sia dimensionato per la corrente nominale delle batterie, o durata 8h qualora sia dimensionato per la metà. Il costo del convertitore è tipicamente più basso rispetto al costo dei moduli. Pertanto, con una spesa aggiuntiva relativamente modesta (perlomeno rispetto all'investimento complessivo), sarebbe possibile aumentare la taglia del convertitore, permettendo di realizzare un impianto più performante in termini di potenza rispetto al requisito minimo di durata (ossia potenza nominale pari almeno ad 1/8 dell'energia nominale). Tale impianto, più performante in termini di potenza, sarebbe in grado non solo di fornire la medesima capacità di stoccaggio energetico ma anche di contribuire in quota maggiore alla stabilità e adeguatezza del Sistema.

Analizzando la situazione di installato in Italia, si nota che ad oggi sono presenti principalmente batterie di piccola taglia (oltre 350.000 impianti aventi potenza nominale media pari a circa 8kW) connesse alla rete di bassa tensione, tipicamente accoppiate con fotovoltaico su tetto per massimizzare l'autoconsumo e aventi una durata nominale dello stoccaggio inferiore a 2 ore. A livello utility-scale, invece, si ricordano gli impianti di accumulo contrattualizzati con i meccanismi a termine della Fast Reserve (circa 250 MW) e del Capacity Market (circa 2,1 GW). Nel primo caso la capacità di stoccaggio è relativamente bassa in quanto il servizio di Fast Reserve è pensato per fornire una risposta rapida in potenza per un periodo relativamente breve, mentre la durata di stoccaggio degli impianti contrattualizzati con il Capacity Market non eccede le 4 ore. Tuttavia, come spiegato precedentemente, non esistono limiti tecnici per la costruzione di impianti a batterie al litio aventi durata nominale anche maggiore di 4 ore.

Per quanto riguarda i pompaggi idroelettrici, la durata nominale dell'accumulo può notevolmente differire tra carica e scarica. Infatti, se il dimensionamento energetico è legato esclusivamente alle caratteristiche topografiche dei bacini, i valori di potenza in carica e scarica dipendono anche dalle scelte impiantistiche, ossia dal dimensionamento delle condotte forzate e dei gruppi di pompaggio e turbinaggio. In Italia gli impianti di pompaggio esistenti presentano una potenza in scarica di circa 7,6 GW e una capacità energetica di circa 53 GWh, con una durata media dello stoccaggio pari quindi a circa 7 ore¹³, tuttavia alcuni impianti presentano un netto divario tra le potenze nominali in carica e scarica. Come già specificato, nel presente studio ci si focalizzerà sulla durata in scarica dello stoccaggio.

In conclusione, non essendo stati posti vincoli inferiori alla durata dell'impianto e non essendoci limitazioni tecniche alla realizzazione di impianti con durata nominale di 8 ore, entrambe le tecnologie risultano idonee a fornire i servizi essenziali per l'integrazione delle rinnovabili e la gestione dell'overgeneration.

3.2 Prestazioni in regolazione

Per prestazioni in regolazione si intende la capacità degli impianti di stoccaggio di contribuire al mantenimento della sicurezza e stabilità del sistema elettrico, attraverso la regolazione e il controllo della potenza attiva e reattiva oltre ad ulteriori funzionalità avanzate.

I processi di carica/scarica nelle batterie agli ioni di litio sono basati su scambi ionici tra anodo e catodo attraverso l'elettrolita: per propria natura tali fenomeni, nei limiti delle condizioni operative, sono particolarmente rapidi con transitori quasi istantanei. Inoltre, le batterie, che funzionano naturalmente in corrente continua, sono connesse in rete attraverso convertitori elettronici DC/AC, le cui prestazioni dinamiche elevate sono ben note in vari ambiti di applicazione. Pertanto, pur considerando i ritardi introdotti dai sistemi di controllo e misura, un impianto di accumulo a batterie è in grado di passare da una condizione di scambio nullo con la rete ad un valore di riferimento in potenza attiva in carica o in scarica in tempi di circa 1 secondo, nel rispetto delle prescrizioni dinamiche del transitorio (es. errore a regime, limiti di rampa, ecc.)¹⁴. Attività di test in campo¹⁵ hanno mostrato come, con opportune configurazioni di controllo, partendo dalla condizione di scambio nullo con la rete, è possibile passare ad uno stato di erogazione di potenza attiva nell'ordine delle centinaia di millisecondi, con inversioni complete dalla massima potenza in carica alla massima potenza in scarica in meno di 200 millisecondi. I sistemi elettrochimici possono contribuire anche alla regolazione di tensione e in funzione delle condizioni operative (livello di tensione, SoC, fattore di potenza, ecc.) nei limiti del dimensionamento dell'impianto e, soprattutto, dei convertitori elettronici. Pur fornendo regolazioni molto rapide, i sistemi di accumulo elettrochimici, stazionari per natura e interfacciati alla rete con convertitori DC/AC, non sono in grado di fornire contributo inerziale naturale alla rete elettrica (essendo ovviamente privi di masse rotanti): tuttavia, è possibile implementare degli opportuni algoritmi di controllo che possano massimizzarne il contributo alla stabilità della rete, tramite, ad esempio, la fornitura di inerzia sintetica.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico prevedono varie configurazioni possibili di interfaccia verso la rete. I pompaggi tradizionali tipicamente impiegano una macchina elettrica sincrona e presentano quindi le capacità di regolazione tipiche di un impianto sincrono in funzionamento da generatore, con risposte lente nell'ordine dei minuti, viceversa in pompaggio tipicamente non sono possibili regolazioni flessibili della potenza assorbita (funzionamento on/off), se non agendo sul numero di macchine attive. Tuttavia, la connessione sincrona di una macchina rotante ha il vantaggio di poter fornire un contributo inerziale meccanico alla rete, utile per la stabilità della frequenza. Per ovviare

¹³ The European House Ambrosetti, *Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica*, marzo 2023.

¹⁴ Terna, *Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT e Sistemi di protezione regolazione e controllo (Allegato CdR A.79)*.

¹⁵ Terna, *Rapporto di fine sperimentazione progetti power intensive Storage Lab* <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>.

alla mancanza di regolazione durante il funzionamento in pompaggio, negli anni sono state sviluppate ulteriori configurazioni impiantistiche dette “a velocità variabile”: esse prevedono l’impiego di macchine asincrone a doppia alimentazione (*Doubly Fed Induction Generator* o *DFIG*) o macchine sincrone interfacciate con la rete mediante convertitore elettronico (*full-converter*), le quali garantiscono una maggiore flessibilità di modulazione comportando tuttavia, limitatamente alla tecnologia *full-converter*, una limitazione o azzeramento del contributo inerziale.

CARATTERISTICHE	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
PRESTAZIONI IN REGOLAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> - Fast response (< 1 sec.) - Assenza di inerzia naturale (solo sintetica) - Regolazione di tensione in funzione delle prestazioni del convertitore DC/AC 	<ul style="list-style-type: none"> - Risposta lenta (5 - 25 min.) - Inerzia meccanica naturale per gruppi sincroni; assenza di inerzia naturale (solo sintetica) per full-converter - Regolazione tensione come impianto sincrono, a seconda della configurazione d’impianto

Tabella 2 – Prestazioni in regolazione

In conclusione, in termini di prestazioni in regolazione le due tecnologie presentano alcune differenze distintive ma che garantiscono l’idoneità di entrambe alla fornitura dei servizi di stoccaggio energetico.

3.3 Indisponibilità

Il tasso di indisponibilità, espresso come percentuale delle ore dell’anno, rappresenta i periodi in cui l’impianto risulta indisponibile all’esercizio a causa di manutenzioni ordinarie o straordinarie in seguito a guasti.

Per le batterie al litio, tale valore si aggira tipicamente intorno al 2-3% delle ore annue, con un eventuale incremento nel corso della vita utile per via del ciclaggio dell’impianto. Per i pompaggi, invece, il tasso di indisponibilità non è un dato facilmente stimabile poiché dipende da diversi fattori, legati anche alle caratteristiche impiantistiche della singola installazione e al livello di ridondanze di progetto. Tuttavia, assumendo che gli impianti di pompaggio vengano sottoposti a adeguati interventi di manutenzione programmata, il livello di indisponibilità atteso è comunque basso in quanto si basano su un numero relativamente ridotto di componenti elettromeccanici tecnologicamente maturi e che presentano elevati livelli di affidabilità.

Da questo punto di vista, quindi, le due tecnologie presentano elevati livelli di affidabilità.

3.4 Vita utile

La vita utile tecnica di un impianto è definita come il periodo in cui l’impianto può essere operato in condizioni di funzionamento normali prima che il degrado delle prestazioni richieda la sostituzione totale o parziale dei componenti. Il progressivo deterioramento delle caratteristiche prestazionali dell’impianto rispetto alle specifiche di inizio vita è correlato alle sue ore di utilizzo ma non è omogeneo per tutte le tecnologie. Infatti, il degrado nel tempo delle prestazioni delle batterie a ioni di litio differisce notevolmente rispetto a quello dei pompaggi idroelettrici, comportando quindi una significativa differenza nella vita utile delle due tipologie di impianti.

Per le batterie agli ioni di litio, l’energia nominale tende a diminuire nel tempo a causa dell’utilizzo stesso delle batterie e in funzione anche delle caratteristiche del ciclaggio. Garantendo l’esercizio dell’impianto nel range ottimale di SoC¹⁶, ad esempio senza scendere al di sotto del 15-20%, è possibile limitare in parte il degrado della capacità dovuto al ciclaggio ed evitare fenomeni di invecchiamento precoce (ad esempio, è fondamentale evitare l’insorgere di fenomeni di sottotensione che portano al danneggiamento permanente dei moduli batteria).

¹⁶ Il 15-20% dello State of Charge (SoC) rappresenta il valore minimo del SoC che deve essere mantenuto durante l’esercizio al fine di evitare fenomeni di invecchiamento precoce dei moduli e ridurre l’impatto del ciclaggio sul degrado delle prestazioni delle batterie. Tale valore corrisponde a un DoD non superiore all’80-85%.

I fenomeni di invecchiamento legati al ciclaggio delle batterie causano sia un incremento della resistenza interna dei moduli, con conseguente riduzione delle prestazioni in potenza, sia una riduzione annua della capacità energetica della batteria stimabile nel range 1-3% della capacità a inizio vita. Tali fenomeni hanno effetto anche sul valore di RTE dell'impianto, per via della diminuzione dell'energia nominale in carica e in scarica rispetto alle perdite ed ai consumi ausiliari. A questo punto è opportuno precisare che, indipendentemente dalla modalità di utilizzo della batteria, si dovrà comunque garantire che le prestazioni dell'impianto, in termini ad esempio di RTE ed energia nominale, rispettino le specifiche contrattuali durante l'intero periodo di contrattualizzazione e che il rendimento non scenda al di sotto di una determinata soglia, impattando sulle modalità di gestione del sistema elettrico.

Pur assicurando una adeguata manutenzione ordinaria degli stoccaggi elettrochimici agli ioni di litio, e pur garantendone l'esercizio all'interno del range ottimale di SoC, dopo circa 4.500 – 5.000 cicli completi di carica-scarica, la batteria raggiunge comunque un livello di capacità energetica pari al 70% del valore di inizio vita, limite convenzionalmente associato al fine vita e che può comportare la completa sostituzione dei moduli batteria. Assumendo che l'impianto compia un ciclo completo di carica-scarica ogni giorno, se ne deduce che la vita utile di un impianto elettrochimico al litio è stimabile in circa 12-14 anni.

A differenza delle batterie, il degrado delle prestazioni di un impianto di pompaggio nel tempo può essere considerato trascurabile. La capacità di stoccaggio di un impianto di pompaggio, infatti, dipende esclusivamente dalle caratteristiche geomorfologiche del bacino, che ne definiscono il volume di acqua immagazzinabile a monte e a valle dell'impianto, nonché dal salto idrico che collega i due bacini. Oltre alle caratteristiche geomorfologiche, un altro elemento che caratterizza l'impianto di pompaggio è la sezione di potenza, ossia le pompe e le turbine, entrambe soggette a fenomeni di naturale usura meccanica. Tuttavia, la manutenzione ordinaria delle componentistiche elettriche e meccaniche può garantire il mantenimento nel tempo delle prestazioni senza particolari fenomeni di invecchiamento irreversibili. La vita utile di un impianto di pompaggio idroelettrico è pertanto ben superiore a quella delle batterie agli ioni di litio, e si può considerare pari ad almeno 50 anni.

CARATTERISTICHE	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
VITA UTILE [ANNI]	12 - 14	>50
NUMERO DI CICLI	4.500 - 5.000	> 50.000
RANGE OTTIMALE SOC [%]	15/20 - 100	0 - 100
DEGRADO ANNUO	Riduzione capacità di 1-3% annuo	Trascurabile

Tabella 3 – Vita utile, numero di cicli, State of Charge e degrado annuo

3.5 Tempo di realizzazione

Per tempo di realizzazione si intende il numero di anni necessari a realizzare l'impianto di stoccaggio, comprendendo la progettazione, la fornitura, l'installazione e il collaudo dell'impianto in tutte le sue componenti. Le batterie agli ioni di litio e gli impianti di pompaggio idroelettrico differiscono notevolmente per quanto riguarda i tempi di realizzazione.

Un impianto *utility-scale* con batterie agli ioni di litio richiede 1-3 anni dall'inizio alla fine del processo di costruzione, di cui una parte rilevante (circa la metà) è necessaria per completare la fase di approvvigionamento dei componenti dell'impianto. I pompaggi idroelettrici, invece, sono opere strettamente vincolate alla morfologia del territorio e il cui tempo di realizzazione è pari ad almeno 5-7 anni e comunque fortemente dipendente dalla estensione e complessità delle opere civili.

CARATTERISTICHE	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPO [ANNI]	1 - 3	5 - 7

Tabella 4 – Tempi di realizzazione

3.6 Altre caratteristiche prestazionali

Oltre alle caratteristiche tecniche già menzionate, ve ne sono altre che è opportuno citare e che sono strettamente correlate all'utilizzo operativo delle tecnologie di stoccaggio:

- **Temperatura di esercizio:** temperatura ottimale di esercizio dell'impianto che deve essere assicurata al fine di massimizzare le prestazioni delle tecnologie di stoccaggio. La temperatura di esercizio ottimale rileva soltanto per le batterie agli ioni di litio e si colloca nel range compreso tra circa 15°C e 30°C. Si rileva tuttavia che le temperature ambientali possono raggiungere estremi ben più elevati o più bassi rispetto la temperatura ottimale di esercizio (-10 °C / + 45 °C, in funzione della localizzazione geografica). Sarà comunque cura dell'operatore garantire che le performance operative delle batterie rispettino le specifiche contrattuali.
- **Autoscarica:** processo chimico interno alla batteria mediante il quale il contenuto di energia immagazzinata tende a ridursi quando la batteria non viene utilizzata per lunghi periodi, al quale si aggiunge eventualmente anche l'effetto degli ausiliari che è necessario alimentare anche in caso di scambio nullo con la rete. Considerando che, come dimostrano le analisi Terna al 2030, le tecnologie di accumulo compiranno prevalentemente cicli giornalieri, l'impatto dell'autoscarica sulle prestazioni delle batterie si può considerare trascurabile. Anche per i pompaggi il fenomeno di autoscarica è considerato trascurabile.
- **Minimo tecnico:** il minimo tecnico, espresso in percentuale rispetto alla potenza nominale, indica il valore minimo di potenza erogabile stabilmente dall'impianto in condizioni operative nominali. Mentre gli accumuli elettrochimici non hanno un vero e proprio minimo tecnico, potendo quindi regolare stabilmente per tutto il range di potenza che va dalla potenza di massima carica alla potenza di massima scarica, il minimo tecnico degli impianti di pompaggio dipende dalle specifiche dell'impianto (ad esempio, il minimo tecnico dipende dal numero di pompe e di turbine che compongono l'impianto stesso e dalla presenza o meno di regolatori di velocità). Tuttavia, il minimo tecnico degli impianti pompaggio idroelettrico può notevolmente ridursi mediante l'utilizzo di dispositivi full-converter.
- **Regolazione di potenza attiva in fase di assorbimento:** mentre gli accumuli elettrochimici hanno la naturale capacità di regolare la potenza attiva in tutto il range di funzionamento in potenza, solo gli impianti di pompaggio idroelettrico double-fed o full-converter possono essere in grado di fornire servizi di modulazione della potenza attiva in fase di assorbimento (regolazione primaria, secondaria e terziaria).
- **Servizio di riaccensione:** Entrambe le tecnologie sono in grado di fornire il servizio di riaccensione, se opportunamente considerato in fase di progettazione.
- **Regolazione di tensione:** entrambe le tecnologie esaminate (accumuli elettrochimici e pompaggi idroelettrici) sono in grado di fornire efficacemente servizi di regolazione di tensione

CARATTERISTICHE	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPERATURA DI ESERCIZIO [°C]	15 - 30	N/A
MINIMO TECNICO [%]	0	variabile in funzione delle specifiche d'impianto
AUTOSCARICA [%]	Trascurabile per cicli giornalieri	Trascurabile per cicli giornalieri
REGOLAZIONE DI POTENZA ATTIVA IN FASE DI ASSORBIMENTO	Sì	Solo gli impianti di pompaggio idroelettrico double-fed o full-converter
SERVIZIO DI RIACCENSIONE	Black start	Black start
REGOLAZIONE DI TENSIONE	Sì	Sì

Tabella 5 – Altre caratteristiche prestazionali

CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI – Domanda per consultazione

1. Si ritiene che questa sezione descriva accuratamente le caratteristiche prestazionali delle tecnologie di riferimento?
2. Si concorda che gli impianti di pompaggio idroelettrico di tipo full-converter possano essere progettati in modo tale da fornire regolazione di potenza attiva in fase di assorbimento?

4. Costi di investimento ed esercizio

Questa sezione presenta i principali parametri relativi ai costi dei sistemi di stoccaggio per le tecnologie di riferimento individuate in questo studio. Tali costi si suddividono in:

- **CAPital EXPenditure (CAPEX)**
- **OPerational EXPenditure (OPEX)**
- **Cost Of New Entry (CONE)**

Tali voci di costo possono variare notevolmente a seconda di diversi fattori, tra cui la tipologia della tecnologia di accumulo e le specifiche del progetto.

4.1 CAPEX

Il CAPEX, acronimo di "**CAPital EXPenditure**" (spesa di capitale), include gli investimenti iniziali necessari per acquisire, costruire o migliorare gli asset fisici di un impianto.

Le principali voci di costo che compongono il CAPEX per i sistemi di stoccaggio a Li-Ion sono di seguito elencate:

1. La batteria: tale componente copre circa il 50% del CAPEX e include principalmente il costo dei materiali e delle lavorazioni. Tale voce di costo varia notevolmente in funzione dei materiali impiegati (ad esempio in base alla specifica chimica del litio), della capacità di stoccaggio desiderata, del C-rate e del fornitore selezionato;
2. Gli apparati di conversione e controllo: il convertitore DC/AC, il sistema SCADA/controller ed i sistemi di misura e monitoraggio necessari per il funzionamento efficiente e sicuro degli accumuli elettrochimici;
3. Ingegneria, approvvigionamenti vari e costruzione (EPC) e connessione alla rete: le opere civili, i cablaggi e l'installazione di altri componenti necessari per un'adeguata connessione alla rete elettrica (quadri elettrici, trasformatore, servizi ausiliari, ecc.).

Per quanto riguarda i costi CAPEX relativi ai sistemi di stoccaggio idroelettrici, diversi elementi impattano su di essi:

1. Costruzione dei serbatoi di accumulo: la progettazione e la costruzione può variare in base alla dimensione e alla capacità di stoccaggio desiderata e soprattutto dalla presenza o meno di dighe/bacini già esistenti;
2. Realizzazione delle opere idrauliche: condotte, tubazioni e valvole per consentire il flusso controllato dell'acqua tra il serbatoio superiore e quello inferiore;
3. Acquisto di turbine, generatori e sistemi di regolazione per gestire il flusso dell'acqua e il funzionamento delle turbine come i sistemi di controllo, sensori, misuratori, regolatori di velocità e altri dispositivi necessari per il corretto funzionamento del sistema;
4. Realizzazione di opere di ingegneria civile e infrastrutture: l'adeguamento del terreno, l'edificazione di strutture di supporto e la realizzazione di infrastrutture accessorie come strade di accesso, ponti o canali;
5. Ingegneria, approvvigionamenti vari e costruzione (EPC) e connessione alla rete: le opere civili, i cablaggi e l'installazione di altri componenti necessari per un'adeguata connessione alla rete elettrica (quadri elettrici, trasformatore, servizi ausiliari, ecc.).

Il CAPEX può essere espresso come somma di due componenti: la prima in funzione della potenza dell'impianto (*Power-related CAPEX*), la seconda in funzione della capacità di accumulo (*Energy-related CAPEX*). In termini di peso relativo di tali componenti, le batterie agli ioni di litio differiscono notevolmente rispetto agli accumuli idroelettrici. Per i pompaggi, infatti, la componente *Power-related CAPEX* è tipicamente notevolmente superiore a quella delle batterie elettrochimiche. Viceversa, la componente *Energy-related CAPEX* è tipicamente inferiore per i pompaggi rispetto alle batterie. Per questo motivo, il confronto tra i costi complessivi delle due tecnologie dipenderà dalla durata nominale di stoccaggio richiesta. Il *Power-related CAPEX* dei pompaggi presenta inoltre un range di variazione piuttosto ampio, in funzione dalle dimensioni del progetto e dalla complessità realizzativa.

I valori dei CAPEX per le due tecnologie di stoccaggio sono riportati in Tabella 6. Si precisa che, per entrambe le tecnologie, nella voce di costo sono esclusi i margini degli sviluppatori. Inoltre, la capacità energetica in MWh si riferisce alla capacità energetica installata, senza considerare quindi eventuali limiti operativi legati al SoC ottimale.

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
CAPEX [k€/MWh]	207 - 228	213 - 363
<i>Power-related CAPEX [k€/MW]</i>	133 - 147	1.300 - 1.700
<i>Energy-related CAPEX [k€/MWh]</i>	190 - 210	50 - 150

Tabella 6 – Valori CAPEX con durata nominale di stoccaggio pari a 8 ore. Fonte: elaborazione Terna su studi elencati in bibliografia

4.2 OPEX

I costi OPEX (*OPERational EXPenditure*) rappresentano le spese operative ricorrenti necessarie per assicurare il normale funzionamento del sistema di accumulo.

Le componenti di tale voce di costo possono includere, a titolo di esempio:

1. La manutenzione ed esercizio (O&M): l'ispezione e le verifiche delle batterie o delle macchine elettriche e altre apparecchiature, la sostituzione di componenti difettosi, la manutenzione dei servizi ausiliari, degli apparati di misura, monitoraggio e controllo dell'impianto;
2. Le polizze assicurative per la protezione da eventi imprevedibili come incendi o danni causati da calamità naturali;
3. Ulteriori spese di manutenzione straordinaria per sostituzione di alcune componenti rilevanti dell'impianto in seguito a guasto o fenomeni di invecchiamento precoce, al fine di garantire le caratteristiche prestazionali del sistema di accumulo.

Le spese sostenute per la gestione e manutenzione di un sistema di stoccaggio elettrochimico possono essere ritenute relativamente basse se confrontate a quelle di un accumulo idroelettrico. Anche in questo caso, però, gli OPEX per un impianto di pompaggio possono variare notevolmente in base a diversi fattori, come la dimensione e la complessità dell'impianto.

La Tabella 7 mostra i valori di OPEX relativi alle due tecnologie di riferimento.

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
OPEX [k€/MWh/anno]	2,1 - 2,8	1,4 - 4,5

Tabella 7 – Valori OPEX con durata nominale di stoccaggio pari a 8 ore. Fonte: elaborazione Terna su studi elencati in bibliografia

4.3 CONE

Il CONE (*Cost Of New Entry*) rappresenta il ricavo annuale necessario durante il periodo di contrattualizzazione per recuperare pienamente i costi di costruzione, di finanziamento e quelli operativi. I parametri principali ai fini della valutazione del CONE sono i costi di investimento, i costi fissi annuali, la durata del contratto e il tasso di interesse medio ponderato utilizzato per finanziare l'investimento nell'impianto (WACC). È importante sottolineare che il CONE è espresso in k€ per

MWh di energia utilizzabile, ossia l'energia effettiva messa a disposizione dal sistema di stoccaggio, considerando quindi il minimo stato di carica della tecnologia (17% per le batterie).

La Tabella 8 mostra i parametri economici per le due tecnologie individuate con durate di stoccaggio pari a 8 ore. I costi di investimento si riferiscono all'energia installata, mentre il CONE è calcolato in funzione dell'energia utilizzabile. Mentre il CAPEX complessivo dei pompaggi è tipicamente più alto rispetto al CAPEX delle batterie, il CONE presenta un valore paragonabile tra le due tecnologie, quando calcolato in funzione della vita utile.

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION		POMPAGGIO IDROELETTRICO	
COSTI DI INVESTIMENTO [k€/MWh]	207 - 228		213 - 363	
COSTI FISSI ANNUALI [k€/MWh/ANNO]	2,1 - 2,8		1,4 - 4,5	
WACC [%]	6		8	
STATO DI CARICA MINIMO [%]	17		-	
VITA UTILE ECONOMICA [ANNI]	12	14	30	50
CONE [k€/MWh _{UTILIZZABILE} /ANNO]	[31 - 35]	[29 - 32]	[20 - 37]	[19 - 34]

Tabella 8 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 8 ore

La Figura mostra l'andamento del CONE in funzione della durata di contrattualizzazione, considerando i valori di CAPEX e OPEX indicati in Tabella 8. Per le batterie agli ioni di litio, il grafico del CONE termina a 14 anni, coerentemente con la durata della vita utile di tale tecnologia che, come descritto in precedenza, è pari a 12-14 anni. Il grafico mostra chiaramente come il valore del CONE diminuisce progressivamente all'aumentare della durata del contratto, raggiungendo il valore minimo quando la durata contrattuale è pari alla vita utile della tecnologia (per i pompaggi idroelettrici si è ipotizzato che, nonostante la vita utile si attesti intorno ai 50 anni, la durata contrattuale non possa superare i 30 anni). Il grafico mostra, inoltre, come la complessità realizzativa dei sistemi di pompaggio idroelettrico comporti una maggiore ampiezza del range del CONE rispetto alle batterie.

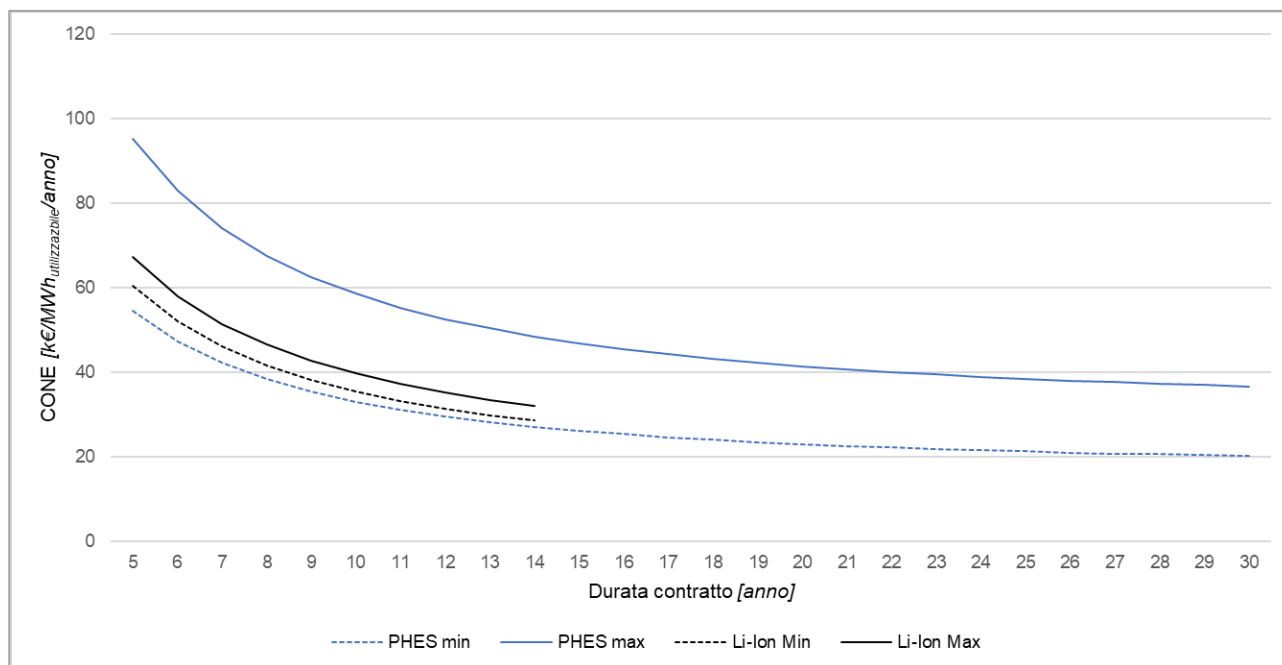


Figura 3 – Variazione del CONE in funzione del periodo di contrattualizzazione

COSTI DI INVESTIMENTO E DI ESERCIZIO – Domanda per consultazione

- Si ritengono coerenti con gli attuali valori di mercato i range di CAPEX e OPEX indicati per le due tecnologie di riferimento?

5. Potenziali di sviluppo

La nuova capacità di stoccaggio dovrà essere realizzata nel territorio italiano in maniera coerente con lo sviluppo previsto delle rinnovabili (principalmente localizzate a sud e isole, dove è maggiore la risorsa eolica e solare) e tenendo conto degli sviluppi attesi della rete elettrica.

Per stimare il potenziale di sviluppo delle batterie al litio e dei pompaggi idroelettrici è necessario esaminare i vincoli specifici che impattano sull'effettivo sviluppo nel territorio delle due tecnologie di riferimento.

L'occupazione di suolo per gli impianti elettrochimici deve tener conto, oltre alla sezione batteria e relativi ausiliari, anche dei sistemi di conversione e pertanto risulta variabile anche in funzione della durata dell'accumulo. A livello indicativo, prendendo ad esempio la tecnologia Litio Ferro Fosfato (LFP) per un impianto utility-scale di durata 4-8 ore, l'occupazione del suolo di un impianto agli ioni di litio è stimabile in circa 250 - 350 MWh/ettaro¹⁷, comprendendo le batterie, i sistemi di conversione, trasformazione e controllo, ad esclusione dello stallo di alta tensione. Inoltre, sono possibili configurazioni flessibili dell'impianto che potrebbero ridurre l'occupazione del suolo all'aumentare del dimensionamento energetico.

In termini di localizzazione, pertanto, le batterie agli ioni di litio non presentano particolari vincoli che ne possano limitare lo sviluppo sia con riferimento alla taglia d'impianto sia alla sua localizzazione geografica. I pompaggi idroelettrici, invece, sono soggetti a vincoli geografici legati alla disponibilità della risorsa idrica e alla geomorfologia del territorio.

Questa differenza si riflette anche nelle richieste di connessione ricevute da Terna. A inizio luglio 2023 sono pervenute 7,9 GW di richieste da parte di impianti di pompaggio idroelettrico¹⁸ e 74,3 GW di richieste da parte di impianti a batteria agli ioni di litio (di cui 54,4 GW sono impianti stand-alone, 19,9 GW sono impianti di stoccaggio integrati principalmente con impianti eolici e solari). La Figura 4 mostra la ripartizione tecnologica e geografica delle richieste di connessione.

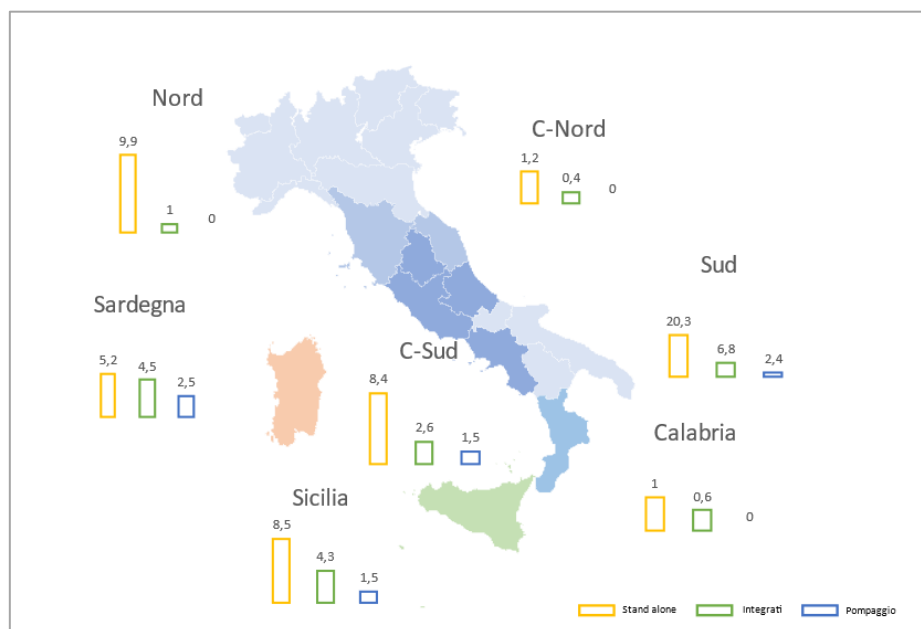


Figura 4 – Distribuzione zonale richieste di connessione accumuli e pompaggi (GW)

¹⁷ Elaborazione Terna sulla base dei dati di ingombro disponibili per gli impianti di Morro Bay (600 MW / 2.400 MWh) e Tesla Megapack farm (182 MW / 730 MWh) e riferimenti di mercato.

¹⁸ Include sia impianti di nuova costruzione che progetti di repowering.

6. Rischi

Le caratteristiche economiche e prestazionali che differenziano le due tecnologie di riferimento si riflettono anche sui rischi connessi allo sviluppo delle stesse.

Nella Tabella 9 vengono riportati i principali rischi associati alle due tecnologie di riferimento:

PRINCIPALI RISCHI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPI DI REALIZZAZIONE	<i>BASSO</i>	<i>ALTO</i>
VARIABILITÀ DEI COSTI A CONSUNTIVO RISPETTO A QUANTO PREVENTIVATO	<i>BASSO</i>	<i>ALTO</i>
PROCUREMENT E CATENA DI FORNITURA	<i>MEDIO</i>	<i>MEDIO</i>

Tabella 9 – Principali rischi delle due tecnologie di riferimento individuate

Bibliografia

- Terna e Snam, *“Documento di Descrizione degli Scenari 2022”*, agosto 2022
- Terna, *“Piano di Sviluppo 2023”*, marzo 2023
- Terna, *“Il ruolo degli accumuli per la decarbonizzazione del sistema elettrico”*, articolo pubblicato sulla rivista RIE a novembre 2022
- Terna, *“Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT e Sistemi di protezione regolazione e controllo (Allegato CdR A.79)”*, marzo 2023
- Terna, *Rapporto di fine sperimentazione progetti power intensive Storage Lab*
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>
- BloombergNEF, *“Energy Storage System Cost Survey”*, dicembre 2022
- Bloomberg, *“1H 2023 Energy Storage Market Outlook”*, marzo 2023
- Bloomberg, *“Beyond Lithium-ion long duration storage technologies”*, febbraio 2022
- McKinsey, *“Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular”*, gennaio 2023
- IEA, *“Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026”*, dicembre 2021
- IEA, *“Energy Technology Perspectives”*, gennaio 2023
- IEA, *“Global hydrogen review”*, settembre 2022
- The European House Ambrosetti, *“Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica”*, marzo 2023
- BASF, *“Stationary Energy Storage: High-energy, long-duration sodium-sulfur battery”*, febbraio 2023
- S&P Global Mobility su dati *“IHS markit”*, maggio 2022
- Frost & Sullivan, *“Future Developments for Global Energy Storage”*, 2020
- Innoenergy, *“Unlocking New Possibilities Through Innovative Energy Storage”*, 2020
- EERA, *“Superconducting Magnetic Energy Storage”*, 2019