

Rapporto

Pag. 1/13

Committente Agenzia provinciale per l'ambiente e la tutela del clima della Provincia Autonoma di Bolzano

Oggetto Studio sulle infrastrutture per l'accumulo di energia elettrica in Alto Adige – Rapporto Sintetico

Contratto

Note

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine 13

N. pagine fuori testo

Data 20/12/24

Elaborato Andrea Barisione, Silvia Colnago, Silvia Anna Cordieri, Enrica Micolano

Verificato

Approvato

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Società con unico socio soggetta alla direzione ed al coordinamento di GSE S.p.A.

Sede Legale - 20134 Milano - Via R. Rubattino, 54

Tel. +39 023992.1 - Fax +39 023992.5370 - PEC rse@legalmail.it

Reg. Imprese di Milano, P.IVA e C.F. 05058230961

R.E.A. di Milano n. 1793295

Cap. Soc. € 1.100.000 i.v.

[Mod. RAita V. 05]

Indice

1. INTRODUZIONE	3
1.1. Mercati elettrici	3
1.2. Stato dell'arte sistemi di accumulo.....	4
2. SISTEMI DI ACCUMULO NEL TERRITORIO DELL'ALTO ADIGE	5
2.1. Situazione attuale accumuli in Alto Adige.....	5
2.2. Tecnologie più adatte al territorio in esame	6
3. EVOLUZIONE FABBISOGNO STOCCAGGIO ALLA LUCE DEL PIANO CLIMA ALTO ADIGE 2040.....	6
3.1. Metodologia.....	6
3.2. Produzione, generazione e scenari futuri.....	7
Profili attuali di produzione ed evoluzione al 2040.....	7
Profili attuali di consumo ed evoluzione al 2040	7
Scambio con la rete	8
Tecnologie di accumulo	8
3.3. Risultati studio.....	8
3.4. Analisi SWOT	10
4. CONCLUSIONI	11
5. RIFERIMENTI	12

1. INTRODUZIONE

Con il Piano Clima Alto Adige 2040 [1], la Provincia Autonoma di Bolzano si è posta l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2040. Tale piano prevede un incremento nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, caratterizzate tuttavia da una certa aleatorietà, poiché dipendenti da fenomeni naturali non controllabili. Per garantire la stabilità e il bilanciamento della rete, diventa quindi indispensabile l'installazione di sistemi di accumulo.

L'oggetto del presente studio riguarda proprio i sistemi di accumulo. Nella prima parte verrà fatta una panoramica sul funzionamento dei mercati e verrà redatto uno stato dell'arte dei sistemi di accumulo. La seconda parte si concentrerà sul territorio altoatesino, fornendo una panoramica dei sistemi di accumulo attualmente installati e valutandone il fabbisogno nell'ambito della transizione energetica verso la neutralità climatica. Infine, lo studio identificherà le configurazioni più adatte al territorio esaminato.

1.1. Mercati elettrici

Il mercato elettrico (ME) deve garantire il rispetto dei seguenti requisiti fondamentali:

- Sicurezza operativa del sistema anche in presenza di variazioni improvvise.
- Adeguatezza, cioè la disponibilità di risorse per soddisfare la domanda in ogni momento.
- Qualità del servizio, cioè continuità della fornitura energetica e rispetto degli standard qualitativi.
- Resilienza, ovvero la capacità di risposta e ripristino in seguito a eventi estremi.
- Efficienza, ovvero la minimizzazione dei costi complessivi nel rispetto degli altri requisiti.

In tale contesto, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) svolge un ruolo centrale nella regolazione del settore, promuovendo concorrenza e trasparenza, e definendo criteri tariffari che bilanciano obiettivi economici, ambientali e sociali, tutelando i consumatori [2]. L'Autorità regola l'accesso alle infrastrutture, promuove investimenti per rafforzare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, e stabilisce standard minimi di qualità per i servizi offerti.

Il ME è articolato nel Mercato a Termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE). Il MPE comprende il Mercato del Giorno Prima (MGP), per la programmazione degli scambi energetici per il giorno successivo, e il Mercato Infragiornaliero (MI), che consente aggiustamenti ai programmi di immissione e prelievo in funzione delle esigenze dei partecipanti. Parallelamente, il gestore del sistema di trasmissione (*Transmission System Operator* -TSO) gestisce il Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD), fondamentale per regolare gli sbilanciamenti della rete. La struttura del mercato è disciplinata dal Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico [3] e dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico [4]. In Tabella 1 è riportato uno schema riassuntivo della struttura del mercato elettrico italiano.

Oltre ai Mercati dell'Energia e dei Servizi di Dispacciamento, in Italia è attivo il Mercato della Capacità [5], [6], istituito per assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico attraverso incentivi alla realizzazione di nuova capacità e al mantenimento di quella esistente.

Gli operatori partecipano a un'asta gestita da Terna, offrendo capacità elettrica in MW proveniente da unità di produzione (programmabili o non programmabili, anche estere) o di consumo, su base volontaria. Questo meccanismo è stato concepito per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, in particolare durante le punte di carico, contribuendo così a coprire la domanda anche in condizioni critiche.

Inoltre, con il Decreto Legislativo 210/24 [7], è stato introdotto il Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) [8], [9], al fine di incentivare la realizzazione di nuova capacità di accumulo elettrico, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e rafforzando l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico.

L'approvvigionamento avviene tramite aste competitive organizzate da Terna, che assegnano contratti a lungo termine remunerati con un premio in €/MWh/anno.

Tabella 1. Struttura fondamentale del mercato elettrico.

Mercato	Finalità	Caratteristiche	Chi lo gestisce	Chi compra	Chi vende	Come si forma il prezzo
MTE	Compravendita a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro	Basato su contratti standardizzati con scadenze definite (settimanali, mensili, trimestrali e annuali)	GME	Operatori del mercato elettrico, trader, produttori, clienti finali idonei	Operatori del mercato elettrico, trader, produttori, clienti finali idonei	Prezzo determinato dall'incontro tra domanda e offerta
MGP	Compravendita programmi di immissione e prelievo	Zonale e orario lato vendita. Unico nazionale e orario lato acquisto (fino al 2025)	GME	Clienti finali e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	Produttori e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	System marginal price
MI	Compravendita aggiustamenti di programmi di immissione e prelievo	Zonale e orario	GME	Clienti finali e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	Produttori e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	System marginal price
MSD	Approvvigionamento risorse per risolvere le congestioni, per costituire opportuni margini di riserva e per il bilanciamento. Tali attività possono essere svolte ex ante (MSD ex ante) o in tempo reale (MB)	Nodale (su base aggregata solo nel caso dei progetti pilota)	Terna	Terna	Produttori e loro rappresentanti abilitati (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento, in relazione alle sole UP e UC abilitate)	Pay as bid

1.2. Stato dell'arte sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo attualmente disponibili sul mercato e quelli in fase di studio si possono dividere in cinque categorie: Meccanici, Elettrici, Elettrochimici, Chimici e Termici [10]. In Figura 1 vengono riassunte le varie tecnologie.

Meccanici	• Volani • Accumuli a pompaggio idrico (HPS) • Accumuli ad aria liquida (LAES) • Accumuli ad aria compressa (CAES) • Accumuli a pompaggio di calore (PHES)
Elettrici	• Supercondensatori • Accumuli di energia elettromagnetica a superconduttori (SMES)
Elettrochimici	• Supercondensatori ibridi • Batterie a flusso • Batterie convenzionali
Chimici	• Idrogeno • Gas naturale sintetico (SNGS) • Ammoniaca
Termici	• Accumuli di calore sensibile • Accumuli di calore latente • Accumuli termochimici

Figura 1. Panoramica dei sistemi di accumulo.

In Tabella 2 vengono elencate le caratteristiche dei principali sistemi di accumulo meccanici, elettrici e elettrochimici.

Tabella 2. Caratteristiche principali sistemi di accumulo meccanici, elettrici ed elettrochimici.

		Efficienza roundtrip [%]	Densità di potenza [W/m ³]	Densità di energia [Wh/m ³]	Energia specifica [Wh/kg]	Vita operativa [cicli]	Durata [anni]	Prezzo [€/kWh]	Prezzo [€/kW]
Meccanici	Volani	90	10 ⁶	10 ⁴	10-100	10 ⁵	20	1000	200
	HPS	70-85	500-1500	200-1600	0.5-3	10 ⁵	50-60	40-150	500-1500
	LAES	45-70		10 ⁴ -10 ⁵		3·10 ⁴	30	60-600	500-3500
	CAES	55-70	200-10 ⁴	200-2000	3-60	10 ⁴	30	5-150	400-2000
	PHES	70-75		10 ⁴ -10 ⁵	15-30	1.5·10 ⁴	20-30	20	350
Elettrici	Supercondensatori	90	10 ⁷	10 ⁴	10	10 ⁷	10	10000	100-500
	SMES	80-95	10 ⁶	200-1000	0.5-5	10 ⁵	30	10000	100
Elettrochimici	Batterie Piombo Acido	75-85	10 ⁵	10 ⁵	35	5000	15	100-200	100-500
	Batterie agli Ioni di Litio	90-95	10 ⁶	10 ⁵	100-300	10 ⁴	10-20	200-1300	100-500
	Batterie Sodio Zolfo	65-90	10 ⁵	10 ⁵	250	4000	10	300-500	500-1000
	Batterie Zebra	80-90	10 ⁵	10 ⁵	30-100	3000	10-15	400-750	150-1000
	Batterie Nichel Metallo Idruro	50-80	10 ⁶	10 ⁵	100	3000	10	400-700	500-1000
	Batterie Nichel Cadmio	60-80	7·10 ⁵	10 ⁵	10-80	3000	20	800-1500	1500-5000
	Supercondensatori ibridi	95	10 ⁶	10 ⁴	20-200	10 ⁵		10000	
	Batterie al Vanadio	60-90	10 ³	10 ⁴	10	10 ⁴	10-20	150-1000	600-1500
	Batterie Zinco Bromo	65-75	10 ³	10 ⁴	10	2000	10	400	600

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo chimici, la varietà dei vettori chimici disponibili e dei metodi di conversione da energia elettrica in vettore chimico è molto ampia, viene quindi riportato in Figura 2 un confronto tra le caratteristiche dei principali vettori chimici. Gli accumuli termici invece non vengono riportati nella seguente analisi, in quanto si basano prevalentemente sul trasferimento di energia sotto forma di calore, spesso utilizzando vettori energetici diversi dall'elettricità, e risultano dunque al di fuori dell'ambito principale del presente rapporto.

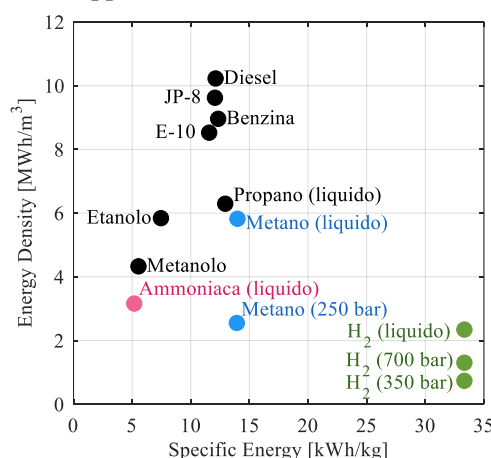


Figura 2. Confronto vettori chimici [11].

2. SISTEMI DI ACCUMULO NEL TERRITORIO DELL'ALTO ADIGE

2.1. Situazione attuale accumuli in Alto Adige

La provincia di Bolzano ha una capacità di accumulo di 10⁴ MWh, una potenza di 88.7 MW, per un totale di 6027 sistemi di accumulo. Per redigere questa analisi sono stati utilizzati i dati del database di Terna [12], che include i sistemi di accumulo installati fino a ottobre 2024.

Nella provincia sono presenti numerosi sistemi di accumulo associati a fotovoltaico, un unico impianto HPS (impianto di Pracomune), un accumulo associato ad un impianto termoelettrico, installato nel marzo 2023 e un accumulo *stand-alone* presente prima del 2022.

Il numero di sistemi di accumulo installati nella provincia di Bolzano è aumentato significativamente negli ultimi due anni, grazie a una spinta provinciale verso una transizione energetica sostenibile.

2.2. Tecnologie più adatte al territorio in esame

Sulla base dell'analisi riportata in sezione 2.1, guardando allo stato dell'arte dei sistemi di accumulo riportato in 1.2 e analizzando le peculiarità del territorio altoatesino si possono ora fare delle considerazioni riguardanti le tecnologie più adatte al territorio in esame.

Per quanto riguarda idroelettrici si potrebbe considerare l'espansione di alcuni impianti per permettere il pompaggio, ma bisognerebbe considerare la fattibilità caso per caso in termini sia economici, che ambientali, che di accettazione da parte della popolazione locale. Un esempio rilevante è il progetto preliminare presentato da Alperia [13], che prevede di utilizzare il bacino artificiale di Quaira in Val d'Ultimo, già utilizzato dall'impianto di Pracomune, come serbatoio superiore per una centrale di pompaggio di 400 MW, scaricando a valle nel bacino di Zoccolo. Il progetto è ancora in fase di discussione e per questo motivo verrà analizzato solo in uno degli scenari presi in considerazione, in modo di esaminare tutte le possibili configurazioni.

Gli accumulatori elettrici e i volani sono particolarmente adatti per applicazioni che richiedono potenze molto elevate, sebbene presentino una capacità di accumulo inferiore rispetto ad altre tecnologie. Al contrario, le altre forme di accumulo meccanico non soffrono di questa limitazione, ma attualmente non sono ancora tecnologie mature né risultano economicamente competitive.

A seguito di queste considerazioni, le soluzioni più idonee per l'installazione in territorio altoatesino risultano essere i sistemi di accumulo chimici ed elettrochimici. In particolare, per quanto riguarda i sistemi di accumulo elettrochimici, le batterie agli ioni di litio sono attualmente la soluzione più vantaggiosa per l'installazione di sistemi di accumulo accoppiati a impianti fotovoltaici, poiché sono relativamente sicure, facilmente scalabili e adatte anche per installazioni residenziali. Inoltre, per l'installazione di sistemi di accumulo *stand-alone*, le batterie al litio rappresentano una scelta ancora valida e idonea. Un'altra opzione sono i sistemi di accumulo chimici, in particolare quelli alimentati da idrogeno, che vantano un basso impatto ambientale e sono adatti per regolazioni stagionali. Il territorio della provincia di Bolzano si presta particolarmente a questo tipo di accumulo, in quanto già dotato di un impianto di produzione di idrogeno. Attualmente, questo impianto ha una potenza nominale di 2 MW e l'idrogeno prodotto alimenta parzialmente la flotta di autobus della città di Bolzano. Tuttavia, l'impianto ha la possibilità di essere ampliato, e in tale contesto potrebbe essere presa in considerazione l'installazione di *fuel cell* per fornire servizi alla rete.

Per un futuro, anche le batterie al vanadio e le batterie agli ioni di sodio rappresentano una soluzione promettente, così come i LAES e i PHES che potrebbero anche essere utilizzati in impianti di cogenerazione, associati alla rete di teleriscaldamento, già presente nella città di Bolzano. Tuttavia, queste soluzioni hanno bisogno di arrivare alla piena maturità tecnologica prima di essere installati e connessi alla rete.

3. EVOLUZIONE FABBISOGNO STOCCAGGIO ALLA LUCE DEL PIANO CLIMA ALTO ADIGE 2040

In questa sezione verrà descritta la metodologia per lo studio del fabbisogno di accumulo per raggiungere gli obiettivi prefissati dalla provincia di Bolzano riguardo alla neutralità climatica e verranno poi discussi i risultati dell'analisi.

3.1. Metodologia

La metodologia utilizzata consiste in un algoritmo di ottimizzazione, basato su un modello matematico lineare. Tale algoritmo, ha come scopo l'ottimizzazione del futuro mix energetico della provincia di Bolzano, sia da un punto di vista dei costi di investimento necessari nei prossimi anni, che dei costi operativi per amministrare tale mix nella maniera più adatta.

Durante l'analisi preliminare dei costi a partire dai dati dello studio dell'NREL [14], l'idrogeno è stato considerato una tecnologia economicamente svantaggiosa, a causa dei costi elevati e dell'efficienza limitata delle tecnologie attuali. Di conseguenza, si è deciso di escludere questa tecnologia dal modello, poiché non sarebbe stata selezionata in ogni caso.

È importante sottolineare che nello scenario in cui vengono installati solamente accumuli elettrochimici, l'apporto proveniente dall'impianto di pompaggio è considerato dato in ingresso.

Il progetto di Alperia [13] prevede l'utilizzo del lago di Quaira come bacino superiore, tale lago è il bacino superiore anche dell'attuale impianto di pompaggio di Pracomune. Per semplificare la trattazione, dato il ridotto dimensionamento dell'impianto attuale rispetto al progetto di Alperia, i due sistemi sono stati considerati come un unico impianto di pompaggio, con potenza pari alla somma delle due unità. In questo caso l'apporto HPS al mix energetico non è più considerato come dato d'ingresso, ma è una variabile decisionale dell'algoritmo.

Per la descrizione completa dell'algoritmo di ottimizzazione utilizzato si rimanda alla versione estesa del presente rapporto.

3.2. Produzione, generazione e scenari futuri

Il modello descritto nella sezione precedente necessita in ingresso i profili di produzione e di carico, i limiti di scambio con la rete italiana e estera e le caratteristiche tecniche delle tecnologie considerate. Sono stati simulati tre scenari annuali, uno attuale, relativo a produzione e consumo del 2023, uno che utilizza una proiezione al 2030 e uno al 2040. Nel seguito viene descritto brevemente come sono stati stimati i profili di generazione e di carico e come è stata ricavata la connessione della provincia con la rete nazionale e estera. Per ulteriori dettagli è possibile consultare la versione estesa del presente rapporto.

Profili attuali di produzione ed evoluzione al 2040

Come già evidenziato in precedenza, il territorio altoatesino è caratterizzato da un'elevata percentuale di produzione da idroelettrico, che nel 2023 ha rappresentato quasi il 90% dei 6958 GWh [15] generati.

Per valutare il fabbisogno di accumulo è necessario disporre dei profili orari di generazione. Tali profili sono stati ricavati partendo dai dati relativi al nord Italia [16] e sono stati poi scalati per rappresentare la produzione altoatesina.

Ai fini dell'analisi del fabbisogno di accumulo, sono stati considerati due scenari futuri: uno intermedio, al 2030, e uno al 2040. Per quanto riguarda la produzione, nello scenario 2030 si prevede un incremento di 400 MW di fotovoltaico, come previsto dal piano clima Alto Adige [1] e lo spegnimento degli impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili. Nel 2040 è previsto un ulteriore aumento di 400 MW di fotovoltaico [1]. Negli scenari futuri non è stato previsto un aumento della produzione idroelettrica a valle delle considerazioni effettuate nella sezione 2.1. Verrà però considerato, in uno scenario apposito, il progetto di Alperia di realizzazione di un impianto di pompaggio, in questo particolare scenario la produzione da HPS non sarà considerata come ingresso del modello, come descritto in precedenza.

Durante l'estate e parte dell'autunno si registra la maggiore produzione da idroelettrico e fotovoltaico. Per gli altri tipi di produzione, invece, i profili risultano più omogenei nelle diverse stagioni, sebbene la produzione più alta si verifichi comunque nei mesi estivi.

Poiché questi profili sono considerati come condizioni al contorno imposte al modello e non come variabili del sistema, viene attribuito loro un costo operativo nullo, al fine di condurre un'analisi differenziale rispetto alla situazione attuale.

Profili attuali di consumo ed evoluzione al 2040

Per quanto riguarda i consumi, è stato utilizzato il profilo di richiesta di potenza del 2023 per la zona di mercato del Nord Italia, fornito dal GME [17]. Il profilo è stato successivamente scalato per riflettere i consumi annuali del territorio dell'Alto Adige, come dichiarato da Terna nello stesso anno.

Per lo scenario futuro, si prevede un aumento del carico elettrico a causa dell'elettrificazione dei consumi termici e dei trasporti. Per entrambi sono state utilizzate le previsioni di Eurac [18]. In particolare, per i consumi termici è stato considerato il profilo di potenza di un edificio residenziale, adattato in base alle previsioni di elettrificazione. Per quanto riguarda l'elettrificazione dei trasporti, è stato considerato il carico di un parco vetture, anch'esso adattato secondo le previsioni di Eurac. Il nuovo profilo di consumo trovato è generalmente superiore a quello attuale ma evidenzia un maggiore aumento nei mesi invernali,

dovuto alla presunta elettrificazione dei consumi per il riscaldamento. È bene sottolineare che il profilo di consumo futuro è stato considerato identico per il 2030 e il 2040, ipotizzando che l'elettrificazione dei consumi sia già a regime nel 2030.

Scambio con la rete

La rete dell'Alto Adige è connessa in più punti alla rete italiana e in due punti alla rete austriaca. In base al livello di tensione delle linee di connessione e al rapporto di Terna sulla potenza massima per livello di tensione [19], si è stimato che la massima potenza attiva scambiabile con l'Austria sia di 300 MW e con la rete italiana di 1862 MW. Poiché è difficile reperire un profilo di accettazione della potenza delle reti indicate, si è assunto che le potenze massime siano scambiabili in ogni ora dell'anno.

Per quanto riguarda il prezzo di vendita e acquisto sulla rete, sono stati considerati i PUN italiano e austriaco, forniti dal GME per l'anno 2023 [17]. I prezzi di acquisto dalla rete italiana e austriaca sono quasi identici e risultano minimi nei mesi estivi, quando c'è una maggiore produzione da fonti rinnovabili.

Tecnologie di accumulo

Batterie agli ioni di litio

A seguito delle considerazioni effettuate in sezione 2.1, la tecnologia di accumulo più matura e compatibile con il territorio altoatesino è quella delle batterie agli ioni di litio; pertanto, questa tecnologia sarà quella presa in considerazione nell'analisi.

Per l'analisi che segue, sono state considerate tre diverse tecnologie di batterie agli ioni di litio: NMC, LFP e NCA, che sono le più ampiamente diffuse e utilizzate. Le caratteristiche delle tre celle in esame sono riportate nella Tabella 3. Le emissioni legate all'installazione dipendono dal processo produttivo e sono state ottenute da un'analisi del ciclo di vita [20]. Per quanto riguarda i costi delle diverse tecnologie e l'efficienza, i dati provengono da [21], [22].

Tabella 3. Caratteristiche tecnologie di accumulo analizzate.

	CAPEX [€/kWh]	OPEX [€/kWh/y]	Emissioni installazione [kgCO _{2,eq} /kW]	Efficienza [%]
NMC	175	2500	104	98
LFP	152	2500	169	97
NCA	174	2500	115	97

Accumulo idroelettrico

Per quanto riguarda l'impianto proposto da Alperia [13], i principali parametri tecnici utilizzati nel modello sono riportati in Tabella 4.

La potenza massima per la generazione e il consumo di energia elettrica è ricavata sommando il contributo dell'impianto già esistente a quello di nuova costruzione. Il modello considera anche i limitati apporti naturali al lago di Quaira, dovuti a fenomeni di precipitazione e evaporazione. Per il calcolo di questi fattori si rimanda alla versione estesa del presente rapporto.

Tabella 4. Caratteristiche impianto di pompaggio analizzato.

Massima potenza elettrica generata	$L_{max,T}$ [MW]	443.94
Massima potenza elettrica consumata	$L_{max,P}$ [MW]	448.25
Salto entalpico	Δh [MJ/m ³]	10.76
Efficienza elettrica del gruppo turbine	η_T [-]	0.90
Efficienza elettrica del gruppo pompe	η_P [-]	0.87
Volume utile totale bacino superiore	$v_{max,HPS}$ [hm ³]	11.50
Massima portata volumetrica turbine	$v_{max,out}$ [m ³ /s]	45.83
Massima portata volumetrica pompe	$v_{max,in}$ [m ³ /s]	36.23

3.3. Risultati studio

Questa sezione presenta i risultati più significativi delle simulazioni relative ai casi studio per gli anni 2023 (scenario attuale), 2030 e 2040. Vengono presentati due casi studio, che comprendono ognuno più scenari. Il primo caso studio considera solo accumulo elettrochimico da installare, mentre il secondo caso studio considera come accumulo installato anche il progetto di Alperia, descritto nella sezione 2.2. Inoltre,

è stata condotta un'analisi di sensitività rispetto all'indice $r_{v,a}$, definito come il rapporto tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica e il prezzo di acquisto. Nell'analisi sono stati esaminati i risultati della simulazione al variare di $r_{v,a}$ nell'intervallo compreso tra 0.5 e 1, mantenendo l'ipotesi di un mercato esterno indipendente dal comportamento della provincia, al fine di evitare ulteriori complessità nella modellazione.

Sebbene siano previsti meccanismi di incentivazione per la capacità di accumulo, come il MACSE, questi non sono stati inclusi nel modello a causa della limitata disponibilità di dati e della natura del meccanismo stesso, che si basa su procedure competitive d'asta, rendendone complessa la rappresentazione modellistica.

L'Alto Adige è caratterizzato da un eccesso di produzione nella maggior parte delle ore annuali, con l'eccezione di qualche giorno a inizio anno, quando la generazione solare è più bassa e, soprattutto, la produzione idroelettrica è limitata. In Figura 3 è riportata l'energia giornaliera netta (E_{net}) calcolata come l'integrale in un giorno della differenza tra generazione e consumo. Come è evidente dalla figura, E_{net} è negativa solo all'inizio dell'anno ed è più pronunciata nel 2030, quando il consumo, specialmente nei mesi invernali, è maggiore, la produzione da termoelettrico non rinnovabile è azzerata e sono stati installati solo 400 MW di fotovoltaico.

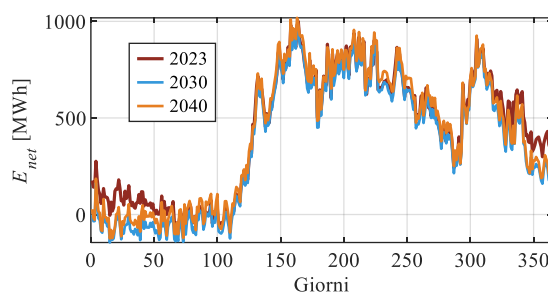


Figura 3. Energia netta giornaliera negli anni 2023, 2030 e 2040.

I risultati delle simulazioni mostrano che le batterie LFP vengono sempre preferite alle altre due tecnologie disponibili in quanto il minor costo risulta vantaggioso se confrontato con una differenza di efficienza limitata.

Inoltre, l'analisi delle simulazioni permette di evidenziare come il valore dell'indice $r_{v,a}$ condizioni in maniera significativa la soluzione ottima del problema. In particolare, quando l'indice assume il valore 1, il modello privilegia l'accumulo di energia dalla produzione e dalla rete nei periodi di costo ridotto, per poi immetterla nuovamente in rete quando il PUN aumenta. L'operatività della batteria non è quindi direttamente influenzata dal profilo di produzione e di carico, ma segue principalmente le dinamiche di mercato integrate nel modello. Il suo funzionamento è limitato unicamente dai vincoli di trasmissione massima imposti dalla rete.

Per affrontare questa criticità, è stata svolta la già citata analisi di sensitività sull'indice $r_{v,a}$, facendolo variare tra i valori 0.5 e 1. È stato possibile individuare un valore limite di 0.67 a partire dal quale inizia la transizione verso l'utilizzo della batteria paragonabile a quello di *buffer*.

In particolare, in questo caso il sistema risponde sia alla domanda e alla produzione, sia alle dinamiche di mercato: la batteria viene scaricata in modo strategico prima dei picchi di disponibilità energetica, per poi ricaricarsi nei periodi di domanda ridotta, ottimizzando così l'accumulo e l'utilizzo dell'energia. Si osserva inoltre che lo scambio con la rete risulta significativamente più limitato. Questo potrebbe ridurre la necessità di potenziamento e manutenzione delle infrastrutture elettriche, contribuendo a una maggiore efficienza del sistema e un notevole risparmio per il TSO, che però non è considerato dal modello.

I risultati dei vari scenari sono riportati in Tabella 5. Oltre ai due casi con $r_{v,a} = 1$, sono inclusi solo quelli con $r_{v,a} = 0.5$, in quanto rappresentano le condizioni più significative e realistiche in termini di fattibilità e dinamiche di scambio con la rete.

Dalla tabella si osserva che la capacità installata aumenta con l'estendersi dell'orizzonte temporale, probabilmente influenzata sia dalla crescita delle installazioni da fonti rinnovabili sia dall'incremento della domanda di energia elettrica.

Tabella 5. Risultati simulazione.

Anno	$r_{v,a}$	Tecnologia selezionata	Capacità elettrochimica installata [GWh]	Emissioni vs scenario Eurac [ktCO ₂]
2023	1	LFP	9.16	-
2023	0.5	LFP	1.78	-
2030	0.5	LFP	1.81	306.5
2040	0.5	LFP	1.95	330
2023 + HPS	1	LFP + HPS	7.99	-
2023 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.06	-
2030 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.27	215
2040 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.48	250

Per quanto riguarda le simulazioni consideranti l'ampiamento dell'impianto HPS, il comportamento è analogo, con una ridotta necessità di accumulo elettrochimico, sostituito dall'impianto stesso.

Le emissioni sono state analizzate per gli scenari futuri, adottando un approccio differenziale rispetto alle ipotesi fornite da Eurac, con particolare attenzione alle risorse energetiche e ai sistemi di accumulo considerati a emissioni neutre, al fine di approfondire eventuali aspetti non pienamente esplorati nella modellazione originaria. Come riportato in Tabella 5, queste emissioni omesse non sono completamente trascurabili e la loro entità giustifica una valutazione approfondita dell'intera catena di produzione per minimizzarne l'impatto. Per quanto riguarda gli scenari che prevedono l'introduzione del nuovo impianto HPS, è importante evidenziare come esso possa comportare potenziali impatti ambientali e sociali, che richiederebbero un'analisi approfondita basata su un progetto esecutivo dettagliato. Poiché tale documentazione non è ancora disponibile, questi aspetti non sono stati inclusi nell'analisi. Si è quindi considerato esclusivamente il contributo in termini di emissioni operative [23]. L'aumento della produzione da fonte idroelettrica non determina un incremento significativo delle emissioni. Al contrario, la riduzione della capacità installata di batterie consente di contenere il totale delle emissioni

3.4. Analisi SWOT

Lo studio condotto ha evidenziato come la provincia autonoma di Bolzano sia già molto vicina al traguardo della neutralità climatica, almeno per quanto riguarda la produzione di energia elettrica. La provincia, infatti, produce per la maggior parte dell'anno più energia di quanta ne consumi. Tuttavia, la progressiva elettrificazione dei consumi, necessaria per il raggiungimento degli obiettivi al 2040, renderà indispensabile un aumento della produzione e una gestione efficiente delle risorse energetiche disponibili. Nel contesto della transizione verso le energie rinnovabili e considerando l'impossibilità di costruire nuovi impianti idroelettrici, la provincia autonoma prevede una massiccia installazione di impianti fotovoltaici. Di conseguenza, diventa fondamentale integrare sistemi di accumulo in grado di garantire servizi sia nel breve che nel lungo periodo.

Data la specificità del territorio e la difficoltà di realizzare nuovi impianti idroelettrici a pompaggio, la tecnologia di accumulo più conveniente e matura risulta essere quella delle batterie agli ioni di litio. L'algoritmo di ottimizzazione utilizzato ha considerato tre diverse tecnologie agli ioni di litio, selezionando in ogni scenario analizzato l'opzione economicamente più vantaggiosa, ovvero la tecnologia LFP. Per questo motivo, un'ulteriore analisi comparativa delle diverse tecnologie non è necessaria.

L'analisi SWOT è uno strumento di pianificazione strategica usato per valutare i punti di forza e di debolezza di un progetto, nonché le opportunità e minacce. In questo contesto, è stata condotta un'analisi SWOT per valutare la possibilità di installare sistemi di accumulo LFP nel territorio altoatesino. Il risultato di tale analisi è riportato in Figura 4.

In Figura 5 è invece riportata l'analisi SWOT degli scenari con batterie LFP e potenziamento dell'impianto HPS tramite il progetto di Alperia [13]. In questa seconda analisi si vuole evidenziare le potenzialità, le criticità, le opportunità e le minacce di questo caso, rispetto alla sola installazione di LFP, in quanto i pro e contro dell'installazione di accumulo è già stata trattata nell'analisi precedente.



Figura 4. Analisi SWOT.



Figura 5. Analisi SWOT dello scenario con nuovo impianto HPS.

4. CONCLUSIONI

Il rapporto sintetico offre un'introduzione al mercato elettrico e ai principali meccanismi di incentivazione volti a promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di accumulo.

Segue una panoramica delle principali tecnologie di accumulo energetico, con un focus sulle soluzioni più adatte al contesto dell'Alto Adige, come le batterie elettrochimiche e i sistemi idroelettrici di accumulo. Sono stati illustrati i principali indicatori tecnici che ne caratterizzano le prestazioni e i relativi parametri economici, evidenziandone il potenziale contributo alla transizione energetica e all'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. L'analisi della situazione attuale ha confermato il ruolo strategico dell'accumulo energetico nell'integrazione delle rinnovabili, nella stabilizzazione della rete elettrica e nella riduzione della dipendenza da fonti fossili. In particolare, le tecnologie più promettenti per il contesto provinciale risultano essere l'idroelettrico e le batterie elettrochimiche, scelte in base alle caratteristiche territoriali, ai modelli di produzione e ai profili di consumo della provincia. Sebbene l'idroelettrico a bacino e i sistemi di pompaggio rappresentino una risorsa consolidata, le batterie al litio si distinguono per la loro flessibilità operativa e la possibilità di implementazione su diverse scale, dal livello domestico a quello industriale.

Per supportare la pianificazione dell'espansione della capacità di accumulo, è stato sviluppato un modello di ottimizzazione basato sugli scenari attuali e futuri di produzione e consumo. L'obiettivo è individuare una configurazione ottimale per l'incremento della capacità installata, massimizzando i benefici economici e ambientali. Dai risultati emerge che la tecnologia più vantaggiosa per l'accumulo elettrochimico è rappresentata dalle batterie al litio ferro fosfato, grazie alla loro sicurezza, durabilità e

sostenibilità economica. Un significativo aumento della capacità installata di questa tecnologia potrebbe generare importanti benefici economici e contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello nazionale ed europeo.

Il caso che contempla l'integrazione di un nuovo impianto di pompaggio presenta diverse analogie con la soluzione basata unicamente su sistemi di accumulo elettrochimico. Tuttavia, la diversificazione delle tecnologie di accumulo rappresenta un significativo vantaggio strategico, poiché consente a Terna di accedere a un più ampio spettro di servizi ausiliari e di migliorare l'efficacia nella gestione degli sbilanciamenti del sistema elettrico nazionale.

L'analisi ha evidenziato la necessità di disporre di dati più completi, aggiornati e ad alta risoluzione, sia in relazione all'eventuale conclusione dell'iter autorizzativo del nuovo impianto di pompaggio, sia rispetto agli altri elementi tecnici e ambientali coinvolti. Si raccomanda quindi di proseguire lo studio integrando informazioni più accurate e dettagliate, al fine di migliorare la qualità delle valutazioni e l'affidabilità delle previsioni.

5. RIFERIMENTI

- [1] Provincia autonoma di Bolzano, "Piano Clima Alto Adige 2040," Bolzano, Italy, 2023. [Online]. Available: <https://www.klimaland.bz/it/piano-clima-alto-adige-2040/download-piano-clima-alto-adige-2040-pdf/>
- [2] *Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.* Italy, 1995. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1995/11/18/095G0522/sg>
- [3] GME, *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico.* Italy, 2024. [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20241001_Testo_Integrato_ME.pdf
- [4] ARERA, *Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico TIDE.* Italy, Italy, 2024. [Online]. Available: https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/539-2024-R-eel-ALLEGATO_A.pdf
- [5] C. Bonaldo, "Il mercato italiano della capacità," Milan, Italy, 2023. [Online]. Available: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2023/12/01_capacityMarket.pdf
- [6] Terna, *Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.* Italy, 2024. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Disciplina_Fase_di_Prima_Attuazione_8dd1e948c127763.pdf
- [7] *Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento.* Italy, Italy, 2021. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/SG>
- [8] Terna, *Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE).* Italy, 2024. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_8dcf2cab779edb.pdf
- [9] N. Giovannini, "Il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE)," 2024. [Online]. Available: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/05/08_MACSE.pdf
- [10] G. G. Farivar *et al.*, "Grid-Connected Energy Storage Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies," *Proc. IEEE*, vol. 111, no. 4, pp. 397–420, Apr. 2023, doi: 10.1109/JPROC.2022.3183289.
- [11] U.S. Department of Energy, "Hydrogen Storage." Accessed: Dec. 03, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [12] Terna, "Database Accumuli Terna." Accessed: Dec. 10, 2024. [Online]. Available: <https://dati.terna.it/generazione#accumuli>
- [13] Alperia, "Una batteria verde per l'Alto Adige." Accessed: Dec. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.alperiaenergy.eu/it/batterieverde>
- [14] US Department of Energy, "Heavy-Duty Fuel Cell System Cost - 2022," 2023. [Online]. Available: <https://www.hydrogen.energy.gov/library/program-records%0Ahttps://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/23002-hd->

- fuel-cell-system-cost-2022.pdf
- [15] Terna, “Impianti di Generazione,” 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Dati_Statistici_Impianti_di_generazione_2023_8dcdc7f624f8d0e.pdf
- [16] ENTSO-E, “ENTSO-E database.” [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>
- [17] Gestore dei Mercati Energetici (GME), “Esiti Mercato Giorno Prima.” Accessed: Mar. 26, 2025. [Online]. Available: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN>
- [18] W. Sparber *et al.*, “Scenari per l’Alto Adige verso la neutralità climatica,” 2022. doi: <https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>.
- [19] Terna, “Caratteristiche generali delle linee elettriche aeree facenti parte della RTN,” 2011. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0113/81.pdf>
- [20] J. F. Peters and M. Weil, “Providing a common base for life cycle assessments of Li-Ion batteries,” *J. Clean. Prod.*, vol. 171, pp. 704–713, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.10.016.
- [21] M. Krishna, “The EV battery chemistry debate just got more complicated,” Fastmarkets. Accessed: Dec. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.fastmarkets.com/insights/the-ev-battery-chemistry-debate-just-got-more-complicated/>
- [22] S. Barcellona, S. Colnago, E. Ferri, and L. Piegari, “Evaluation of Dual-Chemistry Battery Storage System for Electric Vehicles Charging Stations,” in *2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, IEEE, 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/VPPC60535.2023.10403281.
- [23] E. Gemechu and A. Kumar, “A review of how life cycle assessment has been used to assess the environmental impacts of hydropower energy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 167, p. 112684, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112684.