

Committente APPA BOLZANO - Agenzia provinciale per l'ambiente

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

Contratto Incarico per l'elaborazione di uno studio sulle infrastrutture per l'accumulo di energia elettrica in Alto Adige - Codice univoco: IFL140 - Codice CIG: B351C0C1BB

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

N. pagine 98 **N. pagine fuori testo** /

Data 20/12/24

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

Verificato Riccardo Lazzari, Silvia Colnago

Approvato Carlo Sandroni

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	4
1.1. Gestione e struttura della rete italiana	4
1.2. Inquadramento normativo per la connessione di sistemi di accumulo in rete	5
1.3. Il mercato elettrico.....	8
Mercato a termine- MTE	10
Mercato a pronti – MPE	11
Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.....	13
Mercato della capacità.....	14
Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico - MACSE.....	15
1.4. Stato dell’arte dei sistemi di accumulo.....	18
Sistemi di accumulo meccanici	18
Sistemi di accumulo elettrici	23
Sistemi di accumulo elettrochimici	25
Sistemi di accumulo chimici	31
Sistemi di accumulo termici	33
1.5. Servizi alla rete	34
Meccanismi di flessibilità.....	34
Mitigazione rischi ambientali e informatici	41
1.6. Configurazioni di autoconsumo	41
Sistemi semplici di produzione e consumo	42
Sistemi di distribuzione chiusi	42
Autoconsumo diffuso	42
Benefici dell’autoconsumo.....	49
2. SISTEMI DI ACCUMULO NEL TERRITORIO DELL’ALTO ADIGE	51
2.1. Situazione attuale accumuli in Italia.....	51
2.2. Situazione attuale accumuli in Alto Adige.....	54
2.3. Tecnologie di stoccaggio più adatte al territorio	57
3. EVOLUZIONE FABBISOGNO DI STOCCAGGIO ALLA LUCE DEL PIANO CLIMA ALTO ADIGE 2040	59
3.1. Metodologia.....	59
Accumulo elettrochimico	59
Accumulo elettrochimico e HPS	61
3.2. Produzione, carico e scenari futuri	62
3.3. Risultati studio.....	69
Risultati solo accumulo elettrochimico	69
Risultati accumulo elettrochimico e idroelettrico.....	76
3.4. Analisi SWOT	83
4. CONCLUSIONI	87

5. RIFERIMENTI	88
6. ACRONIMI	96

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 verranno analizzate le norme di riferimento, lo stato dell'arte di tali sistemi e i servizi che essi possono offrire alla rete. 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. Gestione e struttura della rete italiana

Prima di analizzare le norme e la struttura dei mercati dell'energia, è opportuno esaminare i flussi fisici di energia che caratterizzano la rete elettrica nazionale, come definiti dal Decreto Legislativo del 16 marzo 1999, n. 79 [2], e successivamente aggiornati fino al Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021, n. 210, Articolo 2 [3].

L'energia elettrica è prodotta dai produttori, ossia soggetti che generano energia elettrica indipendentemente dalla proprietà degli asset produttivi. I produttori sono responsabili delle unità di produzione (UP) e detengono le autorizzazioni necessarie per la costruzione e l'esercizio delle officine elettriche. Ogni unità di produzione è connessa alla rete tramite un punto di immissione, di cui è titolare, salvo il caso in cui sia collegata tramite il punto di connessione di un cliente finale. Una Unità di Produzione comprende uno o più gruppi di generazione alimentati dalla stessa fonte, connessi a una rete elettrica e gestiti da un unico soggetto in grado di operare autonomamente. Le UP includono anche i sistemi di accumulo.

I clienti finali, invece, sono persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica esclusivamente per uso proprio, indipendentemente dalla proprietà degli asset. Essi gestiscono unità di consumo (UC) connesse alla rete elettrica tramite un punto di connessione, al quale sono associati i consumi dell'unità. Ogni unità di consumo ha un unico cliente finale che, pur potendo fornire servizi ad altri soggetti presenti nella stessa unità, non vende né fattura energia elettrica.

Le due figure possono coincidere quando, in un medesimo sito e contemporaneamente, avvengono produzione e consumo di energia elettrica. In questi casi si parla di prosumer.

In generale, una UC corrisponde a un'unità immobiliare, ma può includere più unità nei seguenti casi:

- Pertinenze di una stessa persona fisica o giuridica, ovvero unità immobiliari legate da vincolo di pertinenza (es. cantine, garage) situate sulla stessa particella catastale o su particelle contigue.
- Pertinenze condominiali, cioè unità immobiliari pertinenziali (es. cantine, garage) appartenenti a diversi soggetti ma parte di un condominio, che possono essere incluse nell'UC condominiale.
- Unità per attività produttive, ossia unità immobiliari contigue, appartenenti a una persona giuridica, eventualmente utilizzate da terzi, ma destinate a produrre un unico prodotto o servizio nello stesso sito.

L'energia elettrica prodotta dalle UP viene fornita alle UC per mezzo delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione. Questo obiettivo è garantito per mezzo degli elementi riassunti in Figura 1 e che includono [4]–[6]:

- Trasmissione, che consiste nel trasporto e nella trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione (oltre 35 kV) e altissima tensione (oltre 150 kV).
- Dispacciamento, ossia la gestione coordinata delle unità di produzione e consumo per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta, rispettando i vincoli operativi del sistema.

- Distribuzione, ovvero il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti a media tensione (oltre 1 kV) e bassa tensione (fino a 1 kV).
- Distribuzione, ovvero il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti a media tensione (oltre 1 kV) e bassa tensione (fino a 1 kV).

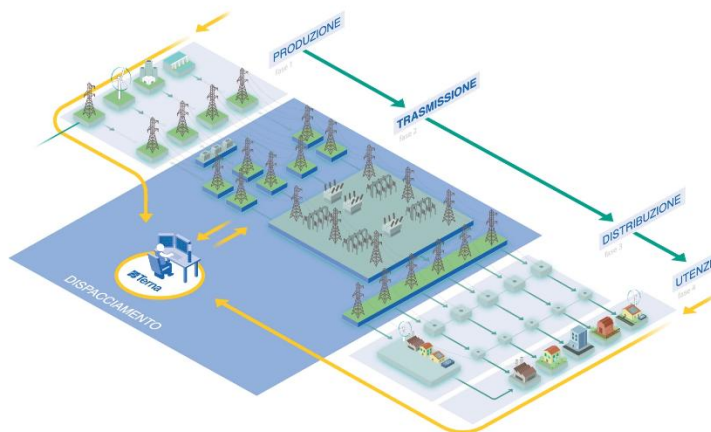


Figura 1. Flusso fisico dell'energia elettrica [7].

In Italia, Terna è il gestore del sistema di trasmissione (*Transmission System Operator* - TSO), responsabile della gestione, manutenzione e sviluppo del sistema di trasmissione, nonché delle interconnessioni con altri sistemi. Terna ha il compito di assicurare che il sistema possa soddisfare le richieste di trasmissione di energia elettrica a lungo termine. Pertanto, a Terna sono affidate anche le attività di trasmissione e dispacciamento, mentre la distribuzione è gestita dai gestori del sistema di distribuzione (*Distribution System Operator* – DSO). La gestione della misura varia in base alle seguenti condizioni:

- Per i clienti finali e i produttori in bassa tensione (BT), è a carico delle imprese distributrici.
- Per i produttori in media tensione (MT) e alta tensione (AT), è responsabilità dei gestori di rete, limitatamente alla gestione dei dati di misura.

In Italia, il sistema elettrico è regolato e controllato dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA). Il suo compito è promuovere la concorrenza e l'efficienza nei servizi di pubblica utilità, garantendone l'accessibilità e la diffusione uniforme su tutto il territorio nazionale.

1.2. Inquadramento normativo per la connessione di sistemi di accumulo in rete

I sistemi di accumulo stazionari connessi alla rete e che effettuano scambi elettrici con essa devono rispettare le disposizioni riportate nella Delibera 574/2014/R/eel di ARERA [8]. Tale delibera stabilisce le modalità di integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, regolando l'accesso e l'utilizzo della rete pubblica e definendo le misure energetiche necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o regimi commerciali speciali. Successivamente, la Delibera ARERA 642/2014/R/eel ha integrato tali disposizioni, specificando i servizi di rete che i sistemi di accumulo devono fornire [9].

In queste delibere un sistema di accumulo (SdA) è definito come “*un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente). Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità*”.

L'Autorità ha previsto che i sistemi di accumulo, in quanto in grado di scambiare energia elettrica con la rete, siano trattati come impianti di produzione. Quando installati presso impianti di produzione, essi sono considerati come gruppi di generazione.

Il quadro normativo attuale disciplina:

- le disposizioni per la connessione alla rete dei sistemi di accumulo;
- le condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata;
- le condizioni per l'erogazione dei servizi di dispacciamento;
- le disposizioni relative al servizio di misura;
- le condizioni per l'erogazione di incentivi o regimi commerciali speciali (ad esempio, ritiro dedicato e scambio sul posto), in caso di integrazione di sistemi di accumulo in impianti di produzione incentivati;
- i servizi di rete da prestare.

Le regole tecniche per la connessione dei sistemi di accumulo sono descritte nelle Norme CEI 0-16:2022-03 e CEI 0-21:2022-03, pubblicate dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). In particolare, la norma CEI 0-16:2022-03 e le sue successive varianti costituiscono il riferimento per la connessione alle reti AT e MT [10], mentre la norma CEI 0-21:2022-03 e le sue successive varianti sono il riferimento per la connessione alle reti BT [11]. Entrambe le norme illustrano le modalità di installazione dei sistemi di accumulo presso impianti di produzione:

- A) connessione alla parte di impianto in corrente continua;
- B) connessione alla parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione;
- C) connessione alla parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione.

Gli schemi delle tre modalità di connessione sono riportati in Figura 2.

Essendo considerati impianti di produzione, i sistemi di accumulo devono essere registrati nel sistema GAUDÌ, come previsto dal Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) [12] e secondo le modalità definite da Terna. Il sistema installato deve essere conforme ai requisiti tecnici previsti dalle norme CEI 0-16:2022-03 e CEI 0-21:2022-03. Alla domanda di connessione alla rete è obbligatorio allegare una dichiarazione di conformità, redatta dal costruttore ai sensi del D.P.R. 440/00 [13], attestante che il sistema è conforme alla norma CEI 0-16 o CEI 0-21 a seconda della rete a cui verrà connesso.

Le norme del comitato tecnico CEI CT 120, controparte italiana dell'IEC TC 120, integrano questo quadro regolatorio, focalizzandosi sugli aspetti di sistema e sull'interazione tra sistemi di accumulo e rete elettrica. Le norme del CEI CT 120 definiscono standard riguardanti la terminologia, i test di prestazione, i requisiti di installazione, la sicurezza e gli aspetti ambientali applicabili ai sistemi di accumulo connessi alla rete, indipendentemente dalla tecnologia di accumulo.

Per quanto riguarda le condizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo, si applica quanto previsto dal Testo Integrato Trasporto (TIT) [14] per i prelievi degli impianti di pompaggio.

Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento, i sistemi di accumulo sono trattati come gruppi di generazione. A seconda delle caratteristiche dell'impianto e delle interdipendenze tra i vari gruppi, possono costituire una sezione di produzione distinta oppure essere integrati in un'unica sezione insieme ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa. Un'unità di produzione composta esclusivamente da sistemi di accumulo è considerata equivalente a un'unità di pompaggio durante il funzionamento in assorbimento, mentre è classificata come unità di produzione programmabile durante le immissioni. In questo contesto si applicano le disposizioni dell'articolo 2 dell'allegato A60 del Codice di Rete di Terna [4].

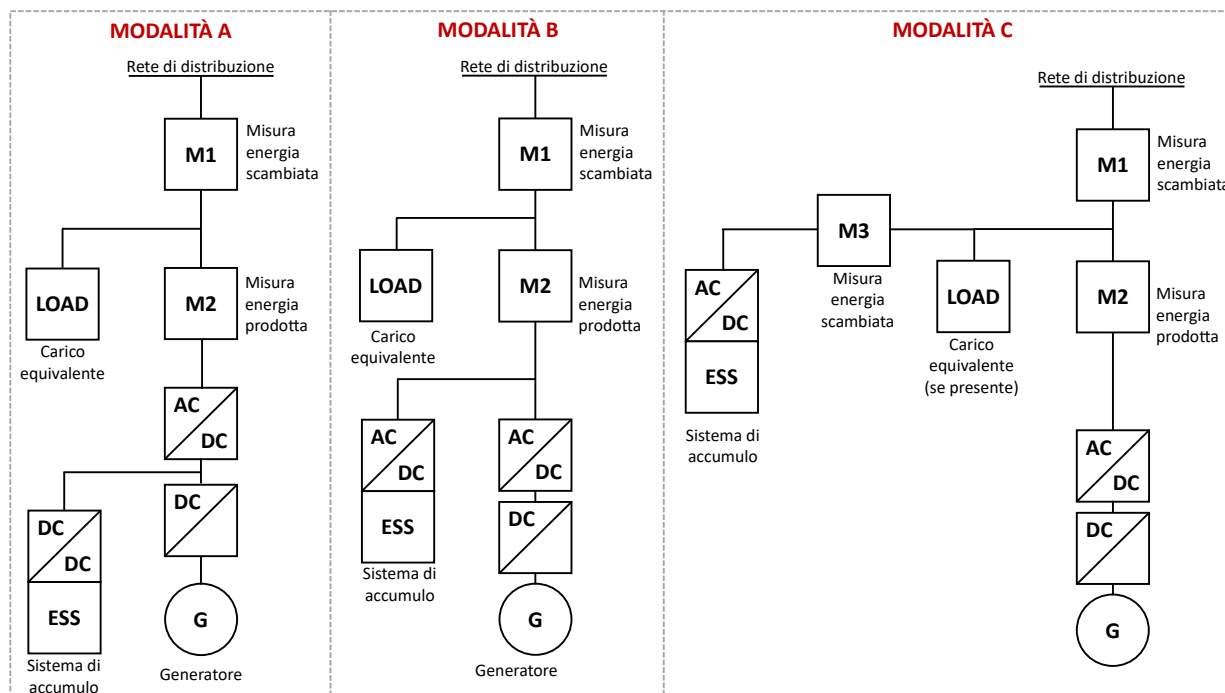


Figura 2. Modalità di connessione di sistemi di accumulo alla rete.

Fino al completamento delle valutazioni relative alle modalità di installazione e utilizzo dei sistemi di accumulo per la fornitura di servizi di rete, le unità di produzione composte da diversi gruppi di generazione, inclusi almeno un sistema di accumulo, sono considerate programmabili o non programmabili in base alla tipologia degli altri gruppi di generazione presenti. Tali considerazioni sono definite dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 [15] e dal Testo Integrato Settlement (TIS) [16].

Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa dai sistemi di accumulo deve rispettare quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME) [17]. Le apparecchiature di misura devono essere conformi alle disposizioni dall'allegato A bis della deliberazione 88/07 [18]. Inoltre, la loro installazione deve seguire le norme CEI 0-16:2022-03 [10] e CEI 0-21:2022-03 [11] e, per la connessione alla rete di trasmissione, il Codice di Rete [4]. I soggetti responsabili della raccolta, validazione e trasmissione dei dati devono inviare le misure al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo le modalità e le tempistiche stabilite [19].

Per quanto riguarda l'erogazione degli incentivi, le modalità sono disciplinate dalle regole tecniche definite dal GSE [19]. Tali regole variano in base alla configurazione del sistema di accumulo e alla sua integrazione con impianti alimentati da fonti rinnovabili già incentivati. Per ulteriori dettagli, si rimanda alle disposizioni del GSE.

I servizi di rete richiesti ai sistemi di accumulo connessi alle reti in AT sono dettagliati nell'allegato A79 del codice di rete [4]:

- controllo della produzione;
- modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- regolazione di potenza attiva e reattiva;
- sistemi di teledistacco e modulazione rapida della produzione;
- rialimentazione del sistema (*black start*);
- inerzia sintetica;
- supporto di tensione durante i guasti;
- gestione dello stato di carica.

Questi servizi, insieme ai requisiti specifici che i sistemi di accumulo devono rispettare per fornirli, sono descritti in dettaglio nel Codice di Rete [4].

Per quanto riguarda i soggetti ammessi o esclusi dal servizio di stoccaggio e bilanciamento, le società possono stipulare contratti per l'erogazione dei servizi alla rete solo se rispettano i seguenti requisiti [4]:

- non essere state titolari di un contratto di dispacciamento con il Gestore della rete risolto per inadempimento;
- non risultare inadempienti rispetto ad obbligazioni di pagamento nei confronti del Gestore della rete;
- non avere amministratori in comune con società inadempienti o con società che abbiano avuto un contratto di dispacciamento risolto per inadempimento;
- non trovarsi in stato di fallimento, liquidazione coatta amministrativa, concordato preventivo (anche in continuità aziendale) o in condizioni di crisi d'impresa o insolvenza.

1.3. Il mercato elettrico

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

- **Sicurezza:** capacità del sistema elettrico di resistere a variazioni improvvise nello stato di funzionamento, senza compromettere i limiti operativi.
- **Adeguatezza:** disponibilità di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda prevista, mantenendo un margine di sicurezza in ogni periodo.
- **Qualità del servizio:** continuità della fornitura energetica e rispetto degli standard qualitativi, come livello di tensione e assenza di interruzioni.
- **Resilienza:** capacità di reagire a sollecitazioni estreme e ripristinare il normale funzionamento, anche mediante interventi temporanei.
- **Efficienza:** gestione del sistema minimizzando i costi complessivi, rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità.

In tale contesto, l'ARERA si occupa di promuovere la concorrenza e l'efficienza nei settori energetici, garantendo una diffusione omogenea dei servizi sull'intero territorio nazionale. L'ARERA definisce un sistema tariffario basato su criteri trasparenti e predefiniti, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari degli operatori con quelli di carattere sociale, ambientale e di uso efficiente delle risorse, tutelando i consumatori [20].

Più nello specifico, l'Autorità regola le tariffe e garantisce un accesso equo alle infrastrutture nei settori energetici, idrico e dei rifiuti, promuovendo investimenti in infrastrutture per migliorare adeguatezza, efficienza e sicurezza. Essa definisce criteri per allacciamenti, scollegamenti e separazione contabile, stabilendo standard minimi di qualità per i servizi, e favorisce l'integrazione internazionale dei mercati e la concorrenza e l'uso razionale dell'energia attraverso misure di efficienza e sostenibilità.

Parallelamente al flusso fisico dell'energia elettrica, descritto nella Sezione 1.1, il flusso commerciale gestisce la remunerazione dei soggetti coinvolti nel trasferimento dell'energia dai produttori ai clienti finali (Figura 3). Tra i principali attori del mercato elettrico figurano:

- Il GSE gestisce e distribuisce incentivi per fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento, efficienza energetica e biocarburanti. Si occupa della commercializzazione dell'energia soggetta a regimi speciali come il ritiro dedicato, operando come *Balance Responsible Party* (BRP) e utente del trasporto per questa energia.
- Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica e del gas, garantendo trasparenza, neutralità e concorrenza. Gestisce la borsa elettrica, dove si forma il prezzo dell'energia in Italia, e la piattaforma conti energia (PCE) per i contratti bilaterali *over the counter* (OTC) [21]. Il GME è riconosciuto come *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) secondo il Regolamento europeo 2019/943 [22].
- L'Acquirente Unico (AU) fino a luglio 2024, ha gestito i contratti di fornitura per i clienti del mercato tutelato. Da luglio 2024 gestisce le procedure per il servizio a tutele graduali predisposto per il passaggio al mercato libero (come disposto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 [23]), e per il mercato di salvaguardia (istituito dalla legge del 3 agosto 2007 n.15/07 [24]) per imprese e enti

senza fornitore intestatari di un punto di fornitura in MT o AT oppure di soli punti di BT, ma con almeno 50 dipendenti e un fatturato maggiore di 10 milioni di euro.

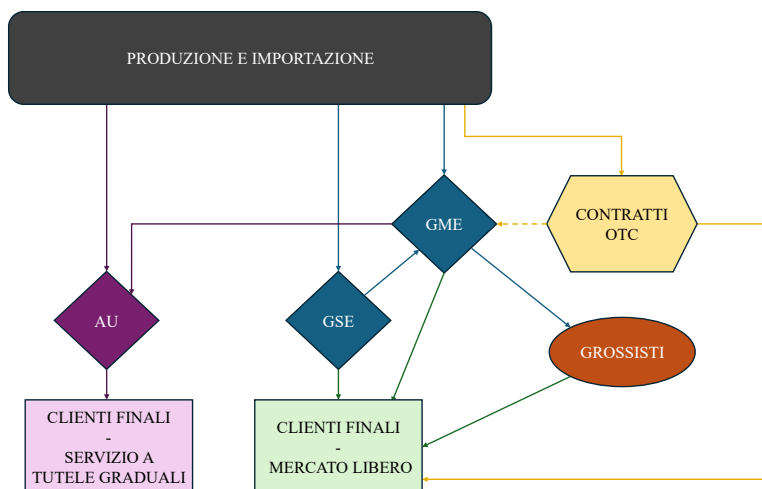


Figura 3. Principali attori del mercato elettrico.

Esistono inoltre aggregatori che facilitano l'accesso al mercato per i clienti finali e forniscono capacità per coprire eventuali sbilanciamenti di rete. I clienti finali possono partecipare direttamente al mercato all'ingrosso o accedere ai mercati *retail*, scegliendo tra diverse offerte commerciali che non si basano esclusivamente sul prezzo unitario ma anche su servizi aggiuntivi, come tariffe *flat*, orarie o interventi di efficientamento energetico.

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). All'interno del MPE si distinguono il Mercato del Giorno Prima (MGP), in cui viene effettuata la programmazione degli scambi energetici per il giorno successivo, e il Mercato Infragiornaliero (MI), che consente di apportare modifiche ai programmi di immissione e prelievo in funzione delle esigenze dei partecipanti. Parallelamente, il TSO gestisce il Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD), fondamentale per regolare gli sbilanciamenti della rete.

In Tabella 1 è riportato uno schema riassuntivo della struttura del mercato elettrico italiano.

I mercati sopraelencati sono regolamentati tramite il Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico [25] e il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) [26]. Di seguito viene fornita una spiegazione dettagliata di questi mercati.

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

Mercato a termine- MTE

Tutti gli operatori del mercato elettrico possono accedere al MTE, dove le negoziazioni avvengono in modalità continua.

Sul MTE sono negoziabili contratti delle seguenti tipologie:

- *Baseload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna.
- *Peakload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dalle 08:00 alle 20:00 di ciascun giorno appartenente al periodo di consegna, esclusi sabato e domenica.

I periodi di consegna per questi contratti possono essere mensili, trimestrali o annuali. Per i contratti con consegna trimestrale o annuale, si applica il meccanismo della cascata, che prevede la trasformazione delle posizioni:

- Al termine della sessione dell'ultimo giorno di negoziazione, le posizioni sui contratti annuali vengono suddivise in equivalenti posizioni sui contratti trimestrali e mensili.
- Allo stesso modo, una posizione su un contratto trimestrale viene trasformata in posizioni equivalenti sui contratti mensili corrispondenti.

Tale meccanismo viene applicato separatamente per i contratti con profilo *baseload* e *peakload*.

Negli altri casi, si procede con la contrattazione continua, in cui i contratti vengono conclusi mediante un sistema di abbinamento automatico delle offerte presenti nel *book*, seguendo criteri di priorità prestabiliti:

1. Le offerte di acquisto con limite di prezzo vengono abbinate, fino a capienza, con offerte di vendita il cui prezzo sia minore o uguale al limite fissato.
2. Le offerte di vendita con limite di prezzo vengono abbinate, fino a capienza, con offerte di acquisto il cui prezzo sia maggiore o uguale al limite fissato.
3. Le offerte senza limite di prezzo vengono abbinate, fino a capienza, con le offerte di segno contrario presenti sul *book* al momento dell'immissione.
4. In caso di esecuzione parziale, la parte ineseguita dell'offerta rimane esposta sul *book* con le stesse condizioni dell'offerta originaria.

È importante notare che offerte di segno opposto presentate dallo stesso operatore non possono essere abbinate. Inoltre, per ogni contratto concluso, il prezzo applicato è quello dell'offerta con priorità temporale. Inoltre, sul MTE è possibile registrare anche contratti conclusi OTC.

Mercato a pronti – MPE

Il mercato elettrico sta attraversando un processo evolutivo finalizzato alla costruzione di un mercato europeo stabile ed efficiente. In questo contesto, è stato redatto il regolamento europeo 2015/1222, noto come regolamento CACM (*Capacity Allocation & Congestion Management*) [27], il cui recepimento rappresenta un percorso articolato e non ancora completamente realizzato. Con l'introduzione del nuovo TIDE [26], che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2025, l'ARERA ha compiuto un ulteriore passo in questo processo di adeguamento.

Il MPE si articola in due diverse sezioni, il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero ciascuna con specifiche finalità e modalità operative.

Mercato del giorno prima - MGP

Il MGP è la principale piattaforma per la compravendita di energia elettrica, in cui vengono scambiati blocchi orari di energia per il giorno successivo. Esso fa parte del processo di *coupling* unico del giorno prima (*Single Day-Ahead Coupling* - SDAC), che rappresenta il processo di aste in cui vengono scambiati prodotti di energia con consegna fisica nel giorno successivo, allocando la relativa capacità di trasporto tramite una rappresentazione zonale del sistema elettrico europeo, che include anche la rappresentazione del sistema elettrico italiano.

Il mercato è composto da un'unica asta implicita eseguita a livello europeo alla quale partecipano tutti i NEMO designati dai paesi membri dell'Unione Europea (UE). Esso è regolato dalle disposizioni del Regolamento CACM. Le offerte sono raccolte a livello nazionale dai NEMO e inviate come input a un algoritmo che fornisce in output i prezzi marginali in ciascuna zona di mercato e la quantità delle offerte accettate. A seguito della risoluzione del mercato, i NEMO a livello nazionale si occupano della liquidazione delle partite economiche. L'algoritmo è progettato dai NEMO e dai TSO per:

- massimizzare il benessere sociale del sistema (differenza tra il valore complessivo delle offerte di acquisto accettate e quello delle offerte di vendita accettate), su base giornaliera;
- utilizzare, quando possibile, un meccanismo di *pricing* a prezzo marginale (valorizzando tutti i volumi accettati allo stesso prezzo);
- prevedere, come alternativa al prezzo marginale, forme di prezzo differenziate (*non uniform pricing*);
- rispettare i vincoli di transito tra le zone di offerta.

Il MGP è stato parte integrante dello SDAC dal febbraio 2015 e comprende le zone interne e quelle ai confini con Austria, Francia e Slovenia. Dal dicembre 2020, lo SDAC è attivo anche sul confine con la Grecia. Sul confine con la Svizzera non è possibile implementare lo SDAC, poiché la Svizzera non è membro dell'UE. Pertanto, su tale confine vengono eseguite aste esplicite per l'allocazione della capacità. Gli operatori presentano offerte indicando quantità e prezzi massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare o vendere. Le curve di domanda e offerta vengono costruite come illustrato in Figura 4.

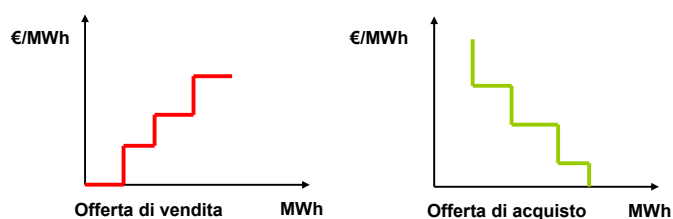


Figura 4. Curve di domanda e offerta nel MGP.

Le offerte vengono accettate in base al merito economico e al rispetto dei limiti di transito tra le zone. Una volta soddisfatta la domanda, tutte le offerte accettate vengono valorizzate al prezzo dell'ultima offerta

accettata, noto come prezzo marginale o *system marginal price* (SMP). In questo sistema, ogni operatore che vende energia ottiene un ricavo calcolato moltiplicando il prezzo marginale per il volume complessivo di energia venduta sul mercato.

Questo meccanismo incentiva gli operatori, in un contesto di mercato concorrenziale, a formulare offerte basate sul proprio costo variabile. I volumi accettati, infatti, sono valorizzati al prezzo marginale di sistema, indipendentemente dal costo effettivo sostenuto dall'operatore.

Un esempio di come si forma il prezzo di equilibrio è riportato in Figura 5.

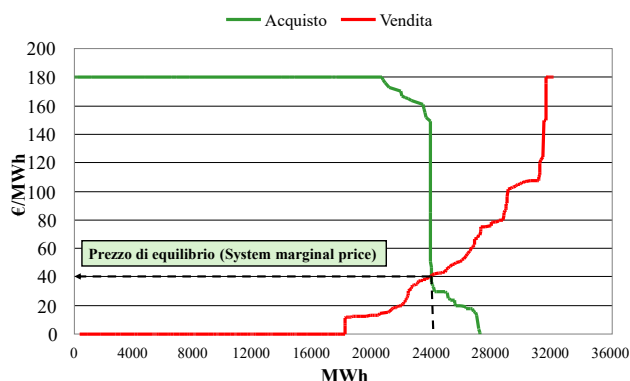


Figura 5. Formazione del prezzo di equilibrio.

Storicamente, il MGP è stato organizzato come segue:

- Le offerte di vendita sono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona di appartenenza. Tale prezzo viene calcolato per ogni ora in base all'intersezione tra la curva di domanda e offerta, con variazioni tra le zone in caso di saturazione dei limiti di transito.
- Le offerte di acquisto accettate per le zone geografiche italiane sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media ponderata dei prezzi zonali per le quantità acquistate. Esistono alcune eccezioni, come le offerte di acquisto riferite alle unità di pompaggio o alle unità di consumo appartenenti a zone virtuali estere.

Dal 2025, tuttavia, il TIDE prevede l'inizio del superamento del PUN [28], avviandosi verso una differenziazione zonale pura. Pertanto, dal 1° gennaio 2025, le offerte di acquisto saranno valorizzate tramite un indice chiamato PUN Index GME.

Il PUN Index GME rappresenta il prezzo di riferimento calcolato dal GME ai sensi dell'articolo 13 del Decreto Legislativo 210/2021 [3], come modificato dalla Legge 11/2024 [29], in continuità con il PUN in essere fino al 31 dicembre 2024. Tuttavia, il PUN Index GME sarà un indice calcolato a consuntivo a partire dai prezzi zonali rispetto ai quali sono accettate le offerte, mentre il PUN costituiva anche il prezzo di riferimento per l'accettazione delle offerte. Questo non garantirà un completo allineamento dei prezzi zonali, che resteranno disallineati sia a causa delle limitate capacità di trasporto interzonali, sia per l'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FER), la cui distribuzione sul territorio nazionale potrebbe essere disomogenea.

Mercato Infragiornaliero - MI

La funzione principale del MI è permettere agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP tramite offerte aggiuntive di acquisto o vendita.

Il CACM prevede la creazione di un *coupling* unico infragiornaliero, ossia la creazione di un MI europeo con contrattazione continua. La piattaforma di negoziazione è la *Cross Border Intraday* (XBID), che consente l'allocazione della capacità di trasporto contestualmente all'abbinamento delle offerte sulla base del principio *first-come, first-served*. Pertanto, tale allocazione avviene gratuitamente. Al fine di introdurre, seppur parzialmente (data l'allocazione gratuita su XBID), una valorizzazione della capacità di trasporto, il TIDE stabilisce aste implicite, denominate *Intra-Day Auctions* (IDAs), svolte in alternanza

con la piattaforma XBID. Durante l'esecuzione delle aste implicite, la contrattazione continua su XBID è sospesa.

Per le aste implicite le offerte sono raccolte a livello nazionale dai NEMO e inviate come input ad un algoritmo che restituisce come output i prezzi marginali in ciascuna zona di mercato e la quantità delle offerte accettate. Per la contrattazione continua, le offerte sono raccolte a livello nazionale dai NEMO in appositi *order book*, che sono condivisi con la piattaforma XBID, che procede all'abbinamento delle offerte e all'allocazione della capacità di trasporto disponibile. A valle della risoluzione delle aste e dell'abbinamento delle offerte in contrattazione continua, i NEMO a livello nazionale si occupano della liquidazione delle relative partite economiche.

A livello nazionale, il MI è parte integrante di XBID da settembre 2021 e include le zone interne e quelle ai confini con Austria, Francia e Slovenia, e Grecia. Sul confine con la Svizzera non è possibile implementare il meccanismo XBID-IDA in quanto la Svizzera non è membro dell'UE; pertanto, su tale confine vengono effettuate aste esplicite per l'allocazione della capacità.

Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

Con il Regolamento 2019/943 e tramite il TIDE, viene introdotto il concetto di ridispacciamento come modifica dei profili di generazione e carico, per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. A livello nazionale, tale attività si svolge nell'ambito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in particolare attraverso l'*Integrated Scheduling Process* (ISP), che si configura come un mercato di ridispacciamento, svolgendo la funzione tradizionalmente attribuita al Mercato per il Servizio del Dispacciamento.

In particolare, attraverso tale mercato, Terna risolve le congestioni, assicura margini di riserva adeguati e garantisce la disponibilità di risorse necessarie per erogare i servizi ancillari non relativi alla frequenza, ma riguardanti la regolazione della tensione, la stabilità e l'inerzia del sistema. Inoltre, oltre all'ISP, Terna può operare sulle piattaforme europee del bilanciamento, come definito dal Regolamento UE 2017/2195 [30].

L'ISP si articola in due componenti: MSD (che rappresenta la fase di programmazione ex-ante, cosiddetto MSD ex-ante) e il mercato del bilanciamento (MB), che riguarda il bilanciamento in tempo reale, con un ruolo residuale, poiché il bilanciamento del sistema avviene principalmente tramite le piattaforme di bilanciamento.

L'obiettivo di questo mercato è garantire la stabilità della rete, mantenendo la frequenza intorno ai 50 Hz, e per farlo deve bilanciare le immissioni e i prelievi, nonostante possibili guasti, indisponibilità o mancata produzione da fonti rinnovabili. Si parla di riserva a salire quando si verifica un calo della produzione o un aumento del carico. In tal caso, Terna può attivare in tempo reale la capacità disponibile per incrementare rapidamente le immissioni di energia o ridurre i prelievi. Al contrario, si parla di riserva a scendere quando è necessario ridurre le immissioni o aumentare i prelievi in risposta a un aumento della produzione o a una diminuzione del carico.

Tipicamente i prezzi delle offerte a salire sono superiori ai prezzi del MGP per stesso periodo temporale, mentre i prezzi delle offerte a scendere sono solitamente inferiori ai prezzi del MGP.

A differenza del MPE e del MTE, il mercato per il dispacciamento adotta un meccanismo di valorizzazione denominato *pay as bid* (PAB): una volta soddisfatta la domanda, tutte le offerte accettate vengono valorizzate al prezzo indicato per ciascuna di esse. Il ricavo di ogni operatore che fornisce energia viene calcolato come la somma del prodotto tra quantità e prezzo di ogni singola offerta accettata. In un mercato concorrenziale, questo meccanismo incentiva gli operatori a formulare offerte puntando sul prezzo massimo dell'ultima offerta accettata.

Storicamente per l'abilitazione ai servizi ancillari in Italia era richiesta una potenza nominale di almeno 10 MVA. Il nuovo TIDE e la delibera del 25 luglio 2023 (345/2023/r/eel) [31] mirano a superare questo limite, consentendo l'abilitazione di un numero maggiore di unità e quindi un maggiore numero di risorse per la fornitura dei servizi ancillari, garantendo un approvvigionamento tecnologicamente neutrale, come

richiesto dal Regolamento europeo [30]. In Tabella 2 è riassunto il meccanismo attraverso il quale Terna reperisce le risorse necessarie per il dispacciamento.

Tabella 2. Approvvigionamento risorse per il dispacciamento (rielaborazione da [32]).

Classe di servizi	Servizi ancillari	Modalità di approvvigionamento	Remunerazione
Regolazione di Frequenza	Riserva Primaria ¹	Obbligatorio	Facoltativa
	Riserva Secondaria	MSD	Pay-as-bid
	Riserva Terziaria (pronta, rotante, di sostituzione)	MSD	Pay-as-bid
	Bilanciamento da riserva di capacità	MSD	Pay-as-bid
Rispetto limiti operativi sugli elementi di rete	Risoluzione congestioni ottenute in fase di programmazione	MSD	Pay-as-bid
Regolazione della Tensione	Regolazione primaria	Obbligatorio	Nessuna
	Regolazione secondaria	Obbligatorio	Nessuna
Ulteriori servizi per la sicurezza del sistema elettrico	Interrompibilità del carico	Aste dedicate	System marginal price €/MW/anno + Pay-as-bid €/MW per interruzione e potenza distaccata
	Emergenza - Rifiuto del carico	Obbligatorio	Nessuna
	Ripristino – Ri-alimentazione del sistema elettrico	Obbligatorio	Nessuna

¹ La riserva primaria con il nuovo TIDE diventerà un servizio approvvigionato a mercato, con sperimentazione a partire da febbraio 2026.

La regolazione della frequenza è trattata nella sezione 1.5, mentre le finalità degli altri servizi sono riassunte come segue:

- Risoluzione delle congestioni: consiste nella gestione delle congestioni intrazonali derivanti dai programmi MGP/MI durante la fase di programmazione.
- Regolazione di tensione (primaria e secondaria): ha l'obiettivo di mantenere le tensioni ai nodi della rete ai valori nominali.
- Rifiuto di carico: in caso di distacco dalla rete di un gruppo di generazione, mira a mantenere il funzionamento in isola, alimentando esclusivamente i servizi ausiliari dell'impianto.
- Teledistacco: consiste nel distacco di alcune unità di produzione.
- Rialimentazione del sistema: prevede l'avviamento autonomo di impianti di produzione in assenza di una sorgente esterna, garantendo la regolazione sia della tensione che della frequenza.
- Interrompibilità del carico: riguarda il distacco di alcune unità di consumo e/o di accumulo.

Mercato della capacità

Oltre ai Mercati dell'Energia e dei Servizi di Dispacciamento, in Italia è attivo anche un Mercato della Capacità [33], [34], concepito per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Questo mercato ha l'obiettivo di promuovere la realizzazione di nuova capacità e di mantenere efficiente quella esistente, offrendo ai produttori segnali di prezzo a lungo termine. Nel contempo, tutela i consumatori dal rischio di prezzi elevati.

Per partecipare a questo mercato, gli operatori devono partecipare a un'asta gestita e coordinata da Terna, in cui offrono una determinata quantità di capacità produttiva elettrica (espressa in MW). La capacità

offerta può includere, su base volontaria UP (sia programmabili che non programmabili, incluse quelle estere) e/o UC.

La capacità offerta può essere preesistente o di nuova costruzione. Tra i principali requisiti di ammissibilità, l'UP deve rispettare un limite massimo di emissioni pari a 550 gCO₂/kWh.

Gli impianti selezionati tramite l'asta ricevono un compenso in euro per MW di potenza impegnata all'anno e stipulano con Terna un contratto d'opzione. La capacità selezionata tramite l'asta ha diritto a ricevere un premio fisso annuale e l'obbligo di offrire la capacità impegnata nei mercati dell'energia e dei servizi. Inoltre, è previsto l'obbligo di restituire a Terna l'eventuale differenza positiva tra il prezzo dell'elettricità realizzato sui mercati e un valore di riferimento definito come *strike-price*. Questo viene calcolato sulla base del costo variabile standard di una ipotetica unità di produzione turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, e include il costo della materia prima, i permessi per le emissioni di CO₂, gli additivi, i prodotti chimici, i catalizzatori, il trattamento dei rifiuti, gli oneri di dispacciamento e altri oneri e rischi operativi.

Per quanto riguarda la durata del contratto con Terna, essa è pari a un anno per gli impianti esistenti, mentre può estendersi fino a quindici anni, su richiesta del produttore, per gli impianti di nuova costruzione. 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. Lo *strike-price*, inoltre, funge da tetto implicito ai prezzi che i mercati dell'energia e dei servizi potranno raggiungere nei prossimi anni.

Le FER non programmabili hanno l'obbligo di presentare offerte relative alla capacità contrattualizzata nei mercati dell'energia (MGP, MI e MSD) per ogni ora inclusa nelle ore di picco di carico settimanale, definite da Terna, pari a sei ore al giorno. Qualora la capacità media offerta durante tali ore risulti inferiore a quella contrattualizzata, si considera violato l'obbligo di offerta, mitigando così i rischi legati all'intermittenza di queste risorse.

Dal 2022, con la delibera ARERA 566/2021 [35], è stato introdotto nelle bollette elettriche il "*Corrispettivo Mercato Capacità*", un costo a carico di tutti i clienti finali per finanziare il funzionamento di questo sistema.

Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico - MACSE

Il Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) [36], [37] è uno strumento introdotto con il Decreto Legislativo 210/21 [3], in risposta alla crescente diffusione delle FER. L'obiettivo principale di questo meccanismo è consentire un utilizzo efficiente dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e, al contempo, garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico, attraverso la fornitura di servizi di dispacciamento.

Il MACSE permette al sistema di acquisire nuova capacità di accumulo tramite contratti assegnati attraverso aste competitive organizzate da Terna. Esso mira a fornire segnali di prezzo a lungo periodo, riducendo l'incertezza per gli investitori e incentivando l'ingresso nel mercato dei sistemi di accumulo.

A differenza del mercato della capacità, il MACSE remunera gli impianti di accumulo di nuova realizzazione attraverso contratti a lungo termine, con un premio espresso in €/MWh/anno, determinato tramite aste concorrenziali. In cambio, i gestori degli impianti di stoccaggio che parteciperanno al MACSE devono rendere disponibile la capacità di accumulo per la fornitura dei "*prodotti di time-shifting*", che permettono lo spostamento temporale di energia, e offrire la capacità non utilizzata sul MSD.

Possono partecipare al MACSE gli operatori che possiedono le autorizzazioni necessarie per la costruzione e l'esercizio di capacità di accumulo di nuova realizzazione, a condizione che non abbiano già partecipato al mercato della capacità o al progetto pilota *Riserva Ultrarapida* e che rinuncino a qualsiasi altra forma di incentivazione. Per gli impianti di pompaggio, è richiesta la concessione idroelettrica (concessione di utilizzo di un bene demaniale quale l'acqua [38]), e sono ammessi anche progetti di riconversione di impianti idroelettrici in impianti di pompaggio, o di potenziamento, purché l'incremento sia almeno del 15% rispetto alla capacità preesistente. In tal caso, la capacità qualificabile per la partecipazione al meccanismo è limitata alla sola componente incrementale.

Conformemente alla delibera ARERA 247/2023 [39], Terna è incaricata di redigere e aggiornare ogni due anni il documento "*Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica*" [40], che analizza le tecnologie disponibili per lo stoccaggio elettrico e identifica quelle di riferimento. A ciascuna tecnologia di riferimento vengono associate specifiche caratteristiche tecniche e operative, come mostrato in Figura 6. Nel periodo attuale, le tecnologie di riferimento sono le batterie agli ioni di litio e i sistemi di pompaggio idroelettrico, ma altre tecnologie possono partecipare alle aste se soddisfano i requisiti tecnici minimi. Per queste tecnologie alternative, è previsto un limite del 10% sul contingente massimo assegnabile.

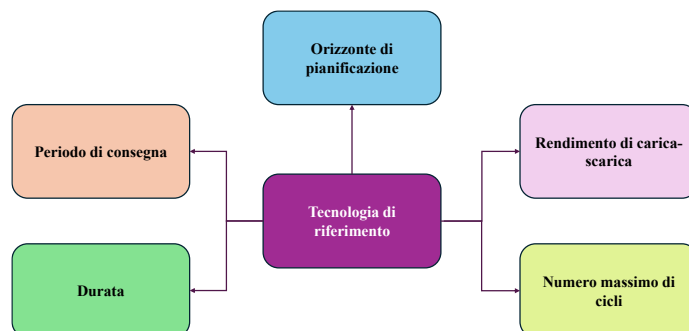


Figura 6. Caratteristiche tecnologia di riferimento (rielaborazione da [37]).

Terna pubblica i fabbisogni di capacità di stoccaggio e la loro progressione temporale almeno 270 giorni prima di ciascuna procedura concorsuale. Dopo l'approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), vengono resi noti i contingenti da approvvigionare e quelli minimi e massimi per ciascuna area di mercato. Per l'asta breve, i contingenti sono definiti come il minimo tra il fabbisogno nazionale per il primo anno di consegna e l'80% della capacità qualificata per quell'asta, mentre per l'asta lunga, sono determinati come il minimo tra la differenza tra il fabbisogno del primo anno e quello dell'anno precedente e l'80% della capacità qualificata. In entrambi i casi, questi contingenti definiscono una curva di domanda anelastica per la procedura d'asta.

I partecipanti all'asta devono indicare la quantità di energia accumulabile (in MWh) e il premio richiesto (in €/MWh/anno). La curva di offerta è costruita moltiplicando i premi per specifici coefficienti descritti nella relazione tecnica di Terna [40], che considerano fattori come la durata dell'accumulo e il rendimento, che riflettono le prestazioni dei sistemi di accumulo rispetto ai valori target.

Questa metodologia consente di premiare i sistemi con prestazioni superiori e penalizzare quelli con prestazioni inferiori, stabilendo un ordine delle offerte in base al merito economico. Ad esempio, un sistema con una durata di carica inferiore al target viene penalizzato da un coefficiente (96%), abbassando la sua posizione nella curva di offerta. Al contrario, se il sistema ha un rendimento di carica-scarica inferiore a quello previsto (coefficiente 105%), la sua offerta sarà meno competitiva, ponendola più in alto nella curva e riducendo la probabilità di accettazione.

I vincitori dell'asta ottengono contratti di approvvigionamento standard, con pagamento del premio mensile, basato sul criterio "*pay as bid*". I prodotti di *time-shifting* permettono ai gestori di controllare un sistema di accumulo virtuale, accumulando energia per re-immetterla successivamente in rete. Questi prodotti vengono acquistati tramite una piattaforma gestita dal GME, che coinvolge Terna e gli operatori del mercato, ma non i gestori dei sistemi di accumulo. In particolare:

- Il GME gestisce la piattaforma di mercato per l'acquisto dei prodotti.
- Terna definisce la capacità disponibile per il *time-shifting*.
- Gli operatori di mercato acquistano i prodotti e offrono la potenza aggiudicata nei mercati energetici o attraverso contratti bilaterali.
- Terna ripartisce i programmi di utilizzo sui singoli sistemi di accumulo, considerando lo stato del sistema elettrico e l'utilizzo precedente di ciascun sistema.

Qualora un operatore superi i limiti di energia accumulabile, gli esuberi vengono trattati da Terna come sbilanciamenti.

I contratti di *time-shifting* sono definiti in base a vari fattori:

- La zona di mercato di riferimento.
- Il periodo di validità, che può essere giornaliero o pluriennale.
- Le caratteristiche tecniche dell'accumulo virtuale controllato, come il rapporto tra energia e potenza, il rendimento di carica-scarica e lo stato di carica iniziale.

Le aree di mercato del MACSE non coincidono necessariamente con le zone del mercato elettrico; quindi, le aree di approvvigionamento potrebbero non seguire la stessa suddivisione geografica.

Il principale ricavo per i gestori dei sistemi di accumulo deriva dal premio fisso ottenuto tramite l'asta competitiva, ma i gestori possono trattenere fino al 20% dei ricavi derivanti dal MSD. Le offerte devono rispettare specifiche regole per evitare che vengano restituiti corrispettivi variabili, mantenendo la competitività dei prezzi. Il corrispettivo variabile si applica quando il prezzo offerto risulta superiore o inferiore allo *strike-price*. Lo *strike-price* per le offerte a salire è calcolato sulla base della metodologia più recente approvata dall'Autorità per il calcolo del prezzo di esercizio nel Mercato della capacità. Per le offerte a scendere, invece, lo *strike-price* è pari a 0 €/MW. Il meccanismo è rappresentato in Figura 7.

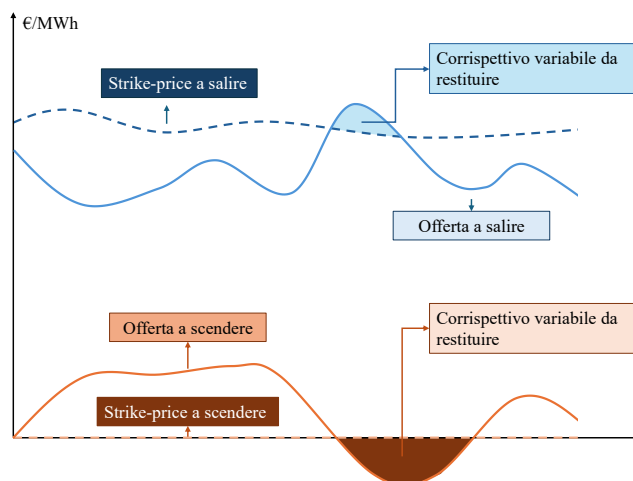


Figura 7. Funzionamento dello *strike-price* (rielaborazione da [37]).

La potenza di riferimento per il calcolo del corrispettivo variabile è la differenza tra il programma in uscita dai prodotti di *time-shifting* e la potenza massima o minima. Se la potenza offerta nel MSD è inferiore alla potenza di riferimento, la quota residua verrà valorizzata utilizzando il prezzo più alto (o basso) delle offerte a salire (o scendere) accettate nel MSD nella relativa zona di bilanciamento, come riportato in Figura 8.

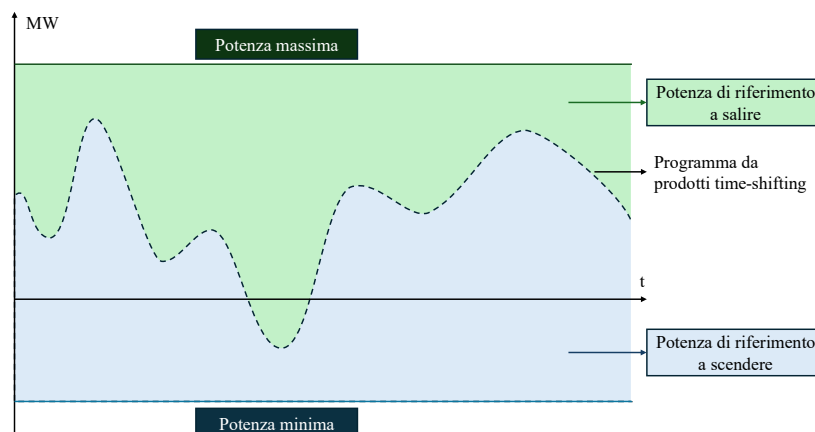


Figura 8. Valorizzazione quota potenza rimanente post programma da prodotti *time-shifting* (rielaborazione da [37]).

1.4. Stato dell'arte dei sistemi di accumulo

I sistemi di stoccaggio sono fondamentali per il funzionamento affidabile e stabile della rete. Per questo motivo, la ricerca su nuovi metodi di accumulo con performance sempre migliori è in continua evoluzione. I sistemi attualmente disponibili sul mercato e quelli in fase di studio si possono dividere in cinque categorie: Meccanici, Elettrici, Elettrochimici, Chimici e Termici [41]. In Figura 9 vengono riassunte le varie tecnologie, che verranno dettagliate poi nel seguito.

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 9. Panoramica dei sistemi di accumulo.

Sistemi di accumulo meccanici

I sistemi di accumulo meccanici sono ampiamente utilizzati grazie alla loro capacità di convertire e rilasciare energia velocemente. Questi sistemi generalmente convertono energia elettrica in energia cinetica o potenziale e viceversa [42].

Volani

I volani accumulano energia sotto forma di energia cinetica [43]. Essi vengono messi in moto o accelerati attraverso dei motori elettrici e immagazzinano una quantità di energia proporzionale al quadrato della velocità angolare e al momento di inerzia. All'occorrenza, l'energia cinetica viene riconvertita in energia elettrica tramite un generatore e un convertitore che adatta la frequenza a quella di rete. Le perdite principali sono dovute alla frizione dei cuscinetti e del volano, per questo motivo, sono generalmente posti

sottovuoto e dotati di cuscinetti magnetici [44], [45]. Uno schema di funzionamento di un volano è riportato in Figura 10.

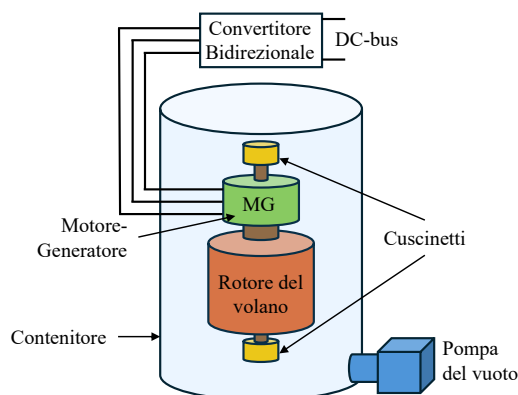


Figura 10. Schema funzionamento volano [46].

I volani hanno tempi di carica e scarica dell'ordine dei secondi e tempi di risposta molto rapidi, nell'ordine dei millisecondi [47]. Raggiungono un'efficienza di *round-trip* molto elevata, intorno al 90% [48]. Tale efficienza è definita come il rapporto tra l'energia in ingresso e l'energia in uscita durante un intero ciclo di carica e scarica. I volani hanno alte densità di potenza (nell'ordine di 10^6 W/m³ [49]), e densità di energia di circa 10^4 - 10^5 Wh/m³ e 10-100 Wh/kg [49]. Tuttavia, presentano una significativa autoscarica, con una perdita del 50% in 24 h [50]. In generale, hanno una lunga vita operativa, superiore a 10^5 cicli [51], una vita utile di circa 20 anni [52] e un ridotto ingombro del suolo [49].

Le versioni commerciali hanno capacità energetiche che variano da 10 a 10^4 Wh, potenze da 10^3 a 10^6 W e durate operative che spaziano da pochi secondi a qualche ora [53].

Tra le applicazioni principali dei volani ci sono: il settore dei trasporti (bus, metropolitane e traghetti), il settore energetico (supporto della rete elettrica in termini di stabilità, regolazione di frequenza e tensione) e il settore industriale (utilizzati come gruppi di continuità o per migliorare l'efficienza di ascensori ed elevatori). Un altro utilizzo promettente è come supporto ad altri sistemi di accumulo, come le batterie, per aumentarne la vita utile [51].

I volani rappresentano una tecnologia matura, anche se ci sono ancora aspetti tecnologici che possono essere migliorati, tra cui: aumentare la densità di energia, ridurre i costi tramite procedure di fabbricazione dei dischi del volano più efficienti, incrementare la velocità di rotazione grazie a nuove tecnologie di cuscinetti, ottimizzare l'elettronica di potenza per migliorare il controllo del volano e la potenza scambiata, e incrementare la sicurezza del contenitore esterno [51].

Dal punto di vista economico, il costo attuale dei volani è intorno ai 1000 €/kWh o 200 €/kW [52], mentre il *levelized cost of storage* (LCOS) si assesta intorno ai 60 €/kWh [52].

Nella valutazione dell'impatto ambientale, bisogna considerare che i volani hanno una lunga durata, non degradano in efficienza o in capacità, ma presentano un'elevata autoscarica [43]. I materiali utilizzati (principalmente acciaio o materiali compositi rinforzati con fibre) non sono considerati critici, ma la produzione di acciaio ha un alto impatto in termini di emissioni di CO₂, e il riciclo dei materiali compositi è complesso. In generale, il problema dello smaltimento e del riciclo è meno rilevante rispetto ad altri sistemi di accumulo, vista la lunga vita operativa dei volani. Tuttavia, i materiali che li compongono, a eccezione dell'acciaio, sono difficilmente riciclabili [43]. L'impatto ambientale durante l'uso dipende dal mix energetico utilizzato per la ricarica [54]. Per quanto riguarda la sicurezza, i volani devono essere protetti contro le rotture grazie a contenitori esterni adeguati [55].

Accumuli a pompaggio idrico (HPS)

L'accumulo a pompaggio idrico (HPS) è una tecnologia di accumulo energetico diffusa e consolidata, che sfrutta l'energia potenziale dell'acqua. Durante i periodi di bassa domanda e alta disponibilità energetica, l'acqua viene pompata in un bacino situato a monte. All'occorrenza, questa viene rilasciata per generare

energia elettrica mediante turbine, garantendo tempi di reazione rapidi. Un esempio del suo principio di funzionamento è illustrato in Figura 11.

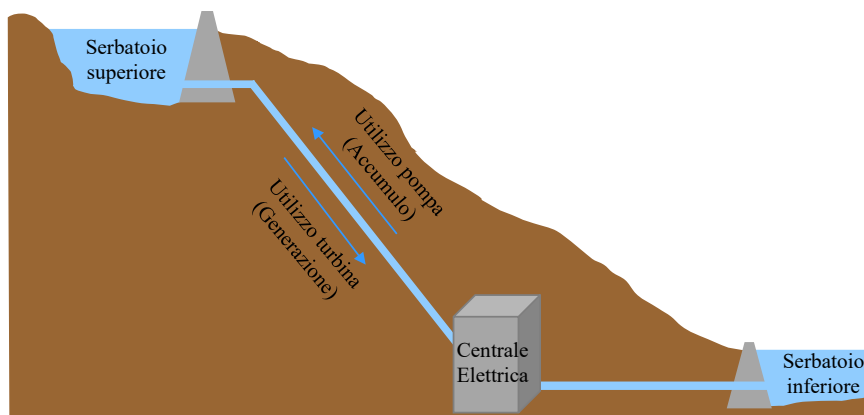


Figura 11. Schema di funzionamento accumulo a pompaggio idrico [56].

Sul territorio italiano sono attualmente operativi diversi impianti di accumulo a pompaggio idrico, di cui uno in Alto Adige (centrale di Santa Valbura/Pracomune) e in particolare in Val d'Ultimo, con una capacità di 10.8 GWh e una potenza di picco di 42 MW [57].

I HPS presentano tempi di carica e scarica che possono variare da pochi minuti a diverse ore [56], con tempi di reazione molto rapidi [43], caratteristica che li rende particolarmente adatti per fornire bilanciamenti di rete in caso di guasti o per la regolazione primaria e secondaria [51]. Hanno inoltre una bassa autoscarica [58] e possono dunque immagazzinare energia per molti mesi [48].

Dal punto di vista dell'efficienza, i sistemi HPS raggiungono valori di *round-trip* compresi tra il 70% e l'85% [56]. Tuttavia, a fronte di questi vantaggi, richiedono ampie superfici e dislivelli significativi per l'installazione, fattori che ne limitano la diffusione a specifiche conformazioni territoriali [43], [56].

Data l'elevata occupazione del suolo, i HPS mostrano una densità di potenza relativamente bassa (tra i 500 e i 1500 W/m³ [59]) e basse densità di energia ed energia specifica (200-1600 Wh/m³ [43] e 3 Wh/kg [56]). Nonostante ciò, possono raggiungere capacità energetiche estremamente elevate, fino a 10¹¹ Wh e potenze di picco dell'ordine di 10⁹ W [56].

Dal punto di vista economico, il costo di un sistema HPS varia tra 40 e 150 €/kWh e tra 400 e 1500 €/kW [60]. Secondo [52] il LCOS si assesta intorno ai 45 €/kWh.

Dal punto di vista ambientale, i HPS si distinguono per la loro eccezionale durata operativa, che può arrivare fino a 150 anni, con infiniti cicli di carica/scarica e un degrado minimo nel tempo [56]. Tuttavia, la costruzione degli impianti comporta una significativa alterazione degli ecosistemi locali, con possibili impatti negativi su flora e fauna. Questi aspetti, uniti alla necessità di occupare ampie superfici, possono influire negativamente sull'accettabilità sociale della tecnologia [55]. I materiali principali utilizzati nella costruzione dei HPS sono cemento e acciaio. Sebbene la loro produzione comporti elevate emissioni di CO₂, tale impatto è in parte compensato dalla lunga durata di servizio. Inoltre, il riciclo o lo smaltimento di questi materiali non presenta criticità particolari [43].

Accumuli ad aria liquida (LAES)

L'accumulo ad aria liquida (LAES) è una tecnologia emergente che utilizza la compressione e la decompressione dell'aria per immagazzinare e rilasciare energia. Il sistema è composto da tre componenti principali: il sistema di carica, l'accumulatore e il sistema di scarica. Durante la fase di carica, l'aria ambientale viene compressa e raffreddata fino a diventare liquida mediante un processo industriale di liquefazione, alimentato da energia elettrica. L'aria liquida viene quindi stoccata in serbatoi isolati a bassa pressione che fungono da accumulatori. In fase di scarica, l'aria liquida viene prelevata, pompata e trasformata in gas attraverso l'evaporazione; l'espansione del gas aziona un sistema a pistoni o una turbina per generare energia elettrica [56]. Un esempio schematico di un sistema ad aria liquida è riportato in Figura 12.

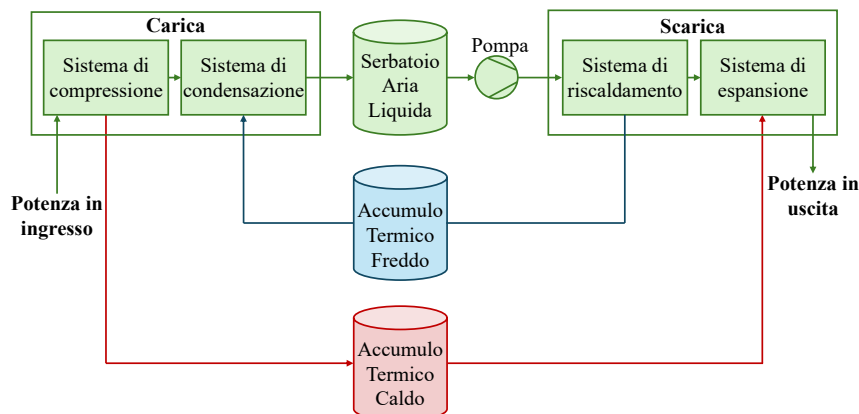


Figura 12. Schema di funzionamento LAES [56].

Sebbene la tecnologia sia ancora in fase di precommerciale [61], [62], presenta caratteristiche interessanti. La capacità energetica di un sistema di accumulo ad aria liquida varia tra 10^7 Wh e $7.8 \cdot 10^9$ Wh, con una capacità di potenza fino a $65 \cdot 10^7$ W [56]. Il tempo di reazione è dell'ordine di pochi minuti, mentre il tempo di carica varia tra 2 e 24 ore [56]. Inoltre, il sistema offre una bassa autoscarica, pari a circa l'1% al giorno [63], e una densità di energia compresa tra 10^4 e 10^5 Wh/m³ [56]. L'efficienza *round-trip* è relativamente bassa, variando dal 45% al 70% [61]. Grazie a queste caratteristiche, il sistema risulta promettente per il bilanciamento della rete, l'integrazione delle energie rinnovabili e l'erogazione di servizi ancillari.

La vita operativa dei sistemi ad aria liquida è stimata in circa 30 anni, con la possibilità di effettuare fino a 30000 cicli di carica e scarica [56].

Sul piano economico, secondo [56], [60], il costo varia tra 60 e 600 €/kWh e tra 500 e 3500 €/kW.

Dal punto di vista ambientale, questa tecnologia mostra un impatto in termini di riscaldamento globale inferiore rispetto alle batterie al litio, soprattutto quando impiegata in cogenerazione per produrre energia elettrica e calore [64]. Tuttavia, essendo una tecnologia relativamente nuova, esistono ampi margini di miglioramento attraverso la ricerca e lo sviluppo di materiali innovativi che potrebbero ridurre ulteriormente l'impatto ambientale [64].

Accumuli ad aria compressa (CAES)

Gli accumuli ad aria compressa (CAES) immagazzinano energia elettrica sotto forma di energia potenziale dell'aria pressurizzata, per poi riconvertirla in energia elettrica mediante turbine. Esistono due principali configurazioni: diabatico e adiabatico [51].

Nei sistemi diabatici, l'energia viene utilizzata per comprimere aria a una pressione di circa 100 bar, che viene poi immagazzinata in caverne sotterranee profonde, tipicamente costituite da sale. Quando è necessaria energia, l'aria compressa viene riscaldata tramite la combustione di gas naturale o altri combustibili e successivamente espansa per azionare una turbina a gas, generando elettricità. Questo tipo di sistema, tuttavia, è considerato un ibrido tra una turbina a ciclo aperto alimentata a gas naturale e un sistema di accumulo [56]. Il principio di funzionamento è riportato in Figura 13 (a).

I sistemi adiabatici seguono un processo simile, ma il calore generato durante la compressione dell'aria viene catturato e stoccato in un sistema di accumulo termico. Durante la fase di scarica, il calore accumulato viene riutilizzato prima di espandere l'aria compressa, consentendo di evitare la combustione di gas naturale. Questa configurazione migliora l'efficienza e riduce le emissioni [56]. Il principio di funzionamento è riportato in Figura 13 (b).

Questa tecnologia è ritenuta matura, anche se sono operativi soltanto due impianti al mondo [51]. Le principali limitazioni alla diffusione includono l'elevata occupazione di suolo e la necessità di ampi spazi sotterranei idonei [65]. I sistemi CAES presentano tempi di reazione dell'ordine di pochi minuti e possono scaricarsi in alcune ore [56]. Grazie a un'autoscarica trascurabile [65], risultano particolarmente adatti per accumuli di lunga durata, anche per mesi [48]. La capacità di energia raggiunge valori fino a 10^{10} Wh, con

una capacità di potenza fino a 10^8 W [56], rendendoli utili per servizi di bilanciamento secondario e terziario, oltre che per supportare reti di media tensione [51].

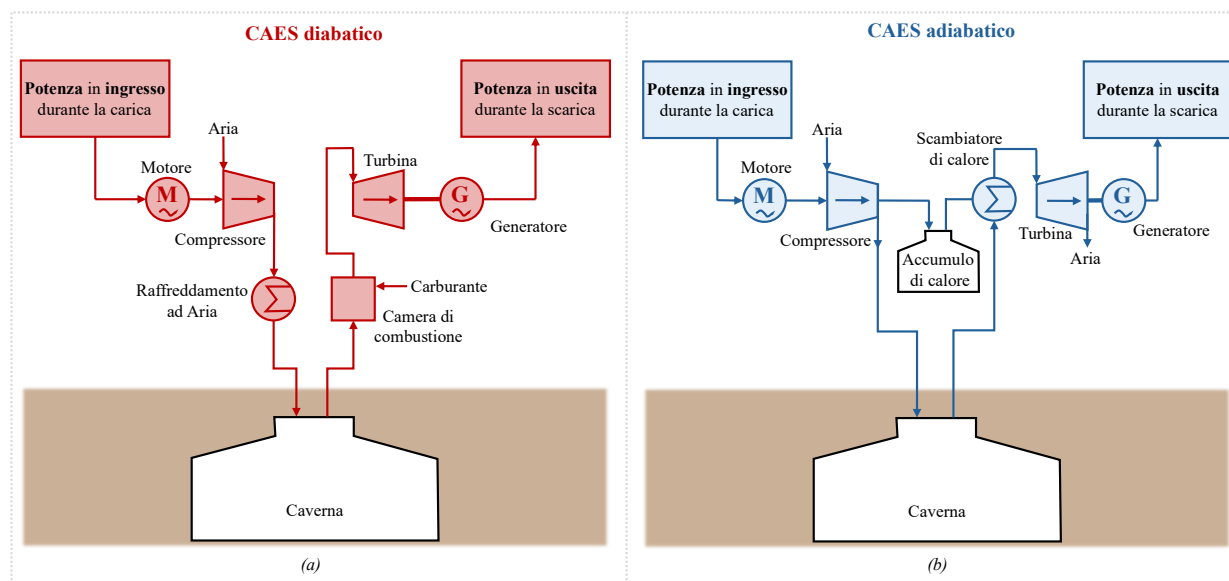


Figura 13. Schema di funzionamento CAES (a) diabatico (b) adiabatico [56].

L'efficienza di *round-trip* varia tra il 55% per i sistemi diabatici e il 70% per quelli adiabatici [56]. La densità di energia oscilla tra 200 e 2000 Wh/m³, l'energia specifica tra 3 e 60 Wh/kg, mentre la densità di potenza si colloca tra i 200 e i 10⁴ W/m³ [49]. La durata operativa supera i 30 anni, con oltre 10000 cicli di carica e scarica [49], [56]. Dal punto di vista economico, il costo varia tra 5 e 150 €/kWh e tra 400 e 1200 €/kW, secondo [56], [60]. Il LCOS è invece stimato intorno a 250 €/kWh [52].

Sebbene la costruzione di questi sistemi comporti un impatto ambientale significativo, la loro longevità ne attenua gli effetti. I materiali utilizzati sono prevalentemente non critici e a basso impatto, ma i sistemi diabatici presentano elevate emissioni dovute all'uso di turbine alimentate a gas naturale [43], [66].

Accumuli tramite pompe di calore (PHES)

I sistemi di accumulo a pompaggio di calore (PHES) funzionano in modo simile agli accumuli a pompaggio idrico, ma utilizzano il calore come vettore energetico. In questi sistemi, il calore viene trasferito da un serbatoio termico freddo (-160 °C) a uno caldo (500 °C) attraverso una pompa di calore/motore termico reversibile [56]. Durante la fase di scarica, il processo viene invertito e il motore termico converte l'energia termica in energia elettrica.

Il sistema opera in un circuito chiuso, solitamente riempito con gas argon, scelto per le sue prestazioni superiori rispetto all'aria nel riscaldamento e raffreddamento a parità di variazione di pressione. I serbatoi sono costituiti da rocce con buone proprietà termiche.

Durante la fase di carica, l'argon a pressione e temperatura ambiente viene compresso da un compressore alimentato da un motore elettrico. Questo processo riscalda l'argon, che viene trasferito nella parte superiore del serbatoio caldo. Qui, il gas scorre attraverso le rocce, riscaldandole e raffreddandosi, creando un gradiente termico nel serbatoio. Successivamente, l'argon raffreddato e ad alta pressione entra nell'espansore, si espande fino alla pressione ambiente e si raffredda ulteriormente, per poi essere inviato al serbatoio freddo, dove raffredda le rocce e si riscalda prima di tornare al compressore a pressione e temperatura ambiente.

Durante la fase di scarica, il flusso di gas viene invertito. L'argon scorre dal serbatoio freddo al compressore, dove viene compresso e riscaldato, per poi fluire verso il serbatoio caldo, dove cede calore alle rocce. Il gas caldo e pressurizzato viene infine espanso in un generatore, producendo energia elettrica. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 14.

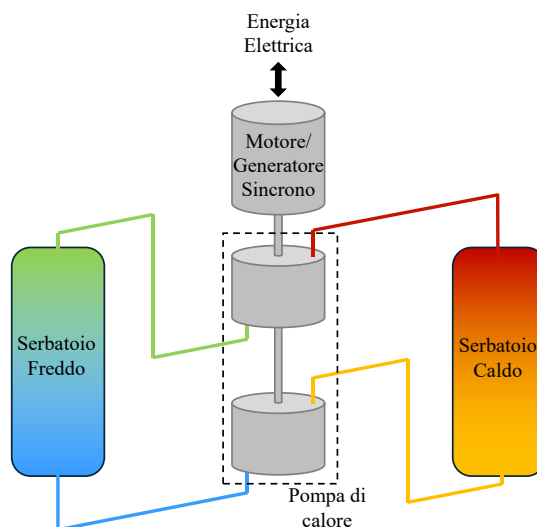


Figura 14. Schema di funzionamento PHES [56].

Questa tecnologia è ancora in fase di sviluppo, ma offre prospettive interessanti per i servizi di regolazione secondaria e terziaria grazie a tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi e una durata di scarica fino a qualche ora [56]. I sistemi PHES possono raggiungere capacità di accumulo fino a 10^9 Wh e potenze fino a $2 \cdot 10^8$ W. Nei prototipi l'efficienza di *round-trip* si assesta tra il 70 e il 75% e l'energia specifica tra i 15 e i 30 Wh/kg.

Essendo una tecnologia in fase di sviluppo, le informazioni disponibili sono ancora limitate, ma i prototipi suggeriscono un degrado piuttosto limitato, con una durata di circa 15000 cicli e una vita operativa stimata tra 20 e 30 anni. Dal punto di vista economico, i costi si aggirano intorno ai 20 €/kWh e 350 €/kW [56].

Sistemi di accumulo elettrici

I sistemi di accumulo elettrici immagazzinano direttamente energia elettrica senza la necessità di convertirla in altre forme. A questa categoria appartengono supercondensatori e accumuli di energia elettromagnetica a superconduttori.

Supercondensatori

I supercondensatori, noti anche come condensatori a doppio strato elettrico (*Electric Double Layer Capacitor* - EDLC), immagazzinano carica elettrica in un doppio strato all'interfaccia tra un elettrodo di carbonio e un elettrolita liquido. La capacità di accumulo è determinata dalla superficie dell'elettrodo, che nei supercondensatori è particolarmente estesa grazie alla porosità del carbonio utilizzato.

Durante la carica, i cationi si accumulano al confine tra l'elettrodo negativo e l'elettrolita, mentre gli anioni si dispongono al confine tra l'elettrodo positivo e l'elettrolita, formando i cosiddetti strati di Helmholtz. A differenza delle batterie, i supercondensatori immagazzinano energia tramite effetti elettrostatici, senza coinvolgere reazioni chimiche. Il principio di funzionamento è riportato in .

I supercondensatori si distinguono per una densità di potenza estremamente elevata, che può raggiungere 10^3 W/kg e 10^7 W/m³ [49], [56]. Tuttavia, presentano valori relativamente bassi di energia specifica e densità di energia, rispettivamente pari a 10 Wh/kg e 10^4 Wh/m³ [49], [56]. Questi dispositivi possono raggiungere una capacità di accumulo pari a 10^4 Wh [41] e una potenza fino a 10^5 W [49].

I tempi di reazione dei supercondensatori sono estremamente rapidi, dell'ordine dei millisecondi [56]. Tuttavia, soffrono di un'alta autoscarica [49] e hanno tempi di scarica che vanno da qualche secondo a qualche minuto. Grazie alla loro alta efficienza di *round-trip*, pari a circa il 90% [56], e alla rapidità di risposta, sono particolarmente adatti per la gestione di picchi di potenza, per sistemi di alimentazione senza interruzioni (UPS) e come *backup* di potenza per dispositivi elettronici sensibili [51], [56].

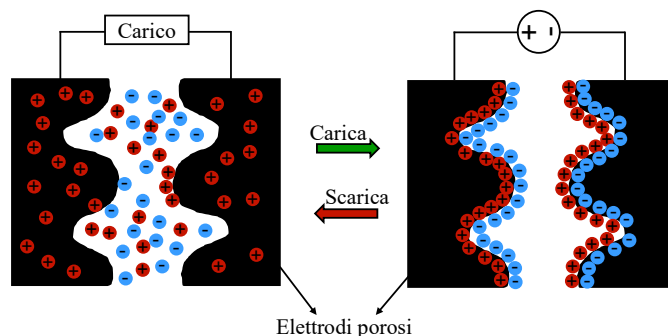


Figura 15. Schema di funzionamento EDLC [67].

Questa tecnologia è considerata matura, ma la ricerca è attualmente orientata verso lo sviluppo di materiali più performanti e meno costosi, sia dal punto di vista economico che ambientale [68]. L'impatto ambientale e le difficoltà di riciclo dei materiali rappresentano dei limiti, parzialmente compensati dalla lunga durata operativa, che può arrivare fino a 10 anni, e dall'elevato numero di cicli di carica e scarica, fino a 10^7 cicli [49].

Dal punto di vista economico, i supercondensatori presentano un costo relativamente alto, stimato intorno ai 10000 €/kWh e 100-500 €/kW, dovuto ad un elevato prezzo dei materiali [52], [56]. Il loro LCOS è stimato intorno a 194 €/kWh [52].

Accumuli di energia elettromagnetica a supercondensatori (SMES)

I sistemi di accumulo di energia elettromagnetica a supercondensatori (SMES) immagazzinano energia sotto forma di energia magnetica. Sono composti da una bobina realizzata in materiale superconduttore e un sistema di raffreddamento della bobina.

Durante la carica in corrente continua, quando nella bobina la corrente raggiunge il massimo al di sotto del limite critico di corrente, la bobina viene cortocircuitata e la corrente fluisce nella bobina senza perdite significative generando un campo magnetico. Nella fase di scarica, la bobina viene connessa al carico e rilascia energia. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 16.

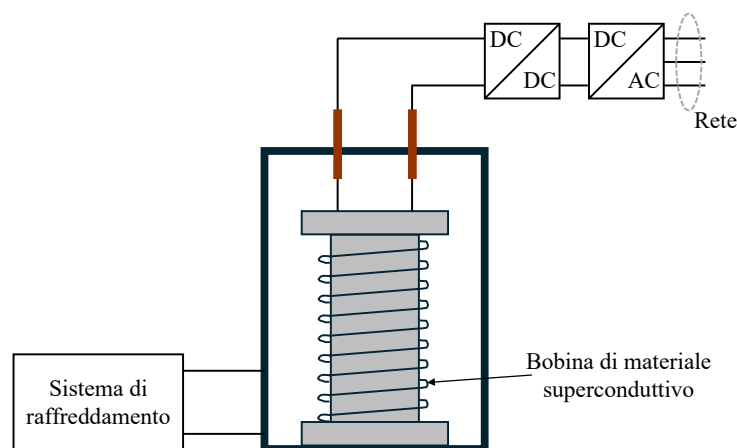


Figura 16. Schema di funzionamento SMES [69].

I sistemi SMES si distinguono per i tempi di reazione estremamente rapidi, dell'ordine dei millisecondi, e tempi di scarica che possono variare da pochi minuti fino a qualche ora [49], [70]. Questi sistemi possono raggiungere potenze fino a 10^7 W e capacità di accumulo fino a $5 \cdot 10^3$ Wh [71]. Essi presentano un'alta densità di potenza, circa 10^6 W/m³ [49], mentre densità di energia ed energia specifica risultano inferiori, rispettivamente comprese tra 200 e 1000 Wh/m³ e 0.5-5 Wh/kg [49].

L'efficienza di *round-trip* è elevata, tra l'80% e il 95% [49], ma questi sistemi possono soffrire di un'alta autoscarica [72] se non mantenuti a basse temperature, con perdite di carica comprese tra il 10% e il 15%

al giorno [73]. Nonostante ciò, presentano una vita utile di circa 30 anni e possono raggiungere fino 10^5 cicli di lavoro [42], [49]. L'alto costo dei materiali superconduttori ne limita tuttavia la diffusione [70], [71].

Gli SMES a bassa temperatura sono considerati una tecnologia matura, mentre quelli funzionanti a temperature più elevate sono ancora oggetto di ricerca [70]. Le principali applicazioni riguardano l'uso come sistemi UPS e per la gestione dei picchi di potenza. Tuttavia, queste applicazioni sono attualmente limitate a piccole dimensioni a causa dei costi elevati [42], [69].

Per quanto riguarda i costi, il prezzo dei sistemi SMES può raggiungere valori elevati, fino a 10000 €/kWh e 100 €/kW [49], [52]. Il LCOS è stimato intorno a 140 €/kWh [52].

Dal punto di vista ambientale, i materiali utilizzati nei sistemi SMES sono generalmente riciclabili, ma possono insorgere problematiche relative alla radiazione magnetica nelle immediate vicinanze [68].

Sistemi di accumulo elettrochimici

I sistemi di accumulo elettrochimici sono tecnologie che convertono l'energia elettrica in energia chimica, immagazzinandola all'interno del sistema stesso.

Batterie convenzionali

Batterie Piombo Acido

Il funzionamento delle batterie piombo-acido si basa su reazioni chimiche reversibili tra i materiali attivi presenti sugli elettrodi e l'elettrolita. Durante la scarica, l'acido solforico presente nell'elettrolita reagisce con l'elettrodo positivo (biossido di piombo) e quello negativo (piombo spugnoso), formando solfato di piombo su entrambi gli elettrodi. Questa reazione libera elettroni che, passando attraverso un circuito esterno, generano corrente elettrica. Nella fase di carica, una tensione esterna applicata spinge gli elettroni verso l'elettrodo negativo, riconvertendo il solfato di piombo in biossido di piombo sull'elettrodo positivo e piombo spugnoso su quello negativo. In parallelo, la scissione delle molecole d'acqua durante l'elettrolisi aumenta la concentrazione di acido solforico. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 17.

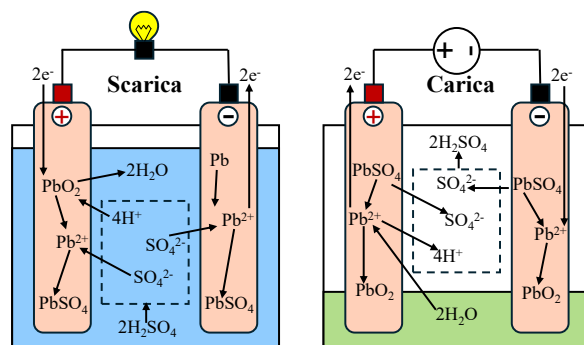


Figura 17. Schema di funzionamento batteria piombo acido [74].

Questa tecnologia, consolidata e ampiamente utilizzata, trova impiego in numerose applicazioni, tra cui l'avviamento di veicoli, i muletti, gli UPS e i sistemi di backup di potenza [56]. Le batterie piombo-acido sono caratterizzate da una rapida risposta, dell'ordine di pochi millisecondi, ma necessitano di diverse ore per una ricarica completa. I tempi di scarica variano da pochi minuti a 20 ore, a seconda del carico [43], [56].

Le batterie piombo-acido presentano un'efficienza di *round-trip* che varia dal 75% all'85% e sono in grado di raggiungere potenze fino a 10^6 W, con energie che possono arrivare fino a 10^7 Wh [56]. La loro potenza specifica può raggiungere i 700 W/kg, mentre la densità di potenza è di 10^5 W/m³ [43], [73]. Per quanto riguarda la densità di energia possono raggiungere 10⁵ Wh/m³, con un'energia specifica di 35 Wh/kg [43], [56]. Hanno una bassa autoscarica, circa 0.2% al giorno [75] e possono raggiungere i 5000 cicli, con una vita utile che si assesta tra i 15 e i 20 anni [56].

Dal punto di vista economico, secondo [56], [60], il costo di queste batterie varia tra i 100 e i 200 €/kWh e tra i 100 e i 500 €/kW. Inoltre, il LCOS si aggira attorno ai 110 €/kWh, come riportato in [52].

Dal punto di vista ambientale, il piombo utilizzato nelle batterie è un materiale tossico, il che rende necessario un corretto processo di riciclo. L'acido solforico impiegato come elettrolita è corrosivo e, in caso di sovraccarico, la batteria può generare idrogeno, comportando un rischio di esplosione. Nonostante ciò, queste batterie sono riciclate quasi completamente al termine del loro ciclo di vita [68].

Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio accumulano e rilasciano energia attraverso intercalazione e de-intercalazione degli ioni di litio negli elettrodi. Durante la scarica, gli ioni di litio si de-intercalano dall'anodo, rilasciando elettroni. Questi ioni migrano attraverso l'elettrolita e il separatore verso il catodo, dove intercalano all'interno del materiale catodico. Nello stesso momento gli elettroni migrano dall'anodo al catodo attraverso il circuito esterno. Durante la fase di carica, il processo è al contrario, con gli ioni e gli elettroni che migrano dal catodo all'anodo. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 18.

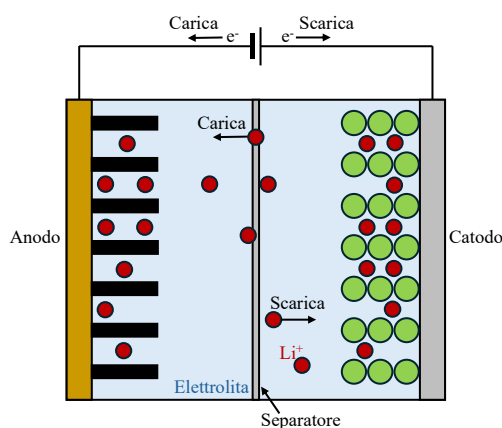


Figura 18. Schema di funzionamento batterie agli ioni di litio.

Esistono diverse chimiche di batterie agli ioni di litio, che si differenziano per i materiali dell'anodo e del catodo. Per l'anodo, i materiali più comuni sono la grafite e altri composti a base di carbonio, ma recentemente sta emergendo anche l'utilizzo del titanato di litio [76]. Per il catodo, i materiali più utilizzati sono ossidi di litio e metallo, con LiNiMnCoO_2 , alla base della tipologia NMC, ampiamente diffusa nei veicoli elettrici, e LiFePO_4 , che è il materiale catodico della tipologia LFP, utilizzato nei sistemi stazionari. Questa tecnologia è ampiamente utilizzata nel settore dei trasporti, oppure in combinazione con i pannelli fotovoltaici, o per fornire servizi di supporto alla rete elettrica [56]. Sebbene sia considerata una tecnologia matura, continua a essere oggetto di ricerche volte a migliorarne le prestazioni e ridurre l'impatto ambientale [56]. Le batterie agli ioni di litio hanno tempi di risposta molto rapidi, nell'ordine dei secondi, e i tempi di scarica variano a seconda della corrente erogata, ma generalmente vanno da 10 minuti a qualche ora [56], [73].

Le prestazioni di queste batterie sono eccellenti in termini di densità di potenza ed energia, raggiungendo i 10^6 W/m^3 e 10^5 Wh/m^3 , con un'energia specifica che può variare tra i 100 e i 300 Wh/kg [49], [56]. Inoltre, l'efficienza di *round-trip* delle batterie agli ioni di litio è molto alta, compresa tra il 90% e il 95% [56], e la loro autoscarica è particolarmente bassa, circa lo 0.1% al giorno [75]. La durata di vita delle batterie si aggira tra i 10 e i 20 anni, con un numero di cicli di carica e scarica che può arrivare fino a 10^4 [56]. Esistono attualmente sistemi che raggiungono capacità fino a 10^7 Wh e $5 \cdot 10^7 \text{ W}$.

Dal punto di vista economico, il costo di queste batterie varia tra i 100 e i 500 €/kW e tra i 200 e i 1300 €/kWh [52], [60], mentre il LCOS è stimato 400 €/kWh [52].

Dal punto di vista ambientale l'utilizzo di numerose materie prime critiche e la non totale riciclabilità di questi dispositivi pongono delle sfide. Tuttavia, sono in corso ricerche per sviluppare nuovi materiali per anodo e catodo che possano mitigare questi problemi.

Oltre alle batterie agli ioni di litio, esistono altre due tecnologie basate sul litio: le batterie litio-zolfo (Li-S) e le batterie litio-metallo (Li-Metal). Le prime sono state prototipate nei primi anni 2000, ma sono state abbandonate a causa di numerosi problemi di sicurezza. Tuttavia, alcune ricerche si stanno concentrando su materiali innovativi per migliorare questi problemi. Le batterie Li-Metal sono ancora in fase di sviluppo e la loro diffusione è limitata, ma ci sono numerosi studi in corso per migliorarne le prestazioni e aumentarne l'adozione [56].

Batterie agli ioni di sodio

Le batterie agli ioni di sodio rappresentano una tecnologia emergente, ancora in fase di ricerca, ma con potenziale significativo. Il loro principio di funzionamento è simile a quello delle batterie agli ioni di litio, ma invece del litio, viene impiegato il sodio, un materiale che presenta proprietà elettrochimiche analoghe, ma con una maggiore disponibilità e un costo inferiore. Questa tecnologia appare molto promettente, e alcune celle commerciali raggiungono una densità di energia fino a 10^5 Wh/m³ e un'energia specifica di 100 Wh/kg [43]. Grazie al basso costo delle materie prime, le batterie agli ioni di sodio risultano notevolmente più economiche rispetto a quelle agli ioni di litio, con un prezzo che varia tra i 40 e i 65 €/kWh [43].

Batterie sodio-zolfo

Le batterie sodio-zolfo si basano su reazioni elettrochimiche tra il catodo, costituito da zolfo fuso, e l'anodo, composto da sodio fuso. Gli elettrodi sono separati da una ceramica solida di sodio beta-allumina, che funge anche da elettrolita, permettendo il passaggio degli ioni. La batteria deve essere mantenuta a una temperatura compresa tra i 300 e i 360 °C per garantire che gli elettrodi rimangano fusi. L'alta temperatura e la corrosività dei materiali limitano l'uso delle batterie sodio-zolfo alle sole applicazioni stazionarie [56]. Poiché la cella deve essere scaldata per entrare in funzione, ciò comporta costi aggiuntivi per la gestione, ma una volta avviata, il calore prodotto durante i cicli di carica e scarica è sufficiente per mantenere la temperatura operativa [77].

Durante la scarica, il sodio si separa in ioni Na⁺ ed elettroni. Lo ione Na⁺ attraversa l'elettrolita, che è impermeabile agli elettroni, che circolano invece nel circuito esterno. Il sodio reagisce con lo zolfo, formando i polisolfuri di sodio (Na₂S_x). Il processo è reversibile: durante la carica, l'energia elettrica induce i polisolfuri di sodio a liberare gli ioni positivi che attraversano l'elettrolita e si ricombinano come sodio elementare. Il principio di funzionamento è riportato in Figura 19.

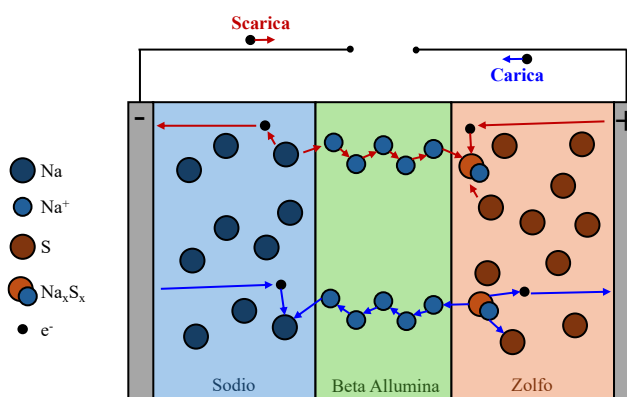


Figura 19. Schema di funzionamento batterie sodio-zolfo [56], [78].

Le batterie sodio-zolfo presentano tempi di carica e scarica che variano da pochi minuti a qualche ora, con tempi di reazione estremamente rapidi, inferiori al secondo [43], [73]. L'efficienza di *round-trip* di queste batterie è leggermente inferiore rispetto ad altre tecnologie, variando tra il 65% e il 90% [49] ma possono raggiungere una capacità di 10^5 Wh e una potenza di 10^4 W [56]. In termini di densità di potenza ed energia, le batterie sodio-zolfo sono molto performanti, raggiungendo i 10^5 W/m³ e i 10^5 Wh/m³, con un'energia specifica di 250 Wh/kg. Tuttavia, presentano un'alta autoscarica, che può arrivare fino al 20% al giorno [73] e una vita utile di circa 10 anni, con circa 4000 cicli di carica e scarica [49], [73]. Dal punto

di vista economico, queste batterie risultano piuttosto costose, con un prezzo che varia da 300 a 500 €/kWh e da 500 a 1000 €/kW [49], [52], [60] e con un LCOS intorno ai 350 €/kWh [52].

Batterie cloruro di sodio e nichel

Queste batterie sono state sviluppate nell'ambito del progetto *Zeolite Battery Research Africa*, da cui deriva il nome ZEBRA, e sono un'evoluzione delle batterie sodio-zolfo. Il principio di funzionamento di questo tipo di batterie è molto simile a quello di queste ultime, ma si differenziano per l'utilizzo di un materiale catodico diverso (Ni^+NaCl) e per la presenza di un elettrolita liquido, oltre al sodio beta-allumina. Come le batterie sodio zolfo, anche le ZEBRA necessitano di alte temperature per funzionare, il che ne limita l'uso alle applicazioni stazionarie. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 20.

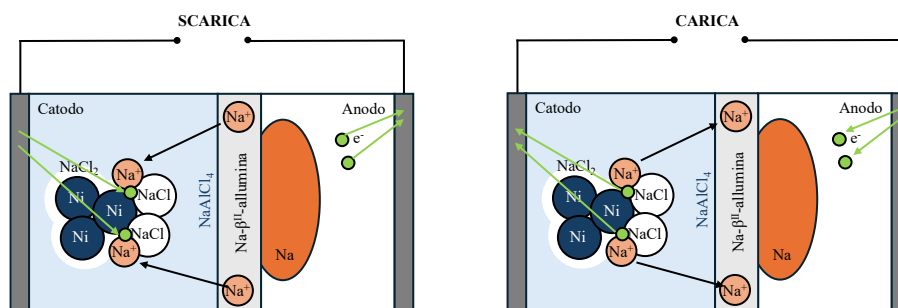


Figura 20. Schema di funzionamento batterie ZEBRA [79].

Le batterie Zebra presentano un'efficienza di *round-trip* superiore rispetto alle sodio-zolfo, variando tra l'80% e il 90% [49] e prestazioni simili in termini di densità di energia e potenza, con valori rispettivamente di 10^5 Wh/m^3 e 10^5 W/m^3 e un'energia specifica di 100 Wh/kg [49]. I sistemi di accumulo basati su questa tecnologia possono raggiungere capacità fino a 10^6 Wh e potenze di 10^6 W [56]. Tuttavia, come le batterie sodio-zolfo, le batterie ZEBRA soffrono di un'alta autoscarica, che può arrivare fino al 15% al giorno, e hanno una vita utile limitata, con circa 3000 cicli di carica e scarica [49]. Il costo di queste batterie è simile a quello delle sodio-zolfo, variando tra i 400 e i 750 €/kWh e tra i 150 e i 1000 €/kW [43], [52], [56], mentre il LCOS è stimato intorno ai 60 €/kWh [52].

Batterie nichel metallo idruro

Le batterie nichel metallo idruro (Ni-MH) impiegano idrossido di nichel per l'elettrodo positivo, mentre l'elettrodo negativo è costituito da una lega assorbente di idrogeno. L'elettrolita è una soluzione acquosa di idrossido di potassio. Gli elettrodi sono separati da una membrana permeabile che consente il passaggio di ioni ed elettroni. Durante la carica, l'idrogeno si sposta dall'elettrodo positivo a quello negativo, mentre durante la scarica avviene il movimento opposto. In questo processo, non si verifica alcuna variazione nell'elettrolita. Il principio di funzionamento è riportato in Figura 21.

Questa tecnologia è matura e sicura, ed è stata ampiamente utilizzata prima dell'avvento delle batterie agli ioni di litio, in applicazioni come le auto elettriche e ibride, il trasporto ferroviario e nelle reti difficili da raggiungere [56]. I tempi di reazione sono molto rapidi, dell'ordine di millisecondi, mentre i tempi di carica e scarica variano da pochi minuti a diverse ore [43], [56]. Rispetto alle batterie al litio, le batterie Ni-MH presentano prestazioni inferiori, motivo per cui sono state sostituite dalle tecnologie agli ioni di litio in quasi tutte le applicazioni precedentemente menzionate. In particolare, le batterie Ni-MH hanno un'efficienza di *round-trip* che varia dal 50% all'80%, una densità di potenza di 10^6 W/m^3 , una densità di energia di 10^5 Wh/m^3 e un'energia specifica di 100 Wh/kg [49]. La loro vita è più breve rispetto alle batterie agli ioni di litio, arrivando a circa 3000 cicli di carica e scarica [49], e presentano un'autoscarica più alta, fino all'1% al giorno [75]. Le capacità massime raggiungibili sono di 10^6 Wh e 10^3 W . Dal punto di vista economico, le batterie Ni-MH sono più vantaggiose rispetto a quelle al litio, con un costo che varia tra 500 e 1000 €/kW e tra 400 e 700 €/kWh [43], [56].

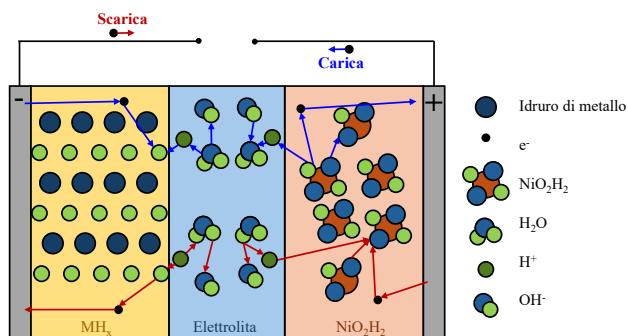


Figura 21. Schema di funzionamento batteria Ni-MH [56].

Batterie nichel-cadmio

Le batterie al nichel-cadmio (Ni-Cd) sono composte da un catodo di ossi-idrossido di nichel e un anodo di cadmio metallico. Gli elettrodi sono separati da una membrana permeabile che consente il passaggio di elettroni e ioni, mentre l'elettrolita è una soluzione acquosa di idrossido di potassio, che non subisce alterazioni durante il funzionamento. Durante la scarica, l'ossi-idrossido di nichel si combina con l'acqua, producendo idrossido di nichel e uno ione idrossido, mentre all'anodo si forma idrossido di cadmio. Durante la fase di carica, il processo si inverte. Il principio di funzionamento è riportato in Figura 22.

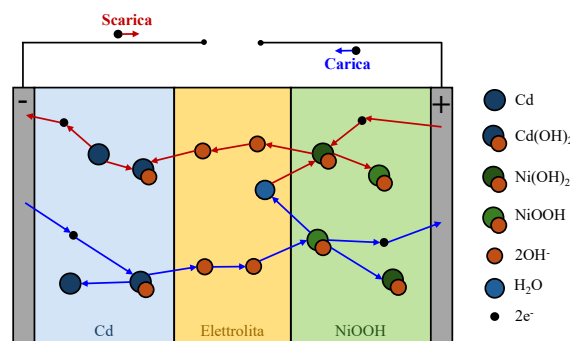


Figura 22. Schema di funzionamento batterie Ni-Cd [78].

Questa tecnologia è matura e viene ampiamente utilizzata in ambiti specifici, come quello aerospaziale e militare [43], [73]. Le batterie Ni-Cd presentano tempi di risposta inferiori a un secondo e possono scaricarsi in pochi minuti o diverse ore [73]. Sono disponibili in taglie fino a 40 MW, con una densità di potenza di $7 \cdot 10^5 \text{ W/m}^3$ e una densità di energia di 10^5 Wh/m^3 . L'energia specifica varia tra i 10 e gli 80 Wh/kg [49].

Dal punto di vista operativo, queste batterie hanno una bassa autoscarica, compresa tra lo 0.2% e lo 0.6% al giorno [73], e un'efficienza di *round-trip* che va dal 60% al 80% [49]. Possono effettuare fino a 3000 cicli di carica e scarica durante una vita utile che dura in media 20 anni [49]. Tuttavia, il costo è relativamente elevato, variando tra 800 e 1500 €/kWh e tra 1500 e 5000 €/kW [49]. Il LCOS è stimato pari a 250 €/kWh [52].

Supercondensatori ibridi

I supercondensatori ibridi, noti anche come condensatori agli ioni di litio (LiC), sono realizzati utilizzando l'anodo delle batterie al litio, il catodo degli EDCL e un elettrolita costituito da una soluzione organica con sali di litio. Durante la fase di carica, gli ioni di litio vengono intercalati nell'anodo, mentre gli anioni PF_6^- vengono adsorbiti sulla superficie del catodo di carbone attivo. Il processo si inverte durante la scarica. Il principio di funzionamento è illustrato in Figura 23.

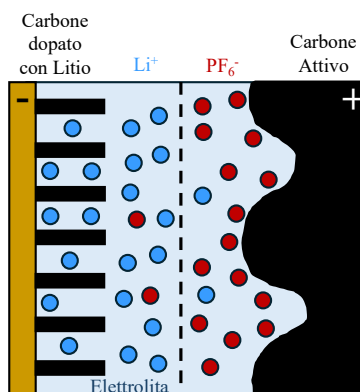


Figura 23. Schema di funzionamento LiC [80].

Questi dispositivi si distinguono per le elevate potenze specifiche, che possono raggiungere valori compresi tra i 300 e i 10000 W/kg [81], [82], e per densità di energia di 10^4 Wh/m³ e un'energia specifica compresa tra i 20 e i 200 Wh/kg [81], [82]. Sono particolarmente utilizzati nei trasporti, ad esempio come accumulatori per la frenata rigenerativa, ma trovano applicazione anche in UPS e in combinazione con impianti di produzione eolici [83].

Dal punto di vista delle prestazioni, i supercondensatori ibridi offrono un'efficienza di *round-trip* elevata, intorno al 95% [81], e una bassa autoscarica, circa il 5% al mese [81]. La loro vita utile è estremamente lunga, con la possibilità di effettuare fino a 100000 cicli di carica e scarica [82]. Tuttavia, il principale svantaggio è rappresentato dall'alto costo, che varia tra 5000 e 10000 €/kWh [84].

Batterie a flusso

Le batterie a flusso sono un tipo di batterie ricaricabili che utilizzano due elettroliti liquidi separati da una membrana selettiva, capace di consentire il passaggio di specifici ioni durante le reazioni chimiche di ossido-riduzione che avvengono in fase di carica e scarica. La caratteristica unica di questa tecnologia è il totale disaccoppiamento tra potenza ed energia: la potenza dipende dalla superficie attiva della membrana e dalla gestione delle pompe idrauliche, mentre l'energia dipende dal volume di elettrolita immagazzinato e dalla capacità delle taniche di stoccaggio [56]. Durante la carica e la scarica gli elettroliti vengono pompati nella cella e reagiscono all'interfaccia della membrana, dove avviene una reazione di ossido-riduzione. Ci sono varie combinazioni di elettrodi possibili, le più utilizzate sono quelle al vanadio e quelle zinco-bromo. In Figura 24 è illustrato il funzionamento delle batterie a flusso, mentre in seguito vengono riportate le caratteristiche delle due chimiche.

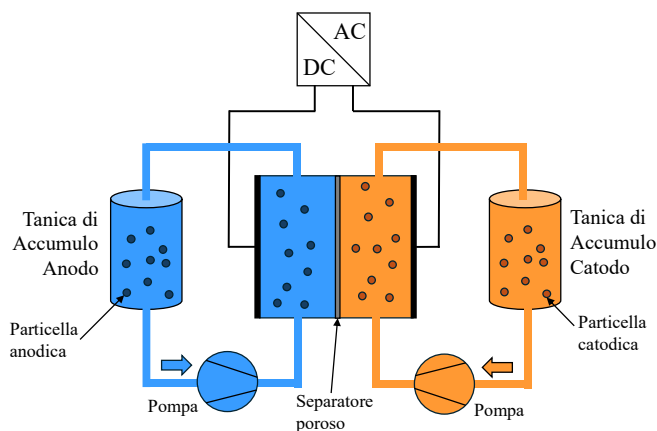


Figura 24. Schema di funzionamento batterie a flusso [56].

Queste batterie, offrono la grande flessibilità di disaccoppiare il dimensionamento della potenza da quello dell'energia, tuttavia necessitano di grandi spazi per le taniche e questo ne limita le applicazioni allo

stazionario. Vengono usate principalmente per servizi di *peak-shaving* e *time-shifting* a livello di rete [56]. Le due principali chimiche utilizzate sono al vanadio e zinco-bromo, descritte di seguito.

Batterie al vanadio

Le batterie al vanadio sfruttano la capacità del vanadio di esistere in quattro stati di ossidazione diversi, utilizzando un unico elemento attivo. L'elettrolita nella metà positiva della cella contiene ioni VO_2^+ e VO^{2+} , mentre nella metà negativa sono presenti ioni V^{3+} e V^{2+} . Gli elettrodi sono generalmente realizzati in materiale a base di carbonio. Questi sistemi offrono tempi di risposta rapidi, nell'ordine di qualche secondo, e possono essere scaricati in pochi secondi o in molte ore [43], [75]. Presentano una bassa autoscarica [75] e possono raggiungere un'efficienza di *round-trip* compresa tra il 60% e il 90% [49]. Tuttavia, hanno una bassa densità di potenza, pari a circa 10^3 W/m^3 , una densità di energia di 10^4 Wh/m^3 e un'energia specifica di circa 10 Wh/kg [49]. Hanno una vita utile di circa 20 anni e possono effettuare fino a 10^4 cicli di carica e scarica [43], [49]. I costi stimati sono compresi tra 150 e 1000 €/kWh e tra 600 e 1500 €/kW [49], con un LCOS stimato intorno a 80 €/kWh [52].

Dal punto di vista ambientale, le batterie al vanadio risultano meno impattanti rispetto a quelle al piombo [85], grazie alla loro lunga vita, alla buona disponibilità dei materiali e alla possibilità di riciclare quasi il 100% del vanadio alla fine del ciclo di vita.

Batterie zinco-bromo

Le batterie zinco-bromo, definite batterie ibride a flusso, accumulano parte dell'energia nell'elettrolita e parte sull'anodo, che viene placcato con zinco metallico durante la carica. Gli elettroliti utilizzati sono una soluzione di zinco e una di bromo. Durante la carica, lo zinco si deposita su un elettrodo di carbonio formando l'anodo, mentre il bromo reagisce al catodo. Gli elettrodi devono essere resistenti per sopportare la corrosività del bromo, mentre la membrana separa gli elettroliti permettendo il trasferimento di ioni. Come le batterie al vanadio, anche queste offrono tempi di risposta rapidi e possono scaricarsi in pochi secondi o in molte ore [73]. L'efficienza di *round-trip* è leggermente inferiore, compresa tra il 65% e il 75%. Le densità di potenza ed energia sono comparabili a quelle delle batterie al vanadio, rispettivamente di 10^3 - 10^4 W/m^3 e 10^4 Wh/m^3 [51], [73], così come l'energia specifica, che si attesta intorno a 10 Wh/kg [51], [73]. Tuttavia, queste batterie possono soffrire di un'alta autoscarica dovuta alla corrosività del bromo con lo zinco [86] e hanno una vita utile inferiore, di circa 10 anni, con un massimo di 2000 cicli operativi [51], [73]. Nonostante questi limiti, la ricerca di materiali innovativi per migliorare le prestazioni di questa tecnologia è in corso [73]. I costi sono simili a quelli delle batterie al vanadio, intorno a 400 €/kWh e 600 €/kW [51]. Dal punto di vista ambientale, le batterie zinco-bromo risultano migliori rispetto a quelle al vanadio, nonostante la vita utile più breve [87], [88].

Sistemi di accumulo chimici

I sistemi di accumulo chimici si basano sulla trasformazione dell'energia elettrica in vettori chimici, consentendo uno scambio di energia tra due differenti forme. Una volta convertita in un prodotto chimico, l'energia può essere utilizzata in diversi modi, ad esempio per generare nuovamente energia elettrica, oppure per cambi di vettore energetico come la conversione in calore o l'impiego per la mobilità. Tuttavia, dato che il presente rapporto si concentra esclusivamente sui sistemi di accumulo per l'utilizzo elettrico, verrà trattata soltanto la riconversione in energia elettrica. Il principio di funzionamento di un sistema di accumulo chimico è illustrato in Figura 25. Generalmente, questi sistemi sono utilizzati per lo stoccaggio di lungo periodo, offrendo soluzioni per il bilancio stagionale o per la gestione delle oscillazioni settimanali della rete.

La varietà dei vettori chimici disponibili e dei metodi di conversione da energia elettrica in vettore chimico (e viceversa) è ampia. Inoltre, i vettori possono essere immagazzinati in diversi stati, sia gassosi che liquidi. Essendo i sistemi di accumulo composti da una combinazione di tre componenti principali e di un vettore chimico, le possibili configurazioni sono molteplici. Per semplicità, l'analisi si limiterà alle prestazioni dei vettori chimici principali e alla descrizione dettagliata del sistema di accumulo più utilizzato e sostenibile dal punto di vista ambientale, ossia quello basato sull'idrogeno verde.

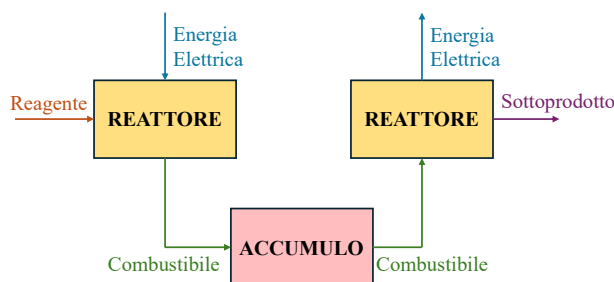


Figura 25. Schema di funzionamento accumuli chimici.

Un confronto delle caratteristiche principali dei vettori chimici più diffusi è riportato in Figura 26. I vettori chimici più utilizzati nei servizi di rete elettrica sono idrogeno, gas naturale sintetico e ammoniaca.

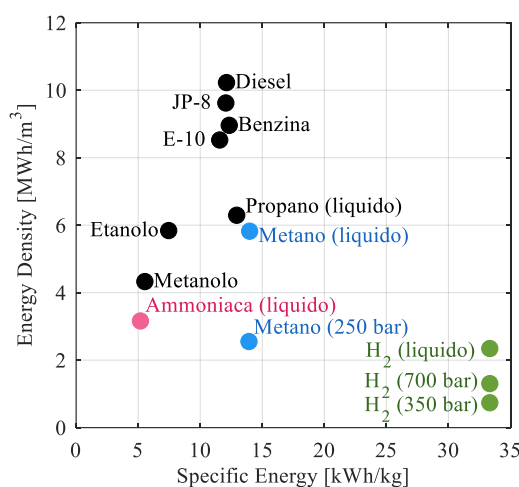


Figura 26. Confronto vettori chimici [89].

Idrogeno

L'idrogeno rappresenta una soluzione molto promettente e può essere prodotto attraverso diverse tecnologie. Il metodo più sostenibile dal punto di vista ambientale è l'elettrolisi dell'acqua, che genera idrogeno e ossigeno, con quest'ultimo normalmente rilasciato nell'atmosfera. L'idrogeno prodotto viene immagazzinato sia in forma gassosa sia liquida. Per applicazioni di rete, l'idrogeno può essere riconvertito in energia elettrica mediante celle a combustibile, che combinano idrogeno e ossigeno producendo energia elettrica e acqua come sottoprodotto. Alternativamente, l'idrogeno può essere utilizzato in turbine a gas per generare elettricità.

Un sistema di accumulo a idrogeno verde è tipicamente composto da un elettrolizzatore, che utilizza energia elettrica per produrre idrogeno dall'acqua, da un serbatoio per l'immagazzinamento dell'idrogeno e da una cella a combustibile per riconvertire idrogeno e ossigeno in elettricità, generando esclusivamente acqua come residuo, sotto forma di vapore. Esistono diverse tipologie di celle a combustibile, ciascuna con specifiche caratteristiche:

- Le *Solid Oxide Fuel Cell* (SOFC) utilizzano un elettrolita ceramico e operano ad alte temperature, tra 600 e 1000 °C [90]. Questa caratteristica le rende inadatte a rispondere rapidamente ai cambiamenti di carico o ad applicazioni mobili, ma le SOFC offrono un'elevata efficienza del 60% e una densità di potenza che può raggiungere 10⁴ W/m³ [90]. Sono compatibili sia con l'idrogeno sia con altri combustibili.
- Le *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (PEMFC) sono maggiormente diffuse, specialmente per applicazioni mobili. Operano a basse temperature, intorno ai 50-60 °C, e presentano un tempo di reazione rapido, oltre a un'efficienza compresa tra il 40 e il 55% e un peso ridotto [90]. La

densità di potenza arriva a circa $5 \cdot 10^3 \text{ W/m}^3$ [90]. In questa tecnologia di celle a combustibile, l'unico combustibile ammesso è l'idrogeno [90].

- Le *Alkaline Fuel Cell* (AFC) rappresentano la prima tecnologia di celle a combustibile sviluppata. Utilizzano un elettrolita alcalino, questo permette di utilizzare metalli non preziosi come catalizzatori [90]. Lavorano a temperature di 60-90 °C, garantendo tempi di reazione rapidi e un'efficienza tra il 60% e il 70%. La densità di potenza è pari a circa 10^3 W/m^3 [90]. Queste celle sono compatibili sia con idrogeno che ammoniaca e offrono una vita utile più lunga rispetto ad altre tecnologie.
- Le *Phosphoric Acid Fuel Cell* (PAFC) sono tra le più conosciute e utilizzate [90]. Operano a temperature di 150-200 °C e sono compatibili con idrogeno e metanolo. Offrono una durata molto elevata, fino a 50000 ore di lavoro, con un'efficienza tra il 40% e il 50% e una densità di potenza compresa tra 1 e 2 kW/m^3 [90].
- Le *Molten Carbonate Fuel Cell* (MCFC) lavorano ad alte temperature e sono progettate principalmente per applicazioni stazionarie. Sono in grado di operare per oltre 8000 ore, con un'efficienza che può raggiungere il 60% e una densità di potenza compresa tra 1.5 e 2.6 kW/m^3 [90]. Accettano come combustibili sia metano che biogas.
- Le *Direct Methanol Fuel Cell* (DMFC) utilizzano metanolo al posto dell'idrogeno. Simili alle PEMFC, operano a basse temperature e offrono un'efficienza del 40%, con una densità di potenza che arriva a 600 W/m^3 [90]. Tuttavia, il loro costo elevato ne limita l'adozione su larga scala.

L'idrogeno può essere stoccato in diversi modi, ad esempio in serbatoi ad alta pressione in forma gassosa o liquida, oppure convertito chimicamente in altri vettori. Le tecnologie per gli elettrolizzatori, che convertono energia elettrica in idrogeno, sono simili a quelle delle celle a combustibile, ma operano con il processo inverso.

Sistemi di accumulo termici

I sistemi di accumulo termico rappresentano un elemento fondamentale per un utilizzo efficiente ed efficace del calore, specialmente quando l'offerta e la domanda non coincidono né spazialmente né temporalmente. Questi sistemi trovano applicazione nella gestione termica nei settori del riscaldamento e raffreddamento, nel calore di processo e nella generazione di energia, oltre a favorire l'integrazione di fonti energetiche rinnovabili [51]. Tuttavia, poiché l'accumulo termico si basa prevalentemente sul trasferimento di energia sotto forma di calore, spesso utilizzando vettori energetici diversi dall'elettricità, risulta al di fuori dell'ambito principale del presente rapporto. Per questo motivo, viene trattato in maniera non approfondita.

Il calore può essere accumulato attraverso tre principali metodologie:

- Accumulo di Calore Sensibile: si basa sulla variazione di temperatura del materiale utilizzato per l'accumulo. L'energia immagazzinata è direttamente proporzionale alla differenza di temperatura dei materiali stessi. Un esempio di questa tecnologia è il riscaldamento elettrico ad accumulo, che converte l'energia elettrica in calore sensibile immagazzinato in nuclei di mattoni. Il calore viene poi rilasciato negli ambienti tramite irraggiamento e convezione quando richiesto.
- Accumulo di Calore Latente: sfrutta il cambiamento di fase dei materiali di accumulo, noti come PCM (materiali a cambiamento di fase), che tipicamente passano dallo stato solido a quello liquido e viceversa. Il processo avviene a temperatura costante e il calore immagazzinato o rilasciato corrisponde all'entalpia di fusione o di congelamento. Pertanto, il calore aggiunto o rilasciato non può essere percepito direttamente e appare "latente".
- Accumulo di Calore Termochimico: si basa su reazioni termochimiche reversibili. L'energia viene immagazzinata sotto forma di composti chimici prodotti attraverso reazioni endotermiche e viene recuperata tramite reazioni esotermiche. Il calore accumulato e rilasciato è equivalente al calore (entalpia) di reazione.

1.5. Servizi alla rete

In questa sezione verranno illustrati i meccanismi di flessibilità e i servizi di rete che un sistema di accumulo può fornire.

Meccanismi di flessibilità

Il sistema elettrico sta affrontando una transizione significativa: da un modello di rete centralizzata con flussi energetici unidirezionali, progettati per trasportare l'energia dai sistemi di produzione su larga scala alle unità di consumo, a un modello caratterizzato da flussi bidirezionali, in cui la generazione è sempre più distribuita lungo tutta la rete. Questo cambiamento richiede una revisione del concetto di flessibilità.

Nel modello centralizzato, la flessibilità era garantita esclusivamente dalle grandi unità di generazione, poiché la domanda era relativamente facile da prevedere. Questo approccio può essere definito come Flessibilità 1.0, ovvero la capacità delle unità di generazione di operare in modo affidabile ed economicamente vantaggioso per garantire la stabilità del sistema, nonostante le variazioni della domanda, in un contesto di rete centralizzata con flussi di energia unidirezionali.

Con il passaggio a un modello di rete distribuita, emerge il concetto di Flessibilità 2.0, che si basa sulla flessibilità cumulativa fornita da tutte le unità di generazione, dai carichi e dai sistemi di accumulo. Questa flessibilità è essenziale non solo per gestire la variabilità della domanda, ma anche quella introdotta dalla generazione da fonti rinnovabili [91].

La necessità di servizi di flessibilità distribuiti lungo tutta la filiera è quindi cruciale. La flessibilità può essere fornita da diverse fonti:

- Generazione programmabile: attraverso l'ammodernamento degli impianti esistenti e la promozione di impianti di nuova generazione più flessibili.
- Sistemi di accumulo stazionari o non stazionari: utilizzabili sia per immagazzinare la sovrapproduzione sia come unità di generazione in caso di carenza di produzione.
- Integrazione settoriale: favorendo l'interconnessione tra sistema elettrico, termico, gas e mobilità.
- Domanda elettrica: modulando i profili di assorbimento per sincronizzarli con quelli della generazione (*Demand-Response*).
- Rete elettrica: migliorando la configurazione e la gestione della rete attraverso una maggiore digitalizzazione. La flessibilità della rete funge da ponte tra quella della generazione e quella della domanda, bilanciando gli squilibri in tempo reale. Una rete con bassa flessibilità può rappresentare un limite, come nel caso di elevata flessibilità lato generazione che fatica a integrare quote significative di energie rinnovabili variabili a causa di congestioni.
- Misure operative: attraverso interventi regolatori e di mercato che promuovano una maggiore partecipazione delle utenze al mercato dei servizi.

Una lista di misure tecniche per aumentare la flessibilità del sistema è illustrata in Figura 27.

Servizi di flessibilità

I servizi di flessibilità richiesti dalla rete operano su diverse scale temporali (Figura 28). Nel lungo periodo, è necessario garantire la costruzione di una sufficiente flessibilità operativa per supportare un sistema con un'elevata penetrazione di FER non programmabili. Questo obiettivo richiede investimenti lungo l'intera filiera energetica. Sempre nel lungo e medio periodo, il sistema deve bilanciare la variabilità energetica stagionale e intra-annuale, una sfida tradizionalmente affrontata attraverso la pianificazione dell'energia idroelettrica, soprattutto nei sistemi che includono quote significative di questa fonte. Nel medio e breve periodo, è indispensabile pianificare la domanda e la generazione programmabile prima dell'esercizio reale, operando sui mercati dei servizi di dispacciamento e bilanciamento. Infine, nel breve e brevissimo periodo, è fondamentale approvvigionarsi dei servizi di bilanciamento per compensare gli sbilanci improvvisi tra offerta e domanda, garantendo la stabilità della rete in tempo reale.

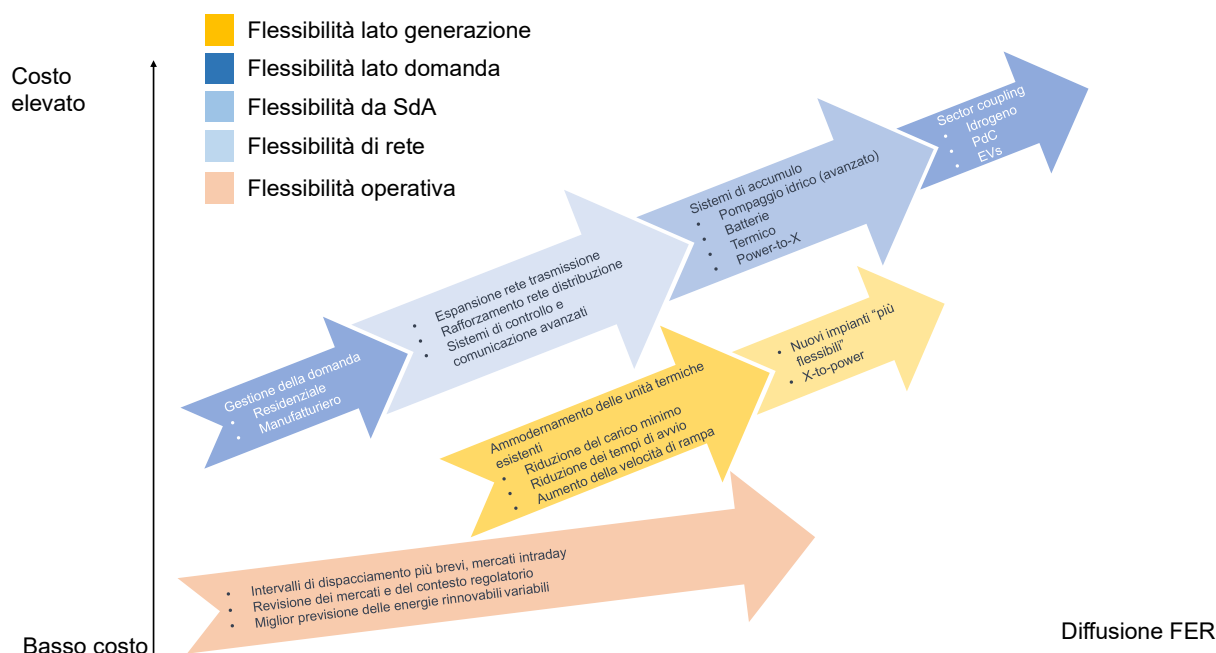


Figura 27. Soluzioni tecniche per aumentare la flessibilità del sistema. L'ordine relativo tra le diverse soluzioni è da considerarsi puramente concettuale [92].

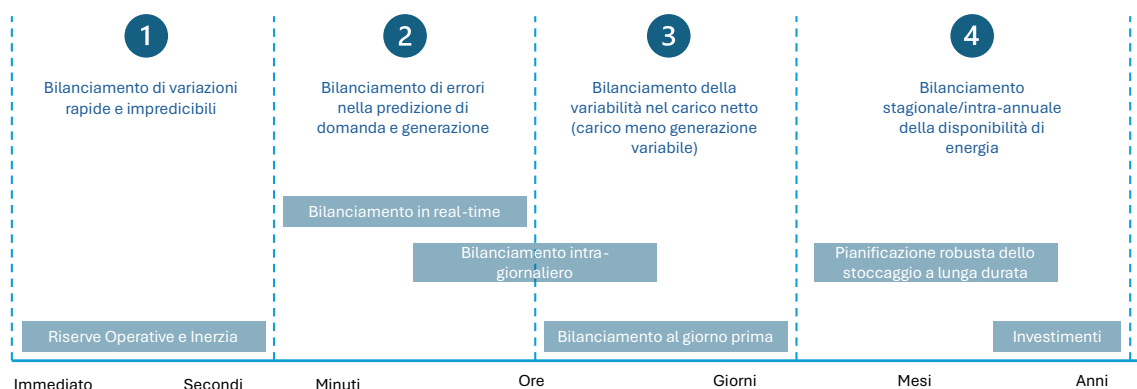


Figura 28. Tipologia di servizi di bilanciamento e relative scale temporali.

In Italia, i servizi di regolazione della frequenza sono fondamentali per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta di energia sulla rete elettrica. Il gestore della rete elettrica nazionale si occupa della gestione di diversi tipi di riserve, ciascuna con uno scopo specifico per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico (Figura 29).

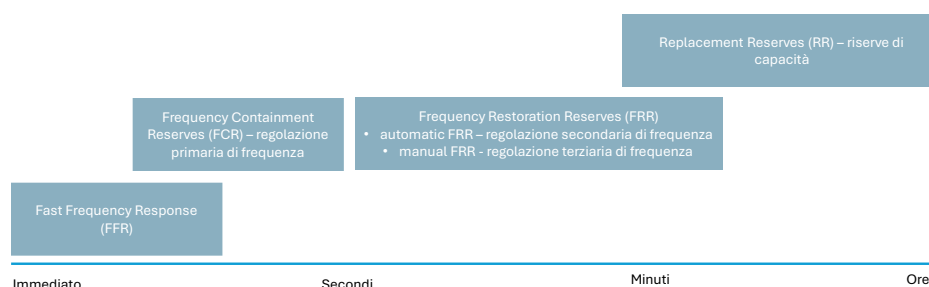


Figura 29. Dettaglio dei tipi di servizi di regolazione della frequenza.

Il servizio di *Fast Frequency Response* (FFR) riguarda una risposta rapida e immediata alla variazione della frequenza della rete elettrica. La frequenza di rete in Italia deve essere mantenuta attorno ai 50 Hz. Eventuali deviazioni dalla frequenza nominale indicano un disequilibrio tra domanda e offerta di energia. Il servizio FFR interviene nel caso di sbalzi improvvisi di frequenza, ad esempio a seguito di una perdita di generazione o un aumento imprevisto della domanda. I sistemi di FFR sono progettati per rispondere istantaneamente a questi eventi, agendo con una rapidità nell'ordine dei secondi per stabilizzare la rete, riportando la frequenza verso il valore nominale.

Le *Frequency Containment Reserves* (FCR) sono riserve di potenza che vengono attivate automaticamente in risposta a variazioni della frequenza della rete. Questo servizio entra in gioco quando la frequenza si discosta in modo persistente dal valore nominale, ma non in modo così immediato da richiedere una risposta ultraveloce come quella del FFR. Le FCR sono utilizzate per mantenere la frequenza stabile, controllando e contenendo eventuali deviazioni più gravi. In pratica, si attivano quando la frequenza cambia in modo significativo, ma non drammatico, rispetto al valore di 50 Hz. Sono quindi risorse che intervengono su tempi più lunghi (tipicamente in minuti), rispetto al FFR, per evitare che la rete vada fuori controllo.

Le *Frequency Restoration Reserves* (FRR) sono riserve di potenza utilizzate per ripristinare l'equilibrio della frequenza della rete elettrica dopo che un'oscillazione della frequenza è stata rilevata, di solito a seguito di un imprevisto sbilanciamento tra domanda e offerta di energia. La FRR è suddivisa in due categorie principali:

- *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR): Interviene automaticamente per correggere le deviazioni della frequenza. Questo servizio viene attivato senza l'intervento umano e risponde rapidamente a variazioni della frequenza, ma su tempi più lunghi rispetto alla regolazione primaria (FCR).
- *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR): È una riserva che viene attivata manualmente dal gestore della rete (in genere a seguito di una valutazione della situazione di rete) e viene utilizzata per bilanciare la rete quando gli altri servizi di riserva non sono sufficienti o necessitano di un supporto ulteriore. Questo tipo di riserva è generalmente utilizzata per periodi più lunghi e per situazioni in cui è necessaria una maggiore stabilizzazione della frequenza.

Le *Replacement Reserves* (RR) sono riserve di energia che intervengono nel caso in cui ci sia una perdita di generazione (ad esempio, guasto di una centrale) o una diminuzione della produzione FER che non possono essere previste con precisione. Quando un impianto di generazione si guasta o riduce la sua produzione, le RR entrano in gioco per "sostituire" quella capacità persa, garantendo che la domanda venga comunque soddisfatta.

I servizi presentati garantiscono la sicurezza del sistema elettrico e sono gestiti direttamente dal TSO. Esistono poi servizi di flessibilità che operano a livello della rete di distribuzione. Ad esempio, la gestione della congestione di rete si riferisce ai processi e alle misure adottate per evitare che la rete di distribuzione venga sovraccaricata, eccedendo i limiti di capacità di distribuzione, con il rischio di causare interruzioni nel servizio di fornitura. Il *peak-shaving* è una strategia che viene utilizzata per ridurre i picchi di domanda di energia durante i periodi di alta richiesta, come nelle ore di punta. Questo servizio ha l'obiettivo di abbassare il picco della domanda per evitare sovraccarichi sulla rete e ridurre la necessità di attivare costosi impianti di generazione di *backup*. Il controllo della tensione è un servizio importante per garantire che la tensione sulla rete di distribuzione rimanga entro i limiti operativi sicuri, evitando fluttuazioni che potrebbero danneggiare gli apparecchi elettrici e compromettere la stabilità della rete. Il controllo della tensione viene gestito tramite l'uso di dispositivi come trasformatori, regolatori di tensione e sistemi di accumulo che forniscono energia reattiva quando necessario.

Flessibilità lato domanda e da sistemi di accumulo: risorse di flessibilità

Come accennato, la gestione della domanda per la flessibilità mira a modulare i consumi in funzione dei livelli di generazione, attraverso un meccanismo noto come *Demand-Response* (DR). Questo approccio trasforma l'utente finale in una parte attiva della transizione energetica, consentendogli di ottimizzare i propri consumi e interagire sia con la rete elettrica che con altri utenti attivi.

Nel meccanismo di DR, il cliente finale può contribuire variando il proprio livello di consumo in risposta a due principali tipi di stimoli:

- segnali di prezzo: il cliente consuma energia durante le ore in cui il costo è più basso (flessibilità implicita);
- richieste dirette dalla rete, il cliente modula il proprio carico in cambio di una remunerazione economica correlata alla modifica del prelievo (flessibilità esplicita).

In entrambi i casi, il cliente è incentivato a modificare il suo profilo di consumo abituale per un determinato periodo, reagendo a segnali di ingresso opportuni.

Per rendere questi servizi di flessibilità efficaci per la rete, è spesso necessaria l'aggregazione delle risorse distribuite, al fine di garantire una risposta coordinata e adeguata. I piccoli clienti affidano questa funzione a un aggregatore, che partecipa al mercato elettrico sia tramite contratti bilaterali che operando in borsa. L'aggregatore crea un'unità virtuale che riunisce risorse distribuite di produzione e consumo che, singolarmente, non avrebbero i requisiti per partecipare al MSD. Attraverso la DR, l'aggregatore consente di raggruppare un numero sufficiente di impianti per partecipare al mercato del bilanciamento e offrire servizi ancillari al gestore della rete, contribuendo così al buon funzionamento del sistema elettrico e all'integrazione delle fonti rinnovabili.

Tecnologie come le pompe di calore e gli accumuli elettrochimici installati nelle abitazioni – spesso abbinati a impianti fotovoltaici di piccola taglia – rappresentano alcune delle risorse più promettenti per la fornitura di servizi di flessibilità in forma aggregata. Grazie alla loro capacità di modulazione, queste risorse possono giocare un ruolo chiave nel supportare la rete e facilitare una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili.

In generale, tutti i carichi controllabili e con la capacità di modificare il loro profilo di consumo nominale (*baseline*) o di traslarlo nel tempo rappresentano potenziali nuove fonti di flessibilità. Ad esempio:

- ricarica veicoli elettrici privati e pubblici;
- riscaldamento/raffrescamento tramite pompe di calore;
- utenze con sistemi di accumulo (batterie, termico);
- processi termici (inerzia termica).

Le principali caratteristiche delle risorse di flessibilità sono la capacità delle risorse di rispondere alle richieste di servizio in termini di ampiezza, tempo, disponibilità e costo, come illustrato in Figura 30. Nella figura, T_{on} è il tempo di risposta alla richiesta di servizio, T_{serv} la durata erogazione del servizio, T_{rec} il tempo necessario per il ripristino della *baseline*, T_{reb} la durata dell'effetto *rebound* e T_{pr} il tempo necessario per raggiungere il valore di regime richiesto (a salire o a scendere). L'effetto *rebound* si manifesta come una reazione contraria all'intervento di flessibilità (aumento o riduzione della domanda), dovuta a sbilanciamenti nella rete o alla necessità di ripristinare la *baseline* operativa. Questo fenomeno può ridurre o annullare i benefici attesi dall'erogazione del servizio.

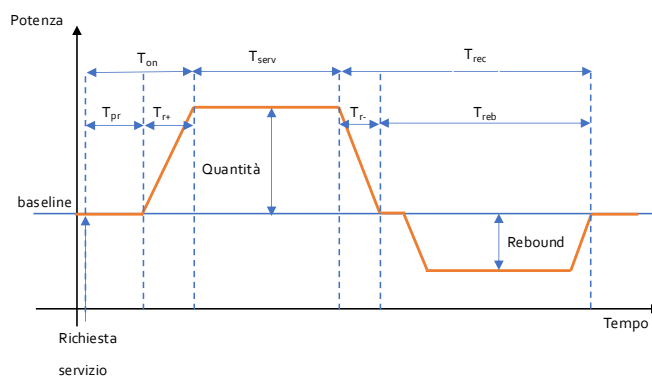


Figura 30. Principali caratteristiche delle risorse di flessibilità.

Accumulo

Negli ultimi dieci anni, l'interesse per lo stoccaggio di energia elettrica è aumentato significativamente [93], evolvendo oltre il tradizionale utilizzo del pompaggio idroelettrico, che rimane comunque tra le tecnologie predominanti. Questo cambiamento è stato guidato da una serie di sviluppi, tra cui i progressi tecnologici che hanno ridotto i costi di stoccaggio, in particolare per le batterie al litio, e lo sviluppo dei mercati energetici e dei servizi ancillari. A questi si aggiungono le difficoltà nel costruire nuove infrastrutture di trasmissione e distribuzione, il ruolo cruciale dello stoccaggio nel supportare l'energia solare ed eolica in contesti *off-grid*, e l'urgente necessità di integrare crescenti quote di energia rinnovabile non programmabile.

Lo stoccaggio viene principalmente utilizzato per spostare l'erogazione di energia nel tempo, immagazzinandola quando il suo valore economico è più basso e rilasciandola quando diventa più alto. Questo meccanismo consente di evitare l'impiego di generatori più costosi, riducendo così il costo complessivo di generazione. Quando integrato con le FER, lo stoccaggio aiuta a mitigare gli impatti della variabilità di queste fonti sulla rete elettrica (Figura 31), la cui entità si manifesta su diverse scale temporali. Gli effetti possono andare da eventi di pochi secondi, come il passaggio di una nuvola su un impianto fotovoltaico, fino a implicazioni pluriennali, come la necessità di costruire nuove linee di trasmissione per alleviare la congestione. Pertanto, per essere efficace in una specifica applicazione, una tecnologia di stoccaggio deve possedere le caratteristiche tecniche appropriate, ovvero tempo di risposta, capacità di potenza e capacità di energia. Oltre alla idoneità tecnica, fattori come l'efficienza di ciclo, le spese in conto capitale e le spese operative devono essere considerati nelle decisioni di investimento.



Figura 31. Flessibilità offerta da un sistema di accumulo.

Alla scala temporale più breve (secondi), alcune tecnologie di stoccaggio come HPS, i volani e i CAES possono fornire inerzia come prima linea di difesa in caso di perdita improvvisa di generazione e possono ridurre la dipendenza dai generatori termici per limitare il tasso di variazione della frequenza. Su scale temporali da secondi a minuti, lo stoccaggio viene utilizzato principalmente per la fornitura di riserve operative, impiegando principalmente batterie e HSP. Tecnologie come HPS, il CAES, le batterie a lunga durata e lo stoccaggio termico offrono flessibilità su periodi di tempo più lunghi.

Nel medio termine, le batterie dimostrano la capacità di ampliare le possibilità di intervento offrendo più servizi ancillari contemporaneamente. Possono ridurre l'impiego di combustibili fossili grazie alla loro integrazione nei veicoli elettrici, consentire una penetrazione più elevata di FER e sostenere l'autoconsumo di energia solare prodotta localmente. Questi benefici sottolineano il ruolo cruciale dello stoccaggio non solo nel migliorare la stabilità del sistema elettrico, ma anche nel facilitare la transizione energetica verso un modello più sostenibile.

Veicoli elettrici

I veicoli elettrici (VE), che comprendono sia veicoli elettrici a batteria, che ibridi *plug-in*, rappresentano una promettente risorsa di flessibilità per il sistema elettrico, come illustrato in Figura 32.

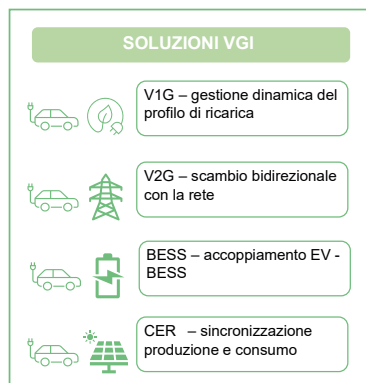


Figura 32. Possibili soluzioni di integrazione veicolo-rete. (VGI: Vehicle Grid Integration; V1G: ricarica monodirezionale; V2G: ricarica bidirezionale; BESS: Battery Energy Storage System; CER: comunità energetiche rinnovabili).

Il concetto di *Vehicle Grid Integration* (VGI) si basa sull'adozione di tecnologie, politiche e strategie avanzate per gestire il momento, il livello di potenza e il luogo della ricarica o scarica dei veicoli. Questo approccio mira a generare benefici significativi per la rete elettrica, mantenendo al contempo la piena soddisfazione delle esigenze di mobilità degli utenti.

La ricarica controllata (V1G) è una delle applicazioni chiave, poiché permette di programmare il consumo di energia durante i periodi di maggiore disponibilità da fonti rinnovabili. Inoltre, consente di regolare la velocità di ricarica per fornire riserve di regolazione della frequenza. L'evoluzione del V1G è rappresentata dal *Vehicle-to-Grid* (V2G), che permette ai VE di scaricare parzialmente l'energia accumulata per supportare la rete, trasformandosi in una fonte distribuita di stoccaggio. Tuttavia, il potenziale del V2G è limitato dalla capacità di stoccaggio delle batterie e dalla disponibilità dei veicoli a essere connessi alla rete. Le modalità di ricarica residenziali, presso interscambi o luoghi di lavoro, risultano particolarmente strategiche grazie al rapporto favorevole tra il tempo di permanenza dei veicoli e l'energia necessaria per la ricarica.

Oltre al V1G e al V2G, altre soluzioni di integrazione includono l'uso di sistemi di accumulo associati a punti di ricarica ad alta potenza (>50 kW), che consentono di ridurre i picchi di domanda sulla rete e di attenuare le violazioni dei limiti di affidabilità operativa causate da eventi intensi ma di breve durata. Inoltre, la sincronizzazione della ricarica con la generazione fotovoltaica offre vantaggi significativi, riducendo sia i rischi di sovraccarico sulla rete sia i problemi di controllo del profilo di tensione, contribuendo così a una gestione più sostenibile del sistema elettrico.

Il ruolo del VGI rappresenta un ambito di ricerca particolarmente attivo. Tuttavia, poiché i veicoli elettrici (in tutte le loro varianti) non hanno ancora raggiunto una penetrazione di mercato significativa, risulta complesso stimarne appieno il potenziale come fonte di flessibilità per il sistema elettrico. Nonostante ciò, come evidenziato in diversi scenari previsionali [94], una rapida e ampia diffusione dei VE è considerata un elemento fondamentale per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2030. Questo scenario sottolinea l'importanza di adottare tecnologie abilitanti che favoriscano l'integrazione efficace tra veicoli e rete. Ciò richiede di superare le attuali barriere tecnologiche e regolatorie che ne ostacolano una più ampia adozione. Tra queste, si segnalano i problemi di interoperabilità tra le stazioni di ricarica di diversi costruttori, la limitata diffusione dell'infrastruttura di ricarica, un adeguato contesto regolatorio e meccanismo di incentivazione per promuovere la partecipazione degli utenti a programmi di aggregazione.

Pompe di calore e climatizzatori elettrici

Le pompe di calore e i climatizzatori elettrici (PdC) per la loro efficienza e la possibilità di utilizzare fonti rinnovabili, rappresentano un'alternativa valida ai sistemi di climatizzazione alimentati da combustibili fossili. Questi dispositivi non solo contribuiscono alla riduzione dei consumi energetici, ma favoriscono anche l'aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, agevolando il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità.

In Italia, oltre 13 milioni di edifici e circa 26 milioni di abitazioni consumano circa il 60% dell'energia del settore residenziale per la climatizzazione. Questo elevato consumo è attribuibile alla vetustà del parco edilizio, composto all'80% da edifici classificati in classe energetica F o G, alla predominanza di sistemi di generazione a combustibili fossili e alla difficoltà della popolazione ad adottare comportamenti energeticamente consapevoli. Secondo le stime di RSE del 2021, in Italia erano installati circa 20.3 milioni di climatizzatori, con una potenza frigorifera complessiva di circa 132 GWth [95]. Ad oggi, la quasi totalità delle macchine installate sono reversibili, ossia in grado sia di raffreddare che riscaldare gli ambienti; la potenza installata globalmente in riscaldamento è valutata inferiore a quella in raffreddamento del 10-15%.

In un'ottica di DR, le pompe di calore possono offrire risorse di flessibilità modificando il proprio profilo di funzionamento. Per i servizi di regolazione "a salire", è possibile spegnere o modulare le PdC sfruttando l'inerzia termica degli edifici senza compromettere il comfort interno (Figura 30). Per i servizi "a scendere", invece, si può aumentare la potenza delle PdC per brevi periodi, regolando la temperatura interna nel rispetto delle variazioni ammesse. Questo approccio incentiva la partecipazione degli utenti senza incidere significativamente sulle condizioni di comfort.

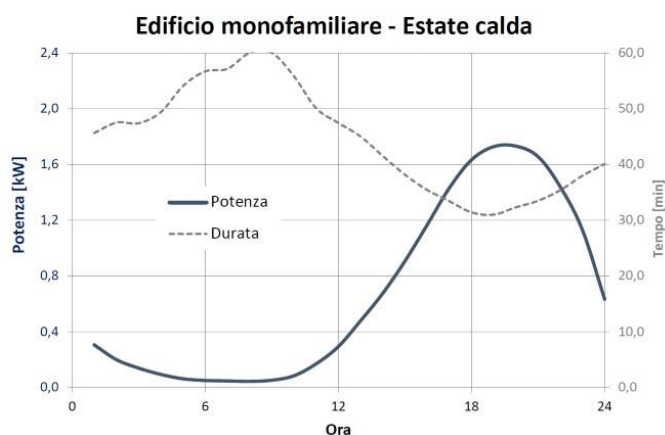


Figura 33. Esempio di stima della flessibilità in potenza e durata conseguente allo spegnimento della PdC di un edificio monofamiliare.

Le PdC rappresentano una risorsa già oggi significativa per il sistema elettrico e il loro ruolo è destinato a crescere con l'elettrificazione della domanda per riscaldamento e raffreddamento (Figura 34). Tuttavia, permangono limiti tecnologici che ostacolano un'ampia partecipazione delle PdC alla fornitura di servizi alla rete. Attualmente, la modifica del profilo di consumo avviene spesso tramite la disalimentazione del carico, metodo che può causare problemi di affidabilità, danneggiare i dispositivi e compromettere il corretto ripristino del ciclo di funzionamento.

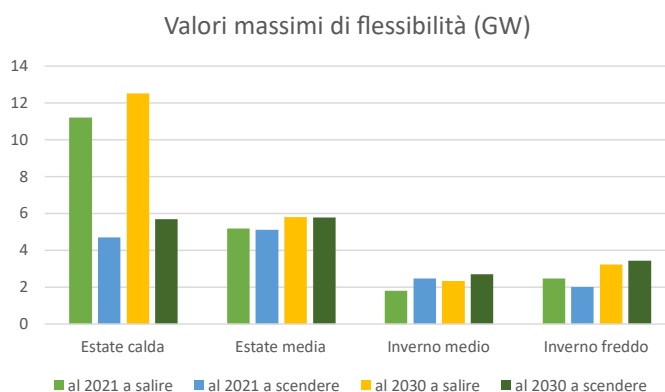


Figura 34. Scenario al 2030 di valori massimi di flessibilità da PdC.

Una soluzione alternativa consiste nell'uso di dispositivi esterni per inviare comandi alle PdC, come accensione, spegnimento o variazione delle impostazioni principali. Tuttavia, questo metodo non consente di ottenere informazioni sullo stato operativo o sui consumi del dispositivo. Le tecnologie più recenti prevedono dispositivi dotati di interfaccia di comunicazione, spesso accessibili tramite piattaforme *cloud* e applicazioni mobili per il monitoraggio e il controllo da remoto.

Nonostante i progressi, l'assenza di standardizzazione rappresenta una sfida significativa. L'interoperabilità tra dispositivi di diversi produttori è limitata, richiedendo spesso l'installazione di applicazioni specifiche per ogni marca. Per gli aggregatori, questa varietà tecnologica complica e rende costoso il processo di aggregazione delle PdC per fornire servizi di rete. Per superare tali ostacoli, è fondamentale investire nello sviluppo di standard comuni e soluzioni interoperabili che facilitino l'integrazione delle pompe di calore come risorsa flessibile nel sistema energetico.

Mitigazione rischi ambientali e informatici

Come già evidenziato in precedenza, l'aumento dell'uso delle risorse rinnovabili, la cui produzione è soggetta a variazioni, rischia di compromettere l'affidabilità del sistema elettrico, esponendolo a rischi di *blackout* [96]. A questo rischio della rete se ne aggiungono altri due: il rischio associato al cambiamento climatico e quello associato agli attacchi informatici [97].

In particolare, il cambiamento climatico da una parte porta ad eventi meteorologici sempre più estremi che mettono a rischio le infrastrutture delle reti di trasmissione e distribuzione, oltre ai siti produttivi [98]. Dall'altra il cambiamento climatico sta portando ad un innalzamento delle temperature, con relativo aumento della domanda elettrica e un conseguente rischio di mancanza di potenza [98]. Peculiare è l'esempio di Milano che in estate soffre di numerosi *blackout* generati da una domanda estremamente elevata combinata alle alte temperature. La sollecitazione termica porta alla rottura di giunti e ai conseguenti *blackout* [99]. Ma il problema è presente anche in moltissime altre regioni d'Italia dove il caldo e l'aumento della domanda provocano dei danni sul sistema elettrico [100].

Per quanto riguarda il rischio di attacchi informatici, la maggiore digitalizzazione del sistema, che da un lato permette il controllo e le misure da remoto e la raccolta dati migliorando l'efficienza e l'affidabilità della rete [101], rende la rete più vulnerabile ad attacchi informatici, che possono compromettere il corretto e sicuro funzionamento della rete elettrica.

In questo scenario l'installazione di sistemi di accumulo può portare ad enormi vantaggi per l'affidabilità e la sicurezza del sistema elettrico. In particolare, in presenza di attacchi informatici è possibile operare una decomposizione della rete elettrica in isole e le batterie possono essere utili per alimentare le microreti in isola e realizzare il bilanciamento [96], [102]. Inoltre, in caso di necessità di riaccendere delle centrali di produzione, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per fornire la potenza necessaria per questo riavvio, soprattutto nei casi in cui la rete di trasmissione non è disponibile (*black start*) [102]–[104]. I sistemi di accumulo possono poi essere usati per ridurre la domanda di energia elettrica dalla rete elettrica principale e permettere il funzionamento in isola di porzioni di rete nel caso di interruzioni di servizio sulla rete principale [105].

Mentre i sistemi di accumulo di breve durata possono essere usati per ridurre le fluttuazioni giornaliere, i sistemi a lunga durata possono essere utilizzati per mantenere la rete attiva durante eventi estremi, di durata anche di qualche giorno [103], [106].

1.6. Configurazioni di autoconsumo

L'autoconsumo, secondo la definizione fornita dal GSE [107], si riferisce al consumo di energia elettrica in contemporaneità con la sua produzione. Questo può avvenire in due modalità principali: fisica o virtuale. L'autoconsumo fisico si verifica quando gli impianti di produzione di energia sono direttamente collegati alle utenze di consumo, consentendo un trasferimento diretto dell'energia prodotta. L'autoconsumo virtuale, invece, utilizza la rete di distribuzione per bilanciare consumi e produzione, anche senza coincidenza fisica tra il punto di immissione in rete dell'impianto rinnovabile e quello di prelievo.

L'autoconsumo virtuale è alla base delle configurazioni di autoconsumo diffuso e rappresenta un elemento chiave di un nuovo modello economico. Questo modello si fonda sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili locali e sul suo utilizzo nel medesimo territorio, sfruttando la rete elettrica per la condivisione

L'autoconsumo può assumere diverse forme: tradizionalmente, con autoconsumo si faceva riferimento a Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) o Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). Oggi, rientrano nell'autoconsumo anche configurazioni di autoconsumo diffuso, quali, ad esempio, le comunità energetiche rinnovabili (CER).

Sistemi semplici di produzione e consumo

I sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) [108], [109] sono sistemi elettrici connessi alla rete pubblica, nei quali almeno un impianto di produzione di energia elettrica è direttamente collegato a un'unità di consumo, formando un'unità integrata per l'autoapprovvigionamento energetico. Questi sistemi sono regolati dal Testo Integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC) [110].

I Sistemi Semplici si suddividono in due gruppi: i consorzi e cooperative storici dotati di rete propria [111] e altri SSPC (ASSPC) [112]–[115]. I primi sono consorzi costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile con una rete per il trasporto e la fornitura della rete elettrica ai propri soci. Gli ASSPC invece sono caratterizzati da un solo produttore e un solo cliente finale e possono accedere a incentivazioni come lo scambio sul posto.

Sistemi di distribuzione chiusi

I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) sono definiti all'interno del Testo Integrato delle disposizioni di ARERA per la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) [116]. Si tratta di configurazioni particolari di reti di distribuzione elettrica progettate per operare in contesti specifici, come siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, con delimitazioni geografiche ben definite. Tali sistemi non forniscono energia elettrica a clienti finali civili, salvo alcune eccezioni previste dalla normativa.

A questa casistica fanno eccezione le utenze situate all'interno dell'ambito territoriale del SDC, in cui gli utenti sono nuclei familiari legati al proprietario del sistema di distribuzione da vincoli contrattuali o relazioni simili. Questo include nuclei familiari con rapporti di lavoro con aziende connesse al SDC e inizialmente appartenenti allo stesso gruppo societario del proprietario del sistema.

I SDC, gestiti e posseduti da soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, si distinguono per il fatto che, per ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o i processi produttivi degli utenti risultano integrati. In alternativa, possono essere caratterizzati dal fatto che l'energia elettrica distribuita è destinata principalmente al proprietario o gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi:

- SDC esistenti, ossia gli SDC autorizzati o realizzati entro il 15 agosto 2009 e registrati nel Registro delle reti interne di utenza o in quello degli altri sistemi di distribuzione chiusi tramite un'apposita istanza presentata all'Autorità entro il 26 giugno 2022. Gli SDC esistenti non hanno modificato il proprio ambito territoriale, come stabilito dall'Autorità con specifici provvedimenti. In questa categoria rientrano anche reti elettriche portuali o aeroportuali in concessione incluse nel Registro degli altri sistemi di distribuzione chiusi.
- SDC nuovi, sistemi realizzati secondo quanto previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo 210/21 [3] e inseriti nel Registro dei SDC nuovi. Inoltre, includono SDC già ricompresi tra quelli esistenti, ad eccezione delle reti portuali o aeroportuali in concessione, che hanno apportato modifiche al proprio ambito territoriale. Tali modifiche devono rientrare nelle tipologie previste dal TISDC all'articolo 5, comma 5.7, e devono essere approvate dall'Autorità con apposito provvedimento.

Autoconsumo diffuso

La legislazione sull'autoconsumo diffuso [117] ha recentemente subito un significativo cambiamento con l'emanazione del Decreto Ministeriale n. 414 del 7 dicembre 2023 [118], noto anche come Decreto

CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile), da parte del MASE. Il decreto, entrato in vigore il 24 gennaio 2024, introduce nuove regole per l'assegnazione degli incentivi destinati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tali impianti devono essere integrati in comunità energetiche, gruppi di autoconsumatori o configurazioni di autoconsumo a distanza.

Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD) [119], allegato alla Delibera ARERA 727/2022/R/eel, definisce il funzionamento del sistema e i criteri per la valorizzazione dell'energia autoconsumata nelle configurazioni autorizzate.

Il TIAD prevede sette differenti tipi di configurazioni possibili per l'autoconsumo diffuso, riportate in Figura 35e dettagliate in seguito.

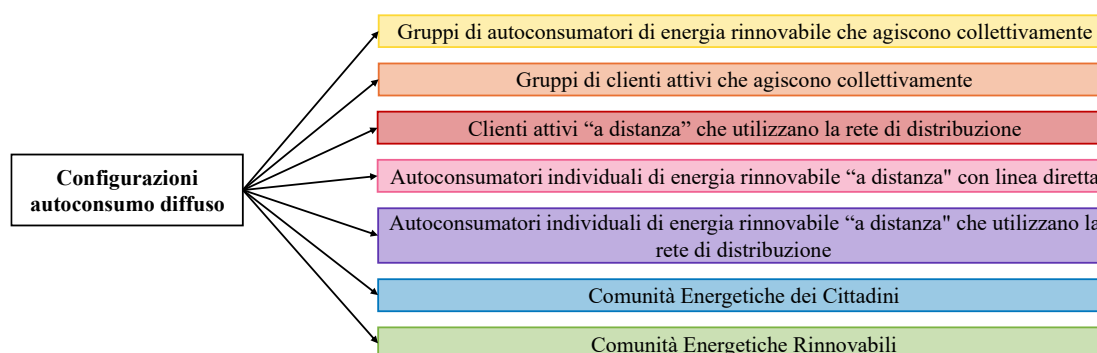


Figura 35. Configurazioni di autoconsumo diffuso.

Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente

Si tratta di un gruppo di autoconsumatori composto da almeno due soggetti distinti, identificabili come clienti finali e/o produttori, che partecipano alla configurazione tramite un contratto di diritto privato. Il gruppo deve includere almeno due punti di connessione separati: uno associato a un'utenza di consumo e l'altro a un impianto di produzione o UP.

Ogni soggetto titolare di un punto di connessione può aderire a un gruppo di autoconsumatori come produttore e/o cliente finale, ad eccezione di alcune specifiche categorie di imprese private specificate nel TIAD.

La costituzione di un gruppo di autoconsumatori non richiede la creazione di un soggetto giuridico autonomo, poiché i rapporti tra i partecipanti vengono regolati tramite un contratto di diritto privato, stipulato prima della presentazione della richiesta al GSE per l'accesso al servizio di autoconsumo diffuso. Nei condomini, tali rapporti possono essere definiti attraverso una delibera assembleare, sottoscritta dai condòmini che aderiscono al gruppo.

Il contratto deve includere i contenuti minimi stabiliti nelle Regole Operative del GSE, come riportato nei documenti ufficiali.

I punti di connessione dei clienti finali appartenenti a un gruppo di autoconsumatori devono trovarsi nell'area relativa allo stesso edificio o condominio. Gli impianti possono essere collocati nell'edificio o condominio stesso, oppure in altri siti di piena disponibilità di uno o più clienti finali del gruppo, ma sempre all'interno dell'area servita dalla medesima cabina primaria.

La configurazione può includere più impianti o potenziamenti di impianti a fonte rinnovabile, eventualmente dotati di sistemi di accumulo. Gli impianti di produzione possono essere di proprietà o gestione di un soggetto terzo, a condizione che siano operati secondo le istruzioni del gruppo di autoconsumatori.

Gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente

I gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente [120] devono includere almeno due soggetti distinti, appartenenti al gruppo come clienti finali e/o produttori, e almeno due punti di connessione separati. Ogni punto di connessione deve essere associato a un'utenza di consumo e a un impianto di produzione.

I soggetti coinvolti in tali configurazioni devono essere clienti finali e/o produttori e devono rispettare i seguenti requisiti:

- I punti di connessione devono essere ubicati nello stesso edificio o condominio.
- Per le imprese private, la partecipazione al gruppo non può costituire l'attività commerciale o industriale principale.
- I soggetti devono aver sottoscritto un contratto di diritto privato che soddisfi i requisiti stabiliti nelle regole operative.
- I soggetti devono aver conferito un mandato, se previsto, al referente per la costituzione e la gestione della configurazione, nonché per la richiesta dei benefici legati all'autoconsumo diffuso al GSE.

Gli impianti di produzione che contribuiscono alla determinazione dell'energia autoconsumata nel gruppo devono essere ubicati nello stesso edificio o condominio, o in altre aree di piena disponibilità di uno o più clienti attivi.

Clienti attivi “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzioni

I clienti attivi “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzione, definiti come “clienti attivi a distanza”, richiedono la presenza di almeno due punti di connessione: uno destinato a un'utenza di consumo e l'altro collegato a un impianto di produzione. Tale configurazione deve coinvolgere un unico cliente finale, il quale deve avere la piena disponibilità degli edifici o dei siti in cui sono ubicati gli impianti di produzione inclusi nella configurazione.

Gli impianti di produzione possono essere di proprietà o gestiti da un soggetto terzo, a condizione che quest'ultimo operi sotto le istruzioni del cliente attivo. Inoltre, sia i punti di connessione del cliente attivo che quelli degli impianti di produzione devono essere sottesi alla stessa cabina primaria.

Autoconsumatori individuali di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta

Gli autoconsumatori individuali di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta utilizzano una linea diretta privata per condividere energia tra due punti di connessione distinti: uno destinato al consumo e l'altro alla produzione di energia rinnovabile. Il collegamento deve rispettare i seguenti requisiti:

- deve essere diretto e privato, senza utilizzo della rete di distribuzione elettrica pubblica;
- deve avere una lunghezza massima di 10 km;
- non deve essere condiviso con altre utenze diverse dall'UP e dall'UC.

L'UP può essere di proprietà o gestione di un terzo, che si occupa di attività come l'installazione, l'esercizio (inclusa la gestione dei contatori) e la manutenzione. Il terzo deve operare sotto le istruzioni dell'autoconsumatore e non è considerato, a sua volta, autoconsumatore di energia rinnovabile.

Autoconsumatori individuali di energia rinnovabile “a distanza” che usano la rete di distribuzione

Gli autoconsumatori individuali di energia rinnovabile “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzione sono costituiti da un cliente unico che impiega la rete di distribuzione per condividere e consumare virtualmente l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili situati in aree di sua piena disponibilità. Questa configurazione permette al cliente di ottimizzare l'utilizzo dell'energia, autoconsumandola nei diversi punti di prelievo di cui è titolare.

La configurazione prevede la presenza di almeno due punti di connessione: un punto di consumo, che alimenta l'utenza del cliente finale e un punto di produzione, collegato ad un impianto rinnovabile che genera energia.

Un autoconsumatore a distanza può includere nella propria configurazione tutti i punti di prelievo di cui è titolare, a condizione che siano situati nell'area servita dalla stessa cabina primaria.

Gli impianti di produzione possono essere gestiti in diversi modi, a seconda delle esigenze dell'autoconsumatore. Possono essere di proprietà dello stesso cliente, che si occupa direttamente della loro operatività. In alternativa, gli impianti possono essere gestiti o addirittura appartenere a un soggetto terzo, come un produttore. In questo caso, è fondamentale che il soggetto terzo operi sotto le istruzioni

dell'autoconsumatore a distanza, garantendo così il pieno controllo da parte del cliente sull'energia prodotta.

Comunità energetiche dei cittadini

Le comunità energetiche dei cittadini (CEC) devono comprendere almeno due membri o soci, che possono essere clienti finali e/o produttori. È necessario che siano presenti almeno due punti di connessione distinti: uno per un'utenza di consumo e l'altro per un impianto di produzione o UP.

La CEC deve possedere, o quantomeno avere la disponibilità e il controllo, di tutti gli impianti di produzione inclusi nella configurazione. Questo requisito può essere soddisfatto attraverso accordi tra le parti, che stabiliscano che i produttori gestiscano gli impianti in conformità con gli obiettivi della comunità e nel rispetto delle normative vigenti. È importante notare che l'energia immessa in rete dagli impianti di produzione rimane sotto il controllo economico del produttore e non è soggetta ai benefici derivanti dalla condivisione dell'energia all'interno della CEC.

Una stessa CEC può creare più configurazioni di autoconsumo diffuso, ma ogni configurazione richiede una richiesta separata di accesso al servizio.

La CEC richiede uno statuto o un atto costitutivo che includa alcuni elementi essenziali, tra cui l'oggetto sociale prevalente e i membri, compresi quelli esercitanti i poteri di controllo.

I membri della CEC devono essere soci o parte di un medesimo soggetto giuridico. Se esercitano poteri di controllo sulla comunità, devono appartenere alle categorie previste dalla normativa, come persone fisiche, piccole imprese o autorità locali. Le imprese private, per far parte della CEC, devono garantire che la loro partecipazione non sia legata alla loro attività principale.

Non è consentito far parte di una CEC con utenze che usufruiscono del servizio di scambio sul posto, poiché l'energia già scambiata non può essere conteggiata nel calcolo dell'energia autoconsumata. Inoltre, i punti di connessione dei membri possono includere anche quelli intestati alla comunità stessa. È possibile che alcuni membri della CEC non partecipino direttamente alla configurazione, pur essendo soci.

I produttori esterni alla CEC possono conferire mandato al referente affinché l'energia immessa dai loro impianti sia inclusa nel computo dell'energia condivisa. Questi produttori, pur avendo come attività principale la produzione e lo scambio di energia, possono partecipare alla configurazione come "produttori terzi".

Comunità energetiche rinnovabili

L'obiettivo principale di una CER è generare benefici ambientali, economici e sociali per i suoi membri e per le aree locali in cui opera. Questo approccio esclude esplicitamente la finalità di realizzare profitti, concentrandosi piuttosto sul miglioramento del benessere collettivo e sulla sostenibilità.

Nel perseguire questi obiettivi, la CER può intraprendere una serie di attività integrate e complementari, tra cui la produzione di energia rinnovabile, la promozione dell'efficienza energetica, la vendita di energia al dettaglio ai propri membri, l'offerta di servizi di ricarica per veicoli elettrici alla comunità elettrica o dei servizi ancillari alla rete.

Questo insieme di attività permette alla CER di ampliare i benefici per i propri membri, integrando energia rinnovabile e servizi innovativi per un approccio complessivo alla sostenibilità energetica.

I soggetti facenti parte della configurazione sono clienti finali e/o produttori con punti di connessione situati nella stessa zona di mercato, come riportato in Figura 36.

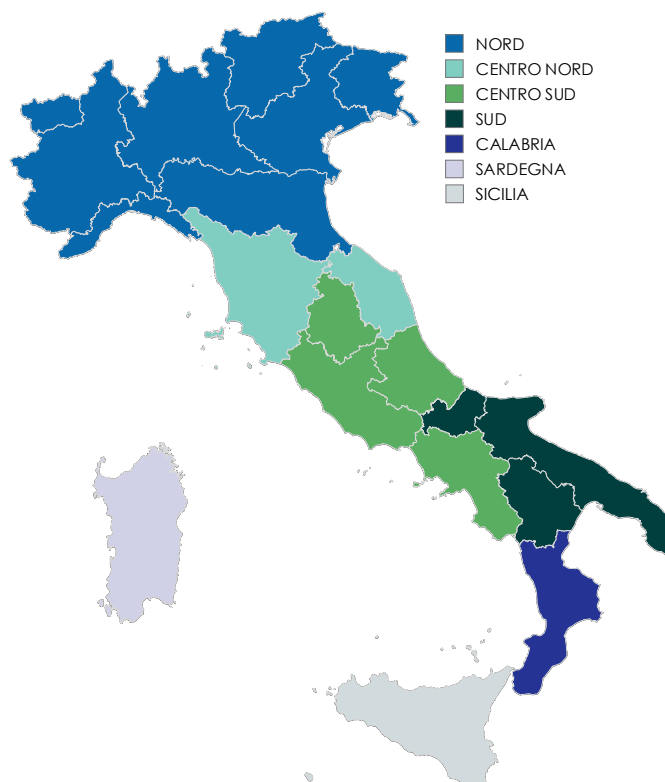


Figura 36. Zone del mercato italiano.

Tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili possono essere inclusi in una CER come unità di produzione. Questo include impianti fotovoltaici, ma anche idroelettrici, eolici, a biogas o a biomassa solida.

I partecipanti alla CER, siano essi consumatori finali o autoconsumatori, mantengono i loro diritti fondamentali come clienti finali, che includono la possibilità di scegliere il proprio fornitore e quelli di uscita e adesione alla comunità.

Incentivi per l'autoconsumo diffuso

Il Decreto [118] prevede incentivi economici per lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo collettivo, articolati in due principali misure e diverse tipologie di contributi economici.

Contributo in conto capitale (a fondo perduto)

Questa misura, finanziata dal Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR), copre fino al 40% dei costi ammissibili per lo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili e configurazioni di autoconsumo collettivo, per impianti situati in comuni con meno di 5.000 abitanti. Le configurazioni ammesse sono le CER e i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Le richieste di contributo devono essere presentate entro il 31 marzo 2025. Gli impianti ammessi devono entrare in esercizio entro 18 mesi dalla data di ammissione al contributo e, comunque, non oltre il 30 giugno 2026. La misura si applica fino al 30 giugno 2026, per una potenza complessiva di almeno 2 GW, nel limite delle risorse PNRR pari a 2.2 miliardi di euro.

Contributo in conto esercizio

Le configurazioni ammesse al servizio per l'autoconsumo diffuso possono beneficiare di contributi economici per ciascun impianto di produzione rilevante, per una durata di 20 anni. I contributi includono:

- Valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (C_{ACV}).

- Incentivazione (tariffa premio) dell'energia elettrica condivisa (C_{ACI}).
- Corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, gestito dal GSE.

Le configurazioni che possono accedere unicamente al contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata sono: i gruppi di clienti attivi che operano collettivamente, i clienti attivi “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzione e le CEC.

Le configurazioni che possono accedere sia alla tariffa incentivante C_{ACI} sia al contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata C_{ACV} sono invece gli autoconsumatori a distanza, i gruppi di autoconsumatori e le CER.

Contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata

Il contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (C_{ACV}) avviene attraverso la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA [119]. In particolare, l'energia elettrica autoconsumata (E_{ACV}) è definita come l'energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria. L'energia elettrica autoconsumata può essere suddivisa, ove necessario, per impianto di produzione/unità di produzione, a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entrati prima in esercizio. Il calcolo di questo contributo varia a seconda della configurazione di autoconsumo, in particolare:

- In caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di gruppi di clienti attivi, il contributo è calcolato come in equazione (1).

$$C_{ACV} = CU_{Afa,m} \cdot E_{ACV} + CU_{Afb,m} \cdot E_{ACVC} + \sum_{i,h} (E_{ACVC,i} \cdot c_{PR,i} \cdot Pz)_h \quad (1)$$

Dove $CU_{Afa,m}$ è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile (pari alla componente variabile della tariffa di trasmissione per le utenze in bassa tensione), E_{ACVC} è l'energia autoconsumata mensile limitata agli impianti situati nell'edificio o condominio, $CU_{Afb,m}$ il corrispettivo unitario di autoconsumo mensile (calcolato come il valore massimo della componente variabile di distribuzione definita per le utenze in BT per altri usi vigente nel mese considerato), i è il livello di tensione, h è l'ora, $c_{PR,i}$ è il coefficiente di perdite evitate corrispondente al livello di tensione (1.2% per impianti in MT e 2.6% in BT) e Pz è il prezzo zonale orario.

- In caso di comunità energetiche rinnovabili, di comunità energetiche dei cittadini, di autoconsumatori individuali di energia rinnovabile “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzione e di clienti attivi “a distanza” il contributo è calcolato come in equazione (2).

$$C_{ACV} = CU_{Afa,m} \cdot E_{ACV} \quad (2)$$

Incentivazione dell'energia elettrica condivisa

Per quanto riguarda invece l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa, essa dipende dalla quota di energia elettrica condivisa incentivabile (E_{ACI}), definita dal decreto CACER su base oraria e calcolata come in equazione (3).

$$E_{ACI} = \min(E_{immessa,h}; E_{prelevata,h}) \quad (3)$$

Dove $E_{immessa,h}$ è l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione, mentre $E_{prelevata,h}$ è l'energia prelevata. Queste ultime sono calcolate come la somma di queste nei generici punti di connessione y , come riportato in equazioni (4) e (5).

$$E_{immessa,h} = \sum_{y=1}^n [E_{immessa,h}]_y \quad (4)$$

$$E_{prelevata,h} = \sum_{y=1}^n [E_{prelevata,h}]_y \quad (5)$$

Il contributo di incentivazione dell'energia condivisa C_{ACI} del mese m è calcolata come in equazione (6).

$$C_{ACI} = \sum_h TIP_h \cdot E_{ACI,h} \quad (6)$$

Dove TIP_h è la tariffa premio, dipendente dai prezzi del mercato dell'energia e quindi variabile su base oraria. Per ogni ora h , il TIP è calcolabile come in equazione (7).

$$TIP_h = \{ \min[CAP; TP_{base} + \max(0; 180 - P_z)] + FC_{zonale} \} \cdot (1 - F) \quad (7)$$

In questa equazione CAP e TP_{base} sono rispettivamente il valore soglia e il valore base della tariffa spettante, definiti in funzione della potenza dell'impianto, come riportato in Tabella 3, FC_{zonale} è il fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici ed è quindi definito in funzione dell'ubicazione dell'impianto come in Tabella 4, F è il parametro legato all'eventuale erogazione di un contributo in conto capitale. Esso varia generalmente tra 0 (nessun contributo in conto capitale) e 0.5 (contributo pari al 40%). Il fattore di riduzione F non si applica all' E_{ACI} associata a punti di prelievo intestati a enti territoriali, autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e organizzazioni per la protezione ambientale. In particolare, se sono presenti almeno un punto di prelievo intestato a tali soggetti e almeno un impianto che ha beneficiato di un contributo in conto capitale, viene effettuata un'ulteriore suddivisione per distinguere tra energia elettrica condivisa incentivabile esente e non esente, relativa agli impianti che hanno ricevuto tale contributo.

Tabella 3. CAP e TP_{base} funzione della potenza di impianto.

	$P_i \leq 200$ kW	200 kW < $P_i \leq 600$ kW	$P_i > 600$ kW
CAP [€/MWh]	120	110	100
TP_{base} [€/MWh]	80	70	60

Tabella 4. Fattore di correzione zonale per impianti fotovoltaici.

Zona geografica	FC_{zonale}
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4 €/MWh
Regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+ 10 €/MWh

La tariffa può essere richiesta entro il trentesimo giorno successivo al raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2027.

Il Decreto stabilisce inoltre che le CACER garantiscano, attraverso una specifica disposizione statutaria, un accordo privato o, nel caso di autoconsumo individuale, una dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l'eventuale eccedenza della tariffa premio rispetto al valore soglia dell'energia incentivata sia destinata esclusivamente a consumatori non appartenenti al settore delle imprese e/o utilizzata per finalità sociali con benefici per i territori in cui sono situati gli impianti per la condivisione.

Il GSE verifica annualmente se il valore soglia è stato superato, utilizzando l'equazione (8).

$$\%E_{ACI,ecc,j,n} = \max[0; (E_{ACI,j,n}/E_{(immessa,j,n)} \cdot 100) - \text{valore soglia}] \quad (8)$$

Dove $E_{ACI,j,n}$ è l'energia elettrica condivisa incentivabile degli impianti appartenenti all'insieme j per l'anno n , $E_{(immessa,j,n)}$ è l'energia immessa in rete degli impianti appartenenti all'insieme j per l'anno n .

Il valore soglia è pari a 55% per gli impianti che accedono alla sola tariffa premio, 45% per gli impianti che cumulano la tariffa premio con un contributo in conto capitale.

Corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare l'energia immessa in rete vendendola sul mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio di ritiro dedicato [121]. Questo prevede la cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti idonei, su richiesta del produttore, come alternativa alla vendita sul libero mercato. Tale sistema si basa su procedure semplificate e sull'applicazione di condizioni economiche di mercato.

In particolare, il GSE riconosce al produttore un prezzo per ogni kWh immesso in rete. Il prezzo riconosciuto ai produttori varia in base alla tipologia di impianto e agli eventuali incentivi associati:

- Per gli impianti a fonte rinnovabile non incentivati con potenza fino a 1 MW, fotovoltaici incentivati con potenza fino a 100 kW, e idroelettrici incentivati con potenza efficiente fino a 500 kW, il produttore può optare per l'applicazione dei prezzi minimi garantiti. Questi prezzi, stabiliti annualmente da ARERA, differiscono a seconda della fonte energetica e dello scaglione di energia.
- Negli altri casi, come per impianti a fonte rinnovabile incentivati con potenza fino a 1 MW (non inclusi nei casi sopra citati) o impianti a fonte rinnovabile, incentivati o meno, con potenza superiore a 1 MW, il prezzo riconosciuto è il prezzo zonale orario. Questo prezzo, determinato sul mercato elettrico, varia in base all'ora di immissione dell'energia in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Per gli impianti che beneficiano dei prezzi minimi garantiti, è previsto un conguaglio annuale positivo basato sull'applicazione del prezzo zonale orario. Questo garantisce ai produttori la remunerazione con il prezzo più vantaggioso.

Benefici dell'autoconsumo

I benefici dell'autoconsumo [122] possono essere categorizzati in tre principali categorie, dettagliate in seguito.

Benefici elettro-energetici

I vantaggi per la rete elettrica sono probabilmente i più intuitivi. È facilmente dimostrabile che la generazione distribuita, se temporalmente coerente con la domanda dei carichi, comporta una riduzione delle perdite di rete, grazie a un minore transito netto sull'infrastruttura.

Tuttavia, è fondamentale analizzare con attenzione il rischio di eccesso di produzione, che potrebbe causare un'inversione del flusso di potenza. Secondo alcuni studi di scenario condotti da Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), tale fenomeno potrebbe determinare perdite significative in specifici tratti della rete.

Oltre alla riduzione delle perdite di rete, i generatori distribuiti contribuiscono al miglioramento dei profili di tensione, abbassando le correnti sulle linee e, di conseguenza, riducendo le cadute di tensione. Tuttavia, l'intermittenza delle fonti rinnovabili può generare fenomeni di sovratensione, compromettendo la qualità della fornitura.

La riduzione dei picchi di potenza favorisce anche una maggiore affidabilità della rete, limitando i guasti dei componenti dovuti al sovraccarico.

Poiché l'autoconsumo si basa sul trasporto di energia tra *prosumer* e clienti finali, è essenziale disporre di reti di distribuzione adeguate. In questo contesto, il DSO svolge un ruolo cruciale nel promuovere la crescita dell'energia autoconsumata, soprattutto nelle aree rurali, dove il potenziale di sviluppo è elevato ma le infrastrutture di rete presentano maggiori limitazioni.

L'integrazione coordinata di fonti di generazione non programmabili e sistemi di accumulo consente inoltre di offrire servizi ancillari sia al DSO che al TSO, come il già citato DR.

Benefici sociali

Le comunità energetiche nascono con l'obiettivo di rispondere a esigenze territoriali e comunitarie, che solitamente non rientrano tra le priorità dei soggetti orientati principalmente al profitto.

Il contrasto alla povertà energetica può essere affrontato dalle comunità energetiche sia in modo diretto, riducendo, ad esempio, la spesa energetica delle famiglie in difficoltà, sia in modo indiretto, fornendo strumenti e informazioni per una gestione più efficiente degli apparati domestici. Un intervento di questo tipo risponde chiaramente a logiche di pubblica utilità. Non sorprende, dunque, che le amministrazioni pubbliche, in particolare i comuni, cerchino di promuovere comunità energetiche con finalità sociali nei quartieri più vulnerabili.

Inoltre, si auspica che le comunità energetiche possano generare un effetto volano: da un lato, favorendo la crescita dei servizi locali e l'implementazione di politiche pubbliche che, altrimenti, sarebbero difficilmente realizzabili dalle amministrazioni locali; dall'altro, stimolando lo sviluppo di nuove filiere che formino tecnici e artigiani locali, contribuendo così a contrastare lo spopolamento dei piccoli comuni.

Benefici ambientali

I benefici ambientali comprendono:

- **Benefici diretti:** l'autoconsumo promuove l'utilizzo di energia rinnovabile e una maggiore partecipazione degli utenti finali al percorso di decarbonizzazione a livello europeo. Uno studio di Elemens [123] stima che, entro il 2030, l'attivazione di schemi di autoconsumo collettivo porterà ad un incremento di 17.2 GW nella capacità di generazione rinnovabile. I benefici ambientali diretti derivanti da questa evoluzione si tradurrebbero in una riduzione delle emissioni di CO_{2,eq} pari a 47.1 milioni di tonnellate.
- **Benefici indiretti:** il legislatore auspica che cittadini, amministrazioni e piccole e medie imprese, attraverso la partecipazione alla generazione e al consumo di energia da fonti rinnovabili, possano trasferire le competenze acquisite anche in altri settori, come i trasporti o gli acquisti, contribuendo così a stimolare una domanda più ampia di prodotti a bassa intensità di carbonio. Inoltre, l'autoconsumo diffuso può generare vantaggi collettivi indiretti. Queste iniziative, infatti, mirano a rispondere ai bisogni del territorio individuati dai propri membri, valorizzando le risorse ambientali disponibili e promuovendo uno sviluppo più sostenibile.

2. SISTEMI DI ACCUMULO NEL TERRITORIO DELL'ALTO ADIGE

In questo capitolo verrà esaminato il territorio italiano e dell'Alto Adige, con un'analisi del numero e della capacità dei sistemi di accumulo attualmente installati. Verrà successivamente condotta un'analisi delle tecnologie di stoccaggio più adatte al territorio in esame.

2.1. Situazione attuale accumuli in Italia

Nel territorio italiano sono presenti numerosi sistemi di accumulo, per una potenza totale di $1.3 \cdot 10^4$ MW e una capacità totale di $6.3 \cdot 10^5$ MWh. Per redigere questa analisi sono stati utilizzati i dati del database di Terna [124], che include i sistemi di accumulo installati fino a ottobre 2024. Tale database considera tutti i sistemi di accumulo installati in Italia, ma per quanto riguarda i HPS, include solamente i sistemi a pompaggio puro, da intendersi, secondo la definizione di Terna, come impianti dove gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore siano in media inferiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno [125]. I sistemi a pompaggio misto, in cui gli apporti naturali superano in media il 5% del volume d'acqua turbinata annualmente, sono esclusi dal *database*. Tuttavia, tali sistemi sono considerati dalla letteratura come sistemi di accumulo, e per questo motivo il *database* [124] è stato integrato con i dati sui sistemi a pompaggio misto presenti in [57] e consultabili in [126].

Dall'analisi della capacità totale installata emerge che il 98% di essa è costituita dai sistemi di accumulo a pompaggio idrico. Questo risultato è attribuibile all'enorme capacità di accumulo offerta dai sistemi a pompaggio rispetto ad altre tecnologie. Per quanto riguarda le altre tipologie di sistemi di accumulo, i dati di Terna indicano che si tratta esclusivamente di sistemi elettrochimici. Tali sistemi possono essere installati in configurazione *stand-alone*, associati a impianti di produzione da fonti rinnovabili (solare ed eolico), o integrati con impianti di produzione termoelettrici. In Figura 37 sono riportate le percentuali dei vari accumuli presenti in Italia rispetto alla potenza totale installata.

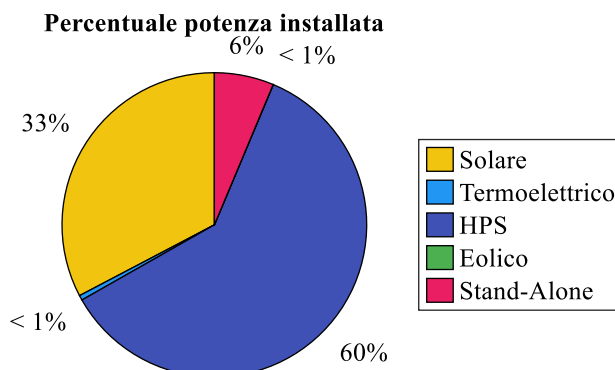


Figura 37. Potenza installata per tipologia di accumulo.

Dalla Figura 37 emerge che, in termini di potenza installata, gli HPS rappresentano ancora la maggioranza, costituendo il 60% del totale. Tuttavia, una percentuale significativa è costituita dai sistemi elettrochimici associati ad impianti fotovoltaici, che rappresentano circa il 33% del totale. I sistemi *stand-alone*, invece, rappresentano circa il 6%. I sistemi associati ad impianti termoelettrici ed eolici risultano quasi trascurabili rispetto alle altre configurazioni.

Analizzando l'andamento degli ultimi due anni, come illustrato in Figura 38 e Figura 39 per capacità e potenza rispettivamente, e considerando che in questo periodo non sono stati installati nuovi sistemi di accumulo a pompaggio idrico, si nota un incremento continuo sia della potenza che della capacità installata sul territorio italiano. Questo evidenzia un sistema energetico in costante evoluzione, orientato verso una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'installazione regionale, in Figura 40 e Figura 41 sono riportate rispettivamente la capacità e la potenza installate divise per regione, mentre in Figura 42 e Figura 43 sono riportate le percentuali di tipo di accumulo regionale rispetto a capacità e potenza, rispettivamente.

Analizzando la capacità installata, emerge che le regioni con maggiori risorse sono la Lombardia, l'Abruzzo e il Trentino-Alto Adige, dove la capacità totale installata è costituita quasi esclusivamente da impianti a pompaggio idrico. Per quanto riguarda la potenza, la Lombardia si conferma la regione con il maggior contributo, seguita dal Piemonte e dalla Campania. In tutte e tre le regioni è predominante la presenza di HPS nell'installato, ma si registra anche una discreta presenza di accumuli associati al solare, mentre per il Piemonte è rilevabile anche una quota significativa di sistemi associati a impianti termoelettrici.

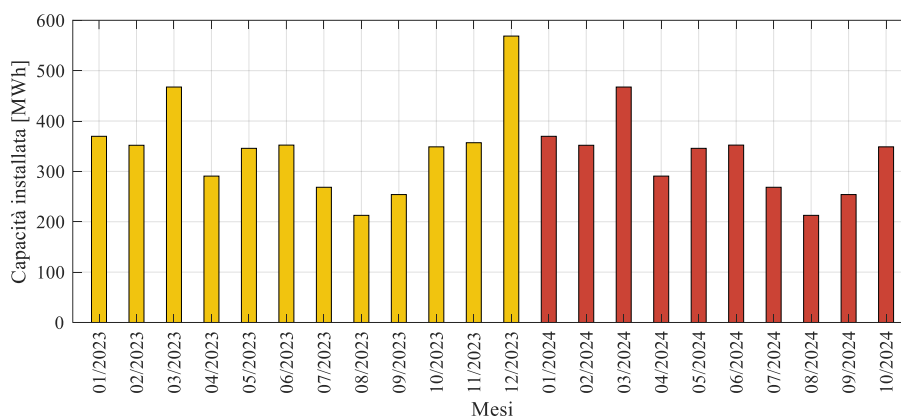


Figura 38. Capacità installata da gennaio 2023 a ottobre 2024.

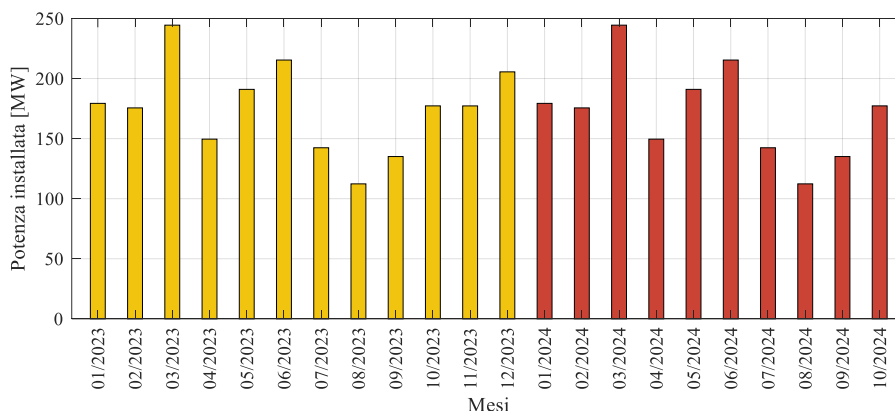


Figura 39. Potenza installata da gennaio 2023 a ottobre 2024.

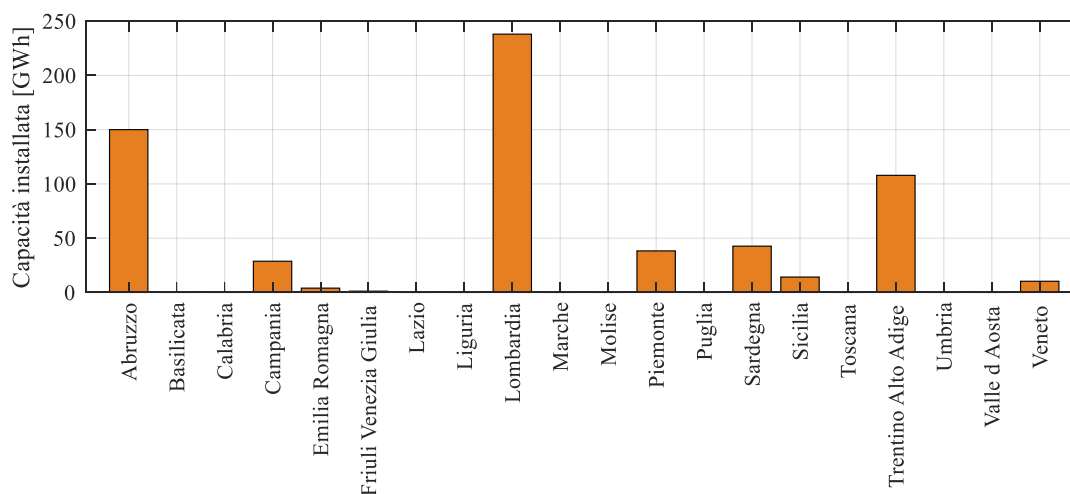


Figura 40. Capacità installata per regione.

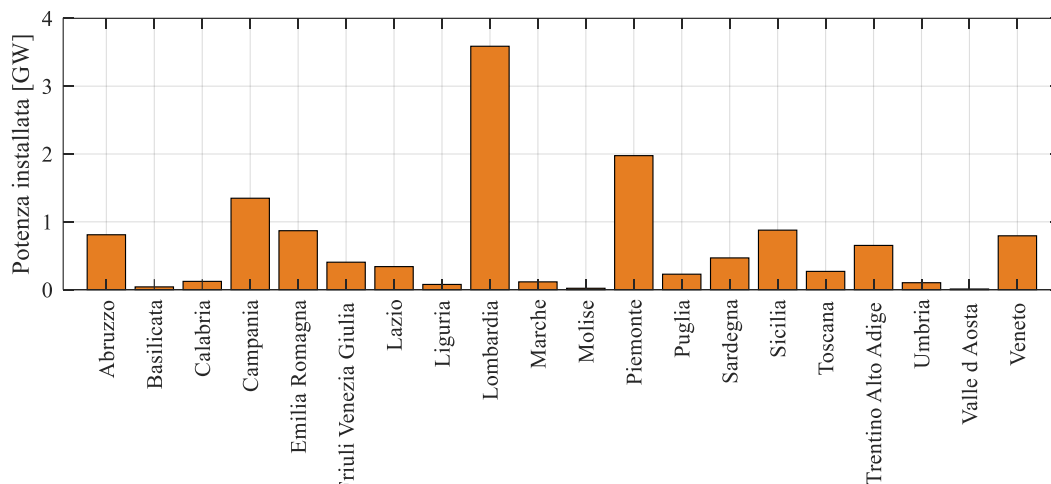


Figura 41. Potenza installata per regione.

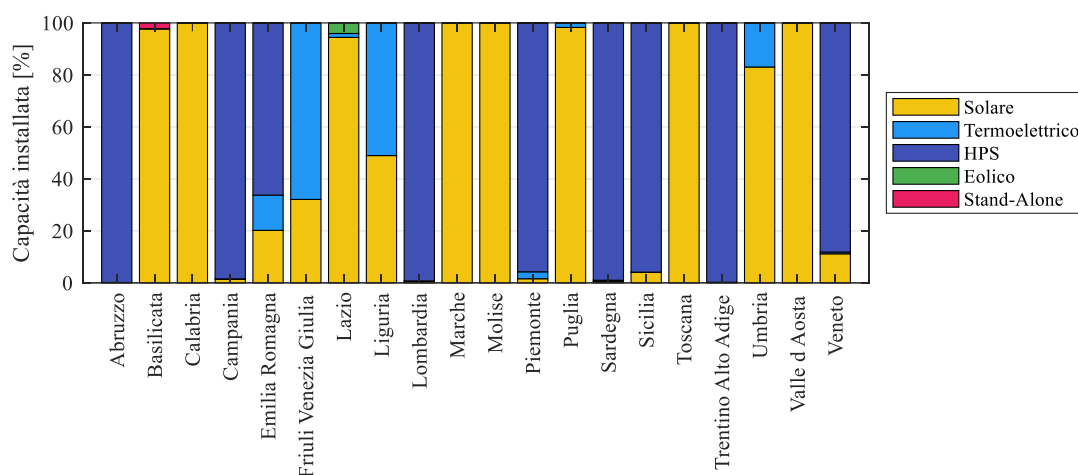


Figura 42. Capacità installata per tipo di accumulo diviso per regione.

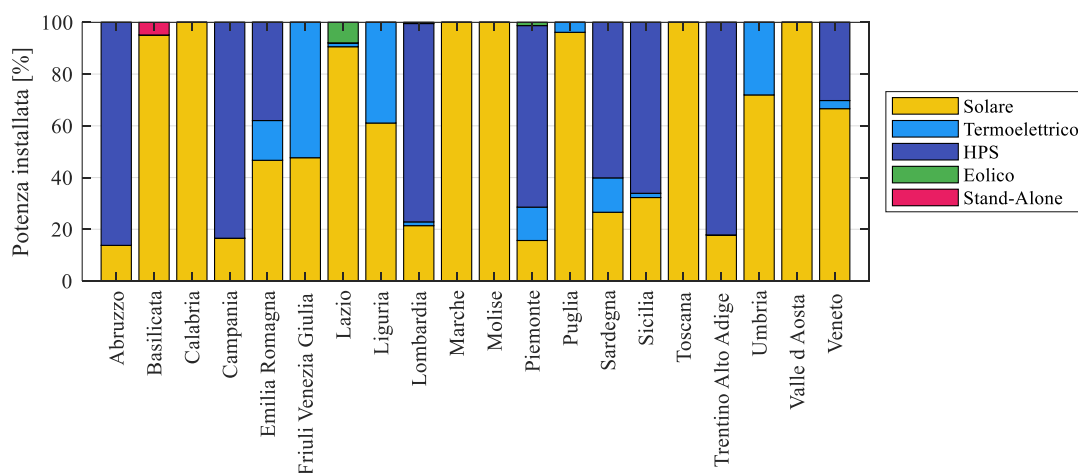


Figura 43. Potenza installata per tipo di accumulo diviso per regione.

La regione Trentino-Alto Adige presenta una capacità totale installata di circa 100 GWh e una potenza complessiva di circa 652 MW. La distribuzione dell'installato nelle due province è riportata in Figura 44. La maggior parte della capacità e della potenza installata nella regione si trova in provincia di Trento,

attribuibile alla presenza di un maggior numero di impianti HPS con capacità e potenza più elevate. Osservando le percentuali di installato nelle due province diviso per tipo di accumulo (Figura 45) emerge che la maggior parte della potenza installata nella provincia di Trento è costituita da impianti HPS. Al contrario, nella provincia di Bolzano, che sarà approfondita in seguito, una quota significativa della potenza è dovuta ad accumuli elettrochimici associati a impianti fotovoltaici. Se si considera invece la capacità installata (Figura 45), la percentuale di HPS risulta essere prossima al 100% per entrambe le province, sottolineando la predominanza di questa tecnologia in termini di capacità di accumulo.

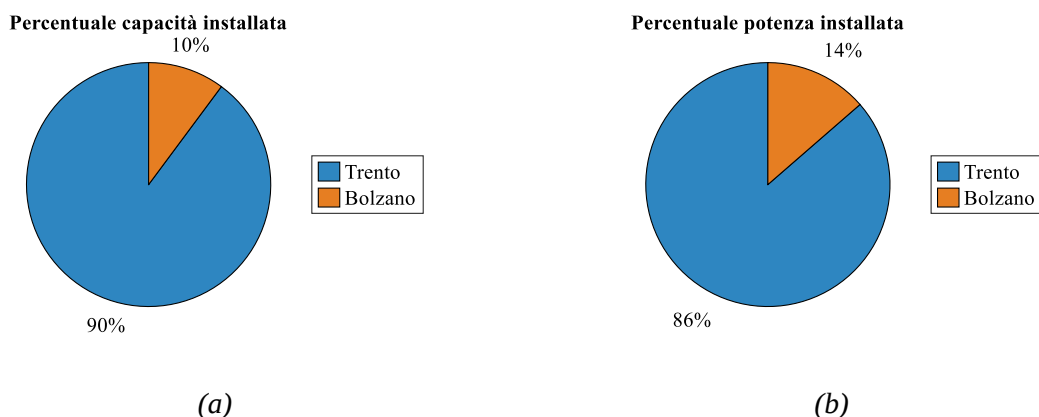


Figura 44. Percentuale provinciale: (a) Capacità installata (b) Potenza installata.

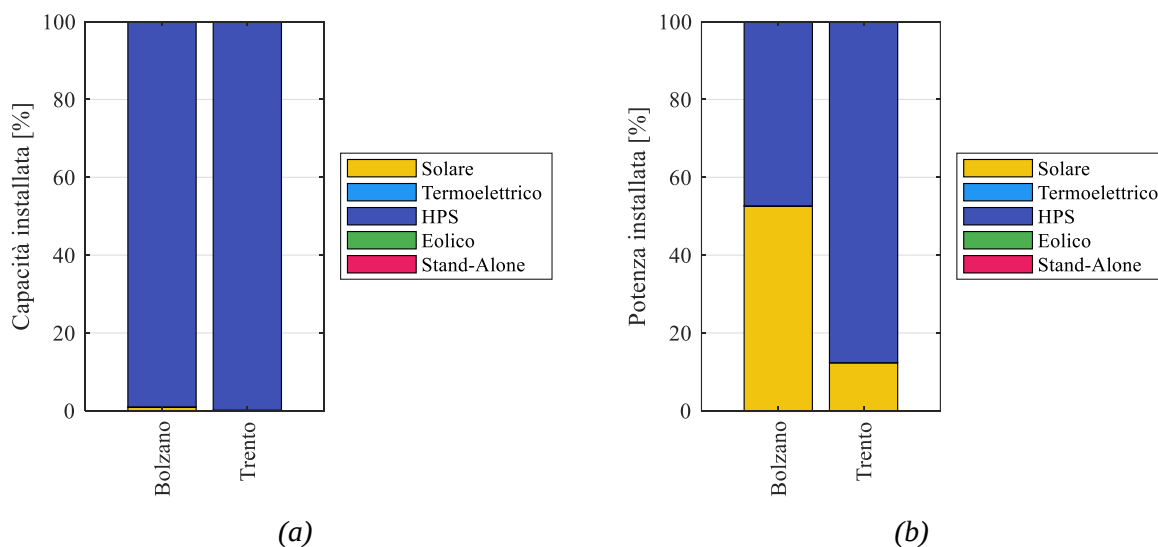


Figura 45. (a) Capacità installata per tipo di accumulo divisa per provincia; (b) Potenza installata per tipo di accumulo divisa per provincia.

2.2. Situazione attuale accumuli in Alto Adige

L'analisi si focalizza ora sulla sola provincia di Bolzano, la quale ha una capacità di accumulo di 10^4 MWh, una potenza di 88.7 MW, per un totale di 6027 sistemi di accumulo. Figura 46 mostra la suddivisione in percentuale delle varie tipologie di accumulo in termini di capacità, potenza e numero di impianti. Nella provincia non sono presenti accumuli associati ad impianti eolici, questa categoria non sarà quindi riportata nei diagrammi successivi. Come si può notare dalla Figura 46, la capacità di accumulo è quasi interamente attribuita all'unico impianto HPS presente in provincia, l'impianto di Pracomune. In provincia è presente poi un accumulo associato ad un impianto termoelettrico, installato nel marzo 2023 e un accumulo *stand-alone* presente prima del 2022. Per numero di impianti quindi gli accumuli associati ai pannelli fotovoltaici totalizzano quasi il 100%, e costituiscono il 53% della potenza installata.

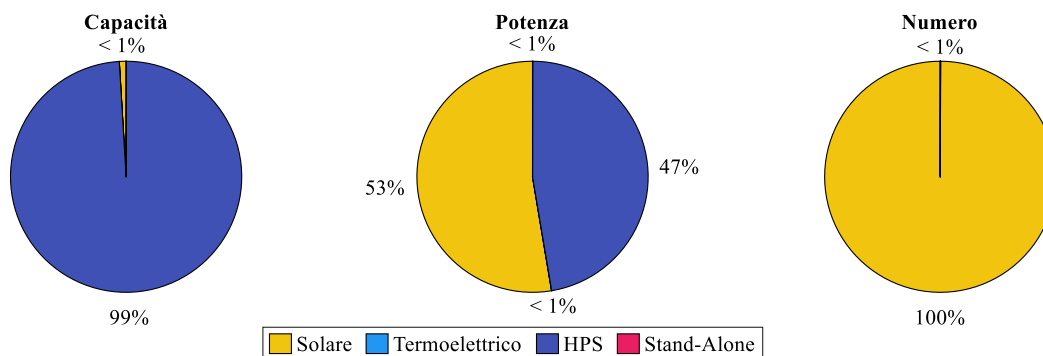


Figura 46. Suddivisione percentuale sistemi di accumulo in provincia di Bolzano.

Come si può notare in Figura 47, 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 al 2030. Gli incentivi forniti dalla Provincia Autonoma per l'installazione di pannelli fotovoltaici con accumulo hanno contribuito all'installazione di 3037 sistemi di accumulo associati a fotovoltaico nel 2023 e di 1539 nei primi dieci mesi del 2024, con il numero di nuove installazioni che non è mai sceso sotto le 100 al mese. Guardando i grafici in Figura 48 e Figura 49, è possibile notare l'incremento della capacità e della potenza installate negli ultimi due anni. Le 4576 nuove installazioni hanno permesso un aumento di circa 78 MWh di capacità e un aumento di 35.8 MW di potenza.

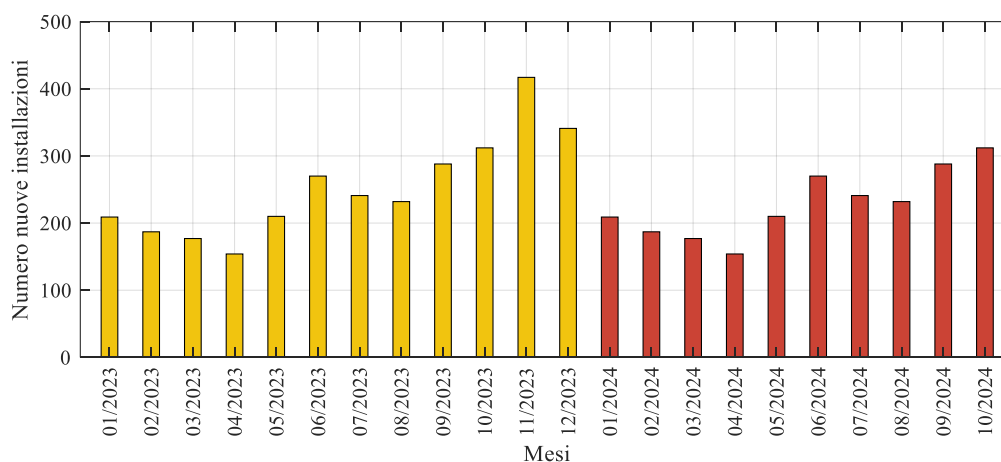


Figura 47. Numero nuove installazioni sistemi di accumulo in Alto Adige.

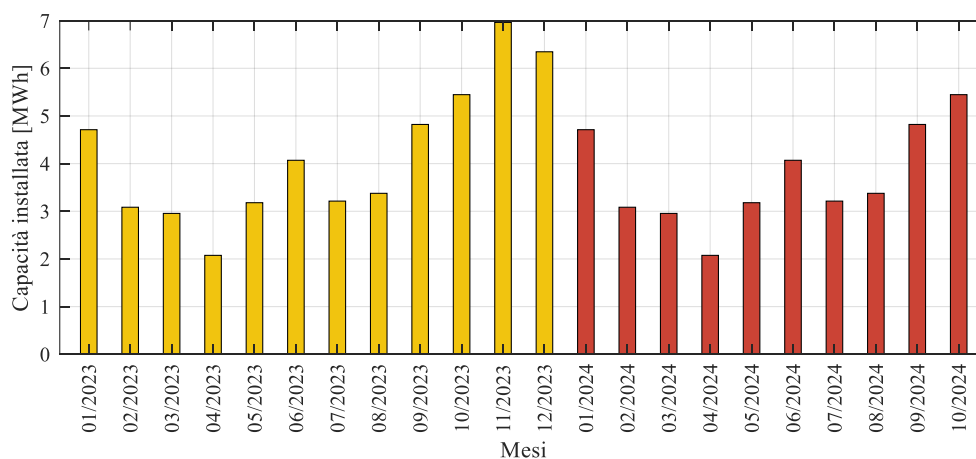


Figura 48. Capacità installata negli ultimi due anni in Alto Adige.

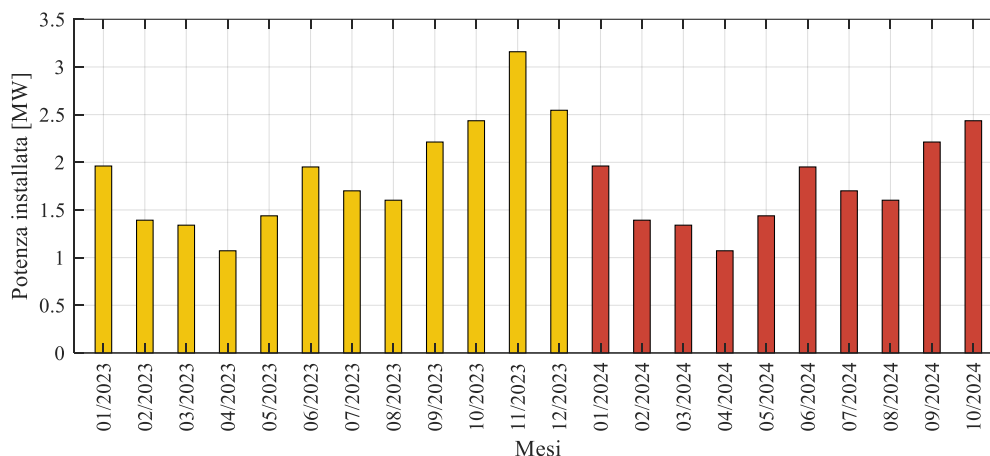


Figura 49. Potenza installata negli ultimi due anni in Alto Adige.

Per quanto riguarda le specifiche dei vari impianti, in Tabella 5 sono riportati nel dettaglio la potenza, la capacità e il livello di tensione dell'impianto HPS, del sistema di accumulo *stand-alone* e del sistema associato all'impianto termoelettrico, i dati relativi agli impianti connessi ai pannelli fotovoltaici verranno analizzati in modo aggregato in seguito.

Tabella 5. Specifiche impianti sistemi di accumulo non associati a fotovoltaico.

Sistema	Potenza nominale	Capacità nominale	Livello di Tensione
Stand-Alone	16 kW	3.9 MWh	Bassa Tensione (BT)
Termoelettrico	20 kW	28 kWh	Bassa Tensione (BT)
HPS	42 MW	10.85 GWh	Alta Tensione (AT)

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo associati ad impianto fotovoltaico, non sono presenti impianti connessi direttamente in AT, e solo 14 impianti sono connessi in MT, i restanti sono tutti in BT. Questo indica quanto la diffusione di sistemi di accumulo nel territorio altoatesino sia legata a contesti residenziali o di piccole industrie. Relativamente alla taglia degli impianti installati, Terna suddivide i sistemi di accumulo in sette classi di potenza ($P \leq 6\text{kW}$, $6\text{kW} < P \leq 20\text{kW}$, $20\text{kW} < P \leq 90\text{kW}$, $90\text{kW} < P \leq 200\text{kW}$, $200\text{kW} < P < 1\text{MW}$, $1\text{MW} \leq P \leq 10\text{MW}$, $P > 10\text{MW}$). Nelle ultime due classi di potenza non rientra nessuno dei sistemi di accumulo associati a impianti di produzione da fotovoltaico, mentre la suddivisione dei restanti è riportata in Figura 50. La maggior parte degli impianti risulta avere potenza nominale minore di 20 kW, questo conferma che la maggior parte delle installazioni è di tipo residenziale o di piccole industrie.

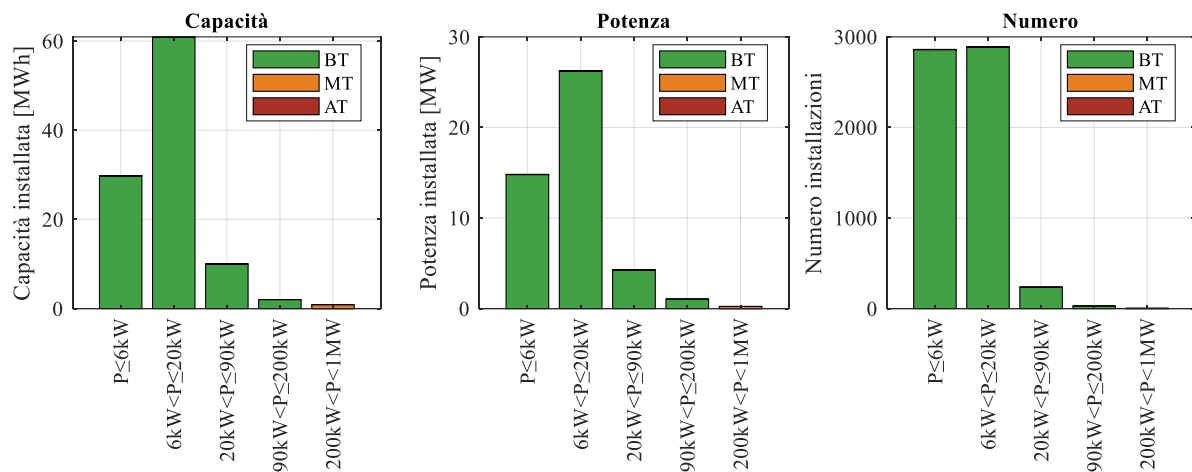


Figura 50. Divisione accumulo solare per classi di potenza.

2.3. Tecnologie di stoccaggio più adatte al territorio

Sulla base dell'analisi riportata in sezione 2.2, guardando allo stato dell'arte dei sistemi di accumulo riportato in 1.4 e analizzando le peculiarità del territorio altoatesino si possono ora fare delle considerazioni riguardanti le tecnologie più adatte al territorio in esame.

Il territorio altoatesino ha numerosissimi impianti di produzione idroelettrica (Figura 51), di cui solamente uno ha anche la possibilità di pompaggio e quindi può essere considerato un accumulo. Vista la numerosa presenza di tali impianti, è improbabile che si assista a nuove costruzioni. Si potrebbe considerare l'espansione di alcuni impianti già esistenti per permettere il pompaggio, ma per ognuno di essi è necessario considerare la fattibilità in termini sia economici che ambientali e l'accettazione da parte della popolazione locale. Un esempio è il progetto preliminare presentato da Alperia [127], 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.

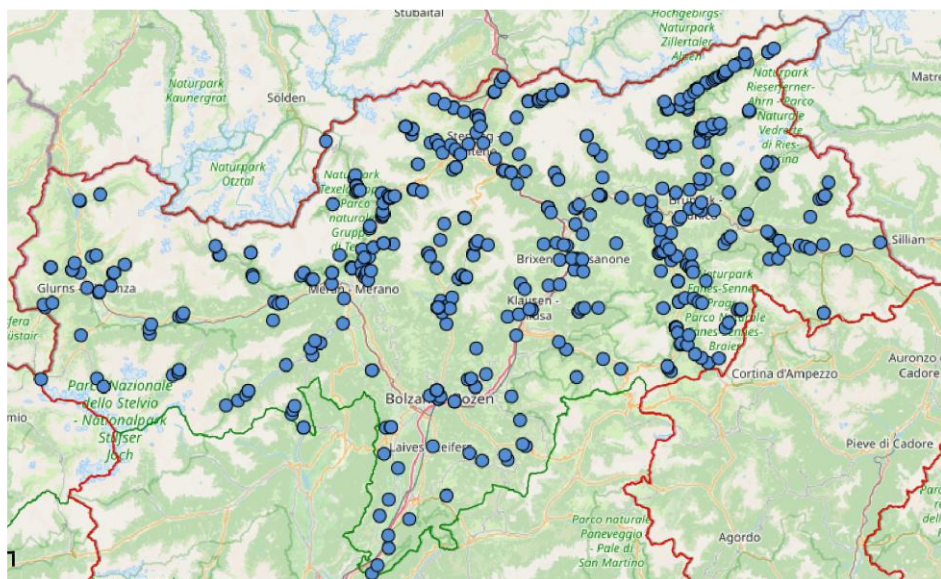


Figura 51. Mappa impianti idroelettrici [128].

I sistemi di accumulo a supercondensatori, i sistemi SMES e i volani non presentano particolari vincoli territoriali e, pertanto, sarebbero idonei per essere installati nel territorio altoatesino. Tuttavia, si tratta di sistemi progettati per erogare una potenza elevata in breve tempo e sono caratterizzati da un'alta autoscarica, il che li rende meno adatti per l'accumulo di lunga durata. I servizi che questi sistemi di accumulo possono erogare alla rete sono, quindi, limitati alla gestione dei picchi di domanda e ad altri servizi di breve durata. Per fornire un servizio più completo alla rete, sarebbe quindi più indicato orientarsi verso sistemi di accumulo più versatili, in grado di garantire prestazioni su orizzonti temporali più lunghi.

I sistemi CAES, al contrario, sono sistemi che richiedono la presenza di una caverna sotterranea idonea allo stoccaggio dell'aria. Tali caverne difficilmente potranno essere ricavate dal territorio altoatesino. Di questi sistemi ne esistono solo un paio al mondo, proprio per via della loro difficile installazione [129]. Per quanto riguarda invece i LAES e i PHES, la tecnologia non è ancora abbastanza matura per un'installazione estesa.

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 DI STOCCAGGIO ALLA LUCE DEL PIANO CLIMA ALTO ADIGE 2040

Il Piano Clima, siglato dalla Provincia Autonoma di Bolzano, prevede il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2040. A tal fine, definisce obiettivi specifici in termini di consumo energetico ed emissioni. Alla luce di questa transizione, il fabbisogno di stoccaggio potrebbe aumentare rispetto alla situazione attuale, descritta nella sezione 2.2. In questa sezione verranno prima illustrate la metodologia utilizzata per la stima del fabbisogno e, successivamente, i risultati del caso studio. Saranno considerati due scenari: uno che prevede esclusivamente l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico e un altro che include la realizzazione del nuovo impianto HPS previsto dal progetto di Alperia. Per ogni scenario saranno analizzati tre anni: il 2023, che rappresenta la situazione attuale, il 2030 e il 2040, due tappe fondamentali della transizione provinciale.

3.1. Metodologia

In questa sezione viene descritta la metodologia usata per stimare la quantità di tecnologie di stoccaggio necessaria, per raggiungere gli obiettivi prefissati dalla provincia di Bolzano riguardo alla neutralità climatica. Questa metodologia 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 [130], 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.

Accumulo elettrochimico

Nel modello viene considerato un orizzonte temporale di ottimizzazione T , diviso in intervalli orari $t \in T$. Il valore di T è adattabile al caso studio che si vuole analizzare, nel nostro caso una settimana. Denominiamo $n \in N$ le tecnologie connesse alla rete elettrica, con $N = \{PV, BM, HRO, HWR, HPS, TH, LFP, NMC, NCA\}$. Inoltre, denominiamo $m \in M$ tale che $M \subseteq N$, l'insieme delle tecnologie soggette ad una potenziale espansione, e pertanto ad una futura installazione, con $M = \{LFP, NMC, NCA\}$. L'elenco completo delle tecnologie effettivamente considerate in questo modello è disponibile in Tabella 6.

Tabella 6. Insiemi e tecnologie associati al modello di ottimizzazione.

Simbolo	Definizione
$t \in T$	Intervalli di tempo
$m \in M = \{LFP, NMC, NCA\}$	Tecnologie espandibili
$n \in N = \{PV, BM, HRO, HWR, HPS, TH, LFP, NMC, NCA\}$	Tecnologie collegate alla rete elettrica
$r \in R = \{\text{Austria, Italia}\}$	Stati connessi alla rete di distribuzione della provincia di Bolzano
HRO	Idroelettrico ad acqua fluente
PV	Impianto fotovoltaico
HWR	Idroelettrico a bacino
BM	Biomassa
HPS	Idroelettrico a pompaggio
NMC	Batteria Nichel-cobalto manganese
LFP	Batteria Litio ferro fosfato
NCA	Batteria Nichel-cobalto alluminio

Per ogni orizzonte temporale è noto il carico elettrico D_{el}^t . Sono noti i costi operativi c_n^o e i costi di investimento c_m^c di ogni tecnologia, oltre che ai costi di acquisto e ai profitti di vendita dalla/alla rete,

rispettivamente $c_{el,r}^t$ e $p_{el,r}^t$, dove $r \in R$ denota l'insieme degli stati confinanti connessi alla rete di distribuzione della provincia di Bolzano, nel nostro caso Austria e Italia. Vengono dati in ingresso al modello i profili di produzione oraria delle tecnologie già installate: fotovoltaico (PV^t), biomassa (BM^t), idroelettrico a bacino (HWR^t), idroelettrico fluente (HRO^t), idroelettrico a pompaggio (HPS^t), termoelettrico (TH^t).

Vengono dati come valori noti al modello alcuni parametri tecnici delle singole tecnologie considerate. Più precisamente, sono considerati come parametri in ingresso: il limite massimo ($L_{max,r}$) di scambio con la rete e le efficienze η_m di ogni tecnologia $m \in M$. Inoltre, sono noti i coefficienti legati alle emissioni derivanti dall'installazione e_m e dalla produzione e_n .

La funzione obiettivo del modello espressa dall'equazione (9) mira a minimizzare i costi del sistema sull'intero periodo di tempo considerato T , più precisamente la somma dei costi d'investimento (CAPEX) e dei costi operativi (OPEX), dati dai costi di produzione, dai costi di acquisto dalla rete e dai ricavi provenienti dalla vendita alla rete. La produzione di ogni tecnologia $m \in M$, in ogni periodo di tempo $t \in T$, viene misurata dalla variabile x_m^t , mentre la variabile y_m^t quantifica la capacità installata. La variabile $x_{r,in}^t$ identifica l'energia acquistata dalla rete elettrica, mentre la variabile $x_{r,out}^t$ identifica l'energia rivenduta alla stessa. L'elenco dei parametri e delle variabili associati al modello di ottimizzazione sono riportati in Tabella 7 e Tabella 8, rispettivamente.

$$\min (OPEX + CAPEX) \quad (9)$$

$$OPEX = \sum_{t \in T} \left(\sum_{r \in R} c_{el,r}^t x_{r,in}^t - p_{el,r}^t x_{r,out}^t + \sum_{m \in M} c_m^o x_m^t + c_{PV}^o PV^t + c_{BM}^o BM^t + c_{HRO}^o HRO^t + c_{HWR}^o HWR^t + c_{HPS}^o HPS^t + c_{TH}^o TH^t \right) \quad (10)$$

$$CAPEX = \sum_{t \in T} \sum_{m \in M} c_m^c y_m^t \quad (11)$$

Il vincolo (12) limita ad un valore massimo, i valori delle variabili riguardanti le tecnologie potenzialmente installabili, in ogni periodo di tempo $t \in T$. In particolare, le variabili di generazione vengono vincolate a quelle che calcolano la capacità installata.

$$0 \leq x_m^t \leq y_m^t \quad \forall m \in M, \forall t \in T \quad (12)$$

Il vincolo (13) esprime il bilancio di energia elettrica, facendo in modo che la domanda venga rispettata in ogni periodo di tempo $t \in T$.

$$PV^t + BM^t + HPS^t + HRO^t + HWR^t + TH^t + \sum_{m \in M} x_{m,out}^t - \sum_{m \in M} x_{m,in}^t + \sum_{r \in R} x_{r,in}^t - \sum_{r \in R} x_{r,out}^t = D_{el}^t \quad \forall t \in T \quad (13)$$

Il vincolo (14) controlla il livello di carica presente nei sistemi di stoccaggio per ogni istante $t \in T$. In ogni istante di tempo $t \in T$, la variabile $x_{m,in}^t$ quantifica il flusso in ingresso ai sistemi stoccaggio, mentre $x_{m,out}^t$ quello in uscita.

$$x_m^t = x_m^{t-1} + \eta_m x_{m,in}^t - \frac{x_{m,out}^t}{\eta_m} \quad \forall m \in M, \forall t \in T \quad (14)$$

Il vincolo (15) stabilisce il livello di energia ($L_{0,m}$) presente nei sistemi di stoccaggio all'inizio dell'orizzonte di tempo considerato ($t = 0$).

$$x_m^0 = L_{0,m} \quad (15)$$

I vincoli (16) e (17) stabiliscono che i sistemi di stoccaggio non possano allo stesso istante $t \in T$ sia fornire che immagazzinare energia elettrica.

$$0 \leq x_{m,in}^t \leq Mw_m^t \quad \forall t \in T, \forall m \in M \quad (16)$$

$$0 \leq x_{m,out}^t \leq M(1 - w_m^t) \quad \forall t \in T, \forall m \in M \quad (17)$$

I vincoli (18) e (19) stabiliscono che gli scambi con la rete siano unidirezionali in ogni istante $t \in T$.

$$x_{r,in}^t \leq L_{max,r} u_r^t \quad \forall t \in T, \forall r \in R \quad (18)$$

$$x_{r,out}^t \leq L_{max,r}(1 - u_r^t) \quad \forall t \in T, \forall r \in R \quad (19)$$

A valle del processo di ottimizzazione, il modello computa il totale di emissioni per il caso considerato usando i rispettivi fattori di emissione e_m e e_n .

Accumulo elettrochimico e HPS

Per modellare lo scenario che prevede l'installazione di un nuovo impianto di pompaggio tra il lago di Quaira e il bacino di Zoccolo, è stato necessario apportare alcune modifiche alla struttura del modello originario. Il lago di Quaira, infatti, funge già da bacino superiore per l'attuale impianto di pompaggio di Pracomune, attualmente l'unico in funzione nella provincia di Bolzano. Tuttavia, data la limitata disponibilità di informazioni tecniche sull'impianto esistente e considerate le sue dimensioni relativamente contenute, si è optato per una semplificazione modellistica. Nello specifico, i due impianti sono stati rappresentati come un'unica unità di produzione e pompaggio, aggregando le rispettive potenze installate e portate idrauliche. Questa scelta consente di mantenere una coerenza a livello di simulazione, pur in assenza di dati dettagliati, e di fornire comunque una stima rappresentativa dell'impatto complessivo dell'infrastruttura nel sistema energetico provinciale.

In particolare, il profilo di utilizzo dell'impianto HPS viene ottimizzato all'interno del modello come variabile, modificando il vincolo (13) come segue:

$$PV^t + BM^t + HRO^t + HWR^t + TH^t + \sum_{m \in M} x_{m,out}^t - \sum_{m \in M} x_{m,in}^t - x_{HPS,in}^t + x_{HPS,out}^t + \sum_{r \in R} x_{r,in}^t - \sum_{r \in R} x_{r,out}^t = D_{el}^t \quad \forall t \in T \quad (20)$$

Inoltre, vengono aggiunti al modello alcuni vincoli per la gestione dell'HPS. In particolare, il vincolo (21) controlla il livello volumetrico presente nel bacino superiore dell'HPS per ogni istante $t \in T$, attraverso la variabile v_{HPS}^t . In ogni istante di tempo $t \in T$, la variabile $v_{HPS,in}^t$ quantifica il flusso in ingresso al bacino superiore spinto dalla pompa, mentre $v_{HPS,out}^t$ quello in uscita utilizzato dalla turbina. Nel bilancio volumetrico sono considerati anche l'aumento dovuto alle precipitazioni (v_{prec}^t), e la diminuzione dovuta alla quota evaporata (v_{eva}^t). I vincoli (22) e (23) esprimono il calcolo dell'energia elettrica prodotta dalla turbina ($x_{HPS,out}^t$) e consumata dalla pompa ($x_{HPS,in}^t$), in base al salto entalpico (Δh) fornito come dato in ingresso. Le variabili η_T e η_P rappresentano le efficienze della turbina e della pompa rispettivamente.

$$v_{HPS}^t = v_{HPS}^{t-1} - \eta_T v_{HPS,out}^t + \frac{v_{HPS,in}^t}{\eta_P} + v_{prec}^t - v_{eva}^t \quad \forall t \in T \quad (21)$$

$$x_{HPS,out}^t = v_{HPS,out}^t \Delta h \quad \forall t \in T \quad (22)$$

$$x_{HPS,in}^t = v_{HPS,in}^t \Delta h \quad \forall t \in T \quad (23)$$

Il vincolo (24) stabilisce il livello volumetrico ($L_{0,HPS}$) presente nel bacino superiore dell'HPS all'inizio dell'orizzonte di tempo considerato ($t = 0$).

$$v_{HPS}^0 = L_{0,HPS} \quad (24)$$

I vincoli (25)-(28) stabiliscono che nell'HPS la turbina e la pompa non possano funzionare allo stesso istante $t \in T$.

$$0 \leq x_{HPS,in}^t \leq L_{max,P} w_{HPS}^t \quad \forall t \in T \quad (25)$$

$$0 \leq x_{HPS,out}^t \leq L_{max,T} (1 - w_{HPS}^t) \quad \forall t \in T \quad (26)$$

$$0 \leq v_{HPS,in}^t \leq v_{max,in} w_{HPS}^t \quad \forall t \in T \quad (27)$$

$$0 \leq v_{HPS,out}^t \leq v_{max,out} (1 - w_{HPS}^t) \quad \forall t \in T \quad (28)$$

Il vincolo (29) limita ad un valore massimo il livello volumetrico del bacino superiore dell'HPS in ogni periodo di tempo $t \in T$.

$$0 \leq v_{HPS}^t \leq v_{max,HPS} \quad \forall t \in T \quad (29)$$

Tabella 7. Parametri associati al modello di ottimizzazione.

Simbolo	Definizione
D_{el}^t	Carico elettrico per ogni $t \in T$
$L_{max,r}^{out}$	Limite massimo di scambio con la rete
η_m	Efficienza di ogni $m \in M$
$c_{el,r}^t$	Prezzo dell'energia elettrica comprato dalla rete per ogni $t \in T$
$p_{el,r}^t$	Prezzo dell'energia elettrica venduto alla rete per ogni $t \in T$
c_m^c	Costo di installazione di ogni $m \in M$
c_n^o	Costo operativo di ogni $n \in N$
PV^t	Profilo di produzione del fotovoltaico per ogni $t \in T$
BM^t	Profilo di produzione della biomassa per ogni $t \in T$
HWR^t	Profilo di produzione dell'idroelettrico a bacino per ogni $t \in T$
HRO^t	Profilo di produzione dell'idroelettrico fluente per ogni $t \in T$
HPS^t	Profilo di produzione dell'idroelettrico a pompaggio per ogni $t \in T$
TH^t	Profilo di produzione del termoelettrico per ogni $t \in T$
Δh	Salto entalpico della centrale HPS
v_{prec}^t	Precipitazioni nel bacino superiore dell'HPS
v_{eva}^t	Quota evaporata dal bacino superiore dell'HPS
$L_{max,P}$	Potenza massima della pompa associata all'HPS
$L_{max,T}$	Potenza massima della turbina associata all'HPS
$v_{max,in}$	Portata volumetrica massima della pompa associata all'HPS
$v_{max,out}$	Portata volumetrica massima della turbina associata all'HPS
$v_{max,HPS}$	Volume massimo del bacino HPS

Tabella 8. Variabili associate al modello di ottimizzazione.

Simbolo	Definizione
x_m^t	Energia elettrica prodotta/consumata/accumulata da $m \in M$ in $t \in T$
y^t	Capacità installata di $m \in M$
$x_{m,in}^t$	Energia elettrica iniettata nella batteria in $t \in T$
$x_{m,out}^t$	Energia elettrica prelevata dalla batteria in $t \in T$
$x_{r,in}^t$	Energia elettrica comprata dalla rete in $t \in T$
$x_{r,out}^t$	Energia elettrica venduta alla rete $r \in R$ in $t \in T$
w_m^t	Variabile binaria che stabilisce se la batteria $m \in M$ sta accumulando o erogando energia in $t \in T$
u_r^t	Variabile binaria che stabilisce se il vettore elettrico sta comprando o vendendo dalla rete $r \in R$ in $t \in T$
v_{HPS}^t	Livello volumetrico del bacino superiore dell'HPS in $t \in T$
$v_{HPS,in}^t$	Portata volumetrica iniettata nel bacino superiore dell'HPS in $t \in T$
$v_{HPS,out}^t$	Portata volumetrica prelevata dal bacino superiore in $t \in T$
$x_{HPS,in}^t$	Energia elettrica usata dalla pompa dell'HPS in $t \in T$
$x_{HPS,out}^t$	Energia elettrica prodotta dalla turbina dell'HPS in $t \in T$
w_{HPS}^t	Variabile binaria che stabilisce se l'HPS sta accumulando o erogando energia in $t \in T$

3.2. Produzione, carico e scenari futuri

In questa sezione vengono descritti i profili di produzione e di carico e gli scenari, utilizzati nel modello di ottimizzazione per il calcolo del fabbisogno di accumulo.

Profili annuali di produzione ed evoluzione al 2040

Come già evidenziato in precedenza, il territorio altoatesino è caratterizzato da una grossa percentuale di produzione da idroelettrico. Il totale energia netta prodotta in Alto Adige nel 2023 è stata di 6958 GWh [125], ripartiti come in Figura 52.

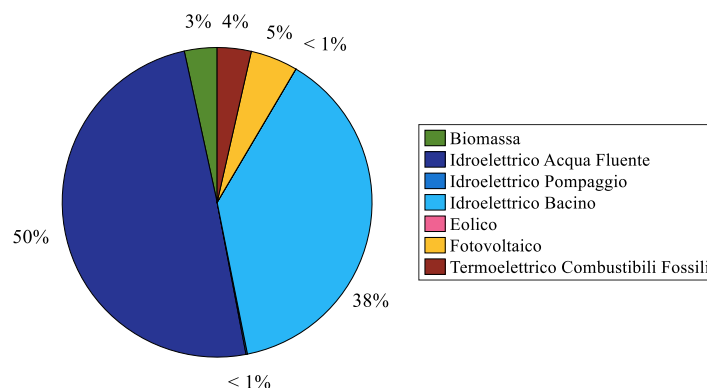


Figura 52. Ripartizione energia prodotta in Alto Adige nel 2023.

Per valutare il fabbisogno di accumulo è necessario disporre dei profili orari di generazione. Poiché tali dati non sono disponibili per la provincia di Bolzano, sono stati stimati come segue:

- Il profilo di produzione fotovoltaica è stato calcolato a partire dal profilo di irraggiamento della città di Bolzano per l'anno 2023 [131]. Tale profilo, normalizzato rispetto al suo massimo, è stato moltiplicato per la potenza installata nel 2023 nella regione [132] e successivamente per un fattore di correzione, necessario per allineare la produzione totale da fotovoltaico nel 2023, dichiarata da Terna [125], con l'integrale del profilo. Utilizzando il dato di irraggiamento di Bolzano, non sono state considerate le differenze di irraggiamento nelle diverse località, che, in un territorio montano come quello in analisi, potrebbero risultare molto significative. Tuttavia, il fattore di correzione applicato per allineare la produzione con quella dichiarata da Terna tiene conto anche di tali differenze.
- La produzione eolica è stata considerata trascurabile e, pertanto, il relativo profilo non è stato preso in considerazione nell'analisi che segue.
- Il profilo di produzione idroelettrica varia in modo significativo in base alla tipologia di impianto (ad acqua fluente, a serbatoio o a pompaggio). Pertanto, il profilo di produzione idroelettrica è stato suddiviso in tre categorie corrispondenti a questi tipi di impianto. I profili di produzione nella zona del Nord Italia per l'anno 2023 [133] sono stati scalati in base alla potenza installata di impianti di ciascun tipo nella provincia di Bolzano, rispetto alla potenza installata complessiva nel Nord Italia [128]. Nel caso dello scenario di installazione del nuovo impianto idroelettrico a pompaggio, il profilo di produzione dell'impianto a pompaggio è stato considerato una variabile decisionale e non un ingresso.
- Il profilo di produzione da biomassa è stato ricavato analogamente a quello idroelettrico, partendo dal profilo di produzione del Nord Italia nel 2023 [133] e scalato in base all'energia totale prodotta in Alto Adige rispetto a quella del Nord Italia [125].
- Il profilo di produzione termoelettrica da combustibili fossili è stato ottenuto in modo analogo a quello della biomassa.

Nel Piano Clima Alto Adige 2040 [1] è prevista l'installazione di 400 MW di potenza da fotovoltaico entro il 2030 e ulteriori 400 MW entro il 2037, con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2040. 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 e lo spegnimento degli impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili. Nel 2040 è previsto un ulteriore aumento di 400 MW di fotovoltaico. Negli scenari

futuri non è stato previsto un aumento della produzione idroelettrica a valle delle considerazioni effettuate nella sezione 2.3.

In Figura 53 e Figura 54 sono riportati i profili relativi a quattro settimane differenti, per evidenziare la variabilità stagionale dei vari profili.

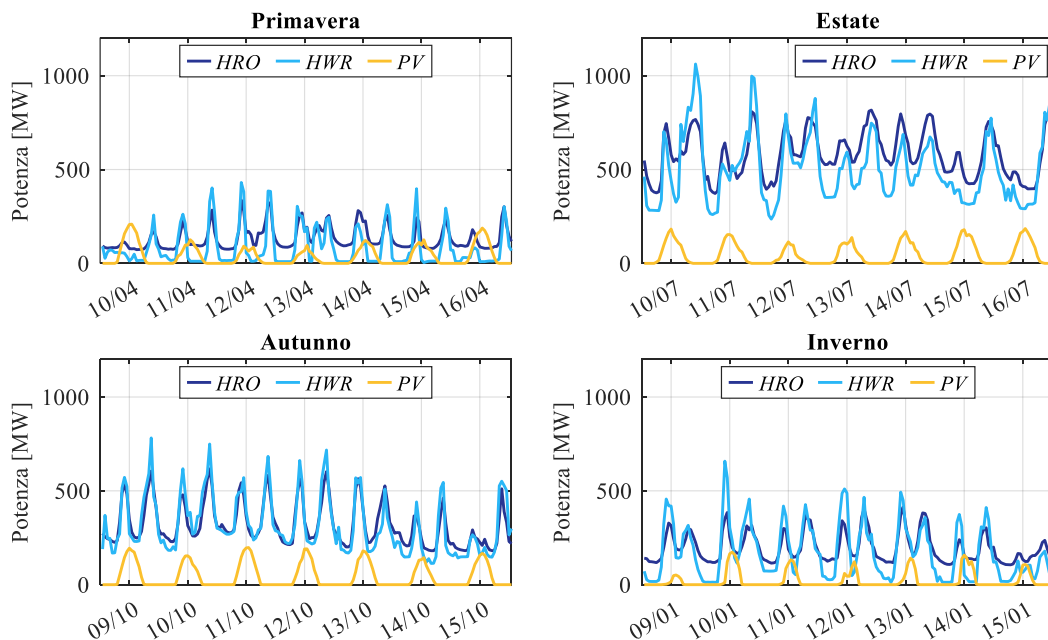


Figura 53. Produzioni settimanali idroelettrico ad acqua fluente, idroelettrico a bacino e fotovoltaico nelle quattro stagioni.

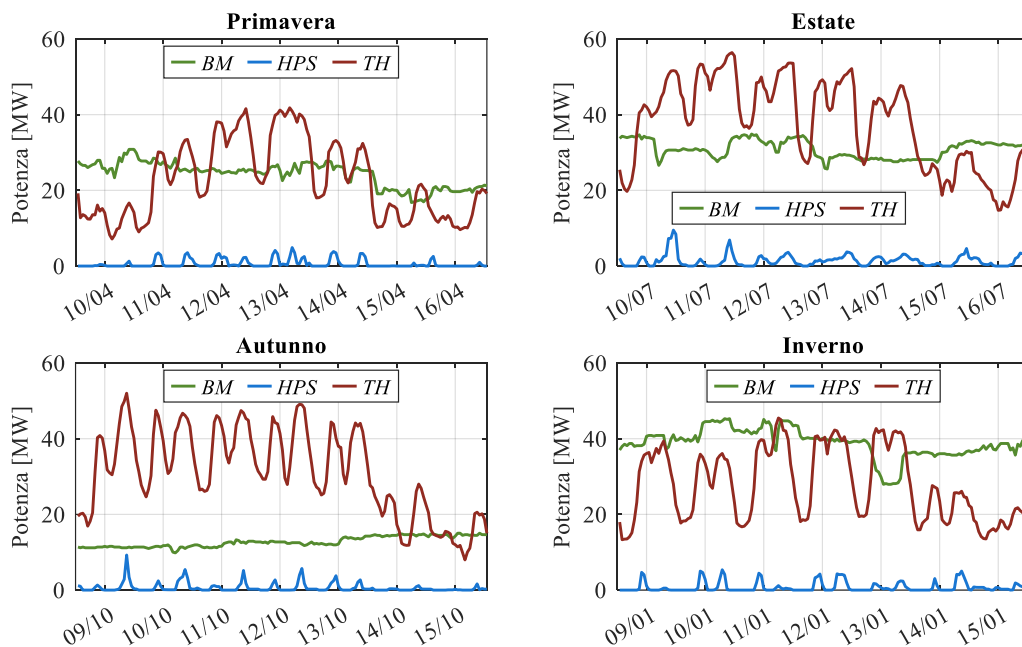


Figura 54. Produzioni settimanali idroelettrico a pompaggio, biomassa e combustibili fossili nelle quattro stagioni.

I profili sono stati separati per migliorare la leggibilità del grafico; in particolare, nella Figura 53 sono visibili i profili di produzione da idroelettrico ad acqua fluente (HRO), idroelettrico a bacino (HWR) e di fotovoltaico (PV), mentre in Figura 54 si possono vedere il profilo di produzione da biomassa (BM), da combustibili fossili (TH) e la produzione di idroelettrico a pompaggio (HPS). Come previsto, durante l'estate si registra una maggiore produzione da idroelettrico e fotovoltaico, seguita dall'autunno. 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

Anche per quanto riguarda i consumi è necessario disporre del profilo orario, e questa esigenza si scontra con la stessa difficoltà riscontrata per il profilo di generazione. Ai fini dell'analisi, è stato utilizzato il profilo di richiesta di potenza del 2023 per la zona di mercato del Nord Italia, fornito dal GME [134]. 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 [135]. In particolare, per i consumi termici è stato considerato il profilo di potenza di un edificio residenziale, adattato in base alle previsioni di elettrificazione di Eurac. Per quanto riguarda l'elettrificazione dei trasporti, è stato considerato il carico di un parco vetture, anch'esso adattato secondo le previsioni di Eurac. I profili del 2023 e dello scenario futuro sono mostrati in Figura 55, mentre in Figura 56 sono riportati gli stessi quattro periodi settimanali analizzati per la produzione. Nelle figure si evidenzia un aumento maggiore 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.

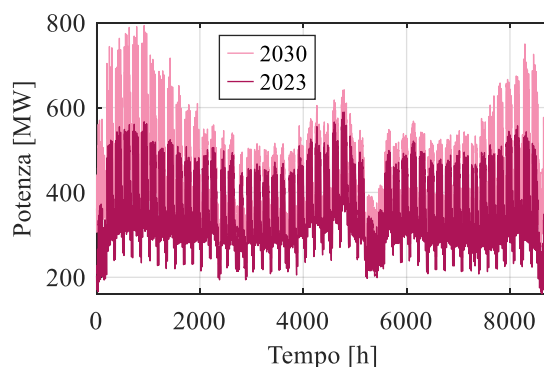


Figura 55. Consumi nel 2023 e previsione al 2030.

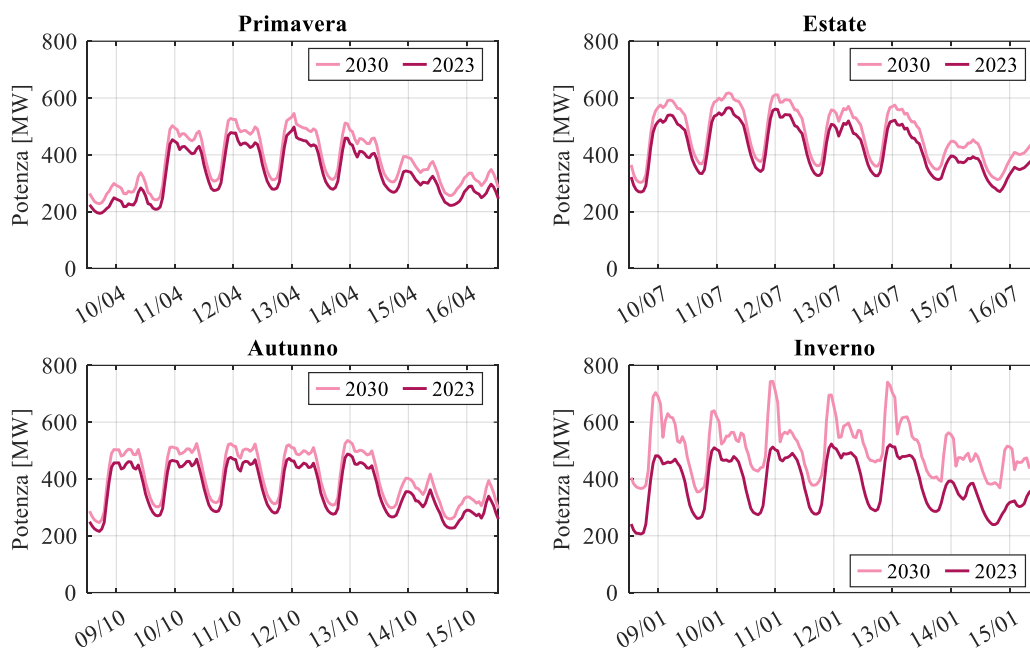


Figura 56. Consumi 2023 e previsione al 2030 in una settimana nelle quattro stagioni.

Scambio con la rete

La rete dell'Alto Adige è connessa in più punti alla rete italiana e in due punti alla rete austriaca. Nel contesto dello studio del fabbisogno di stoccaggio, è pertanto importante considerare la possibilità di scambio con entrambe le reti, nei limiti della potenza scambiabile e con il prezzo determinato dal mercato. In Figura 57 sono mostrati i punti di connessione con le reti nazionali di Italia e Austria.

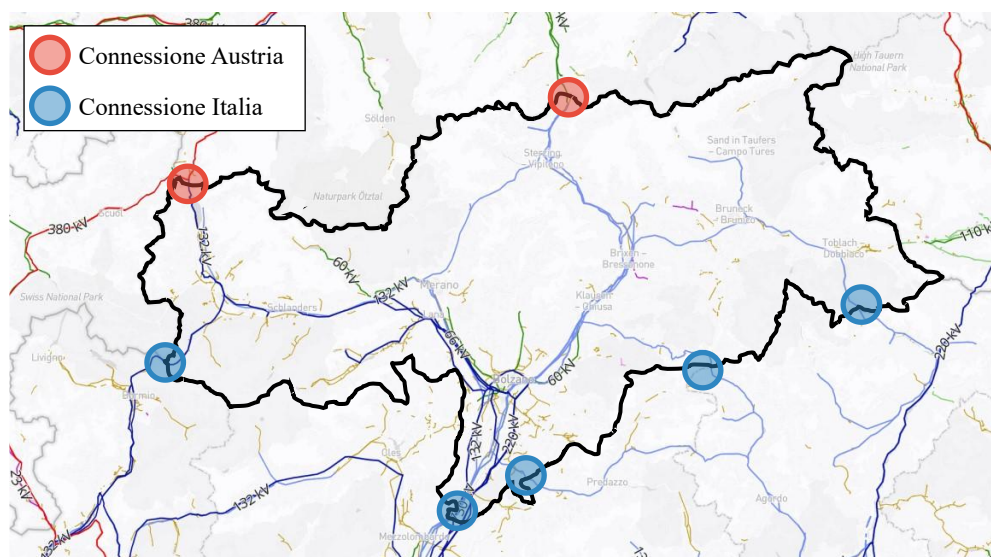


Figura 57. Connessione Alto Adige con rete italiana e austriaca.

La rete dell'Alto Adige è connessa alla rete austriaca tramite una linea a 220 kV e una linea a 132 kV, mentre con la rete italiana le connessioni a 220 kV sono 5 e quelle a 132 kV sono 8. Considerando che, secondo il rapporto di Terna [136] una linea a 220 kV può supportare fino a 200 MVA e una linea a 132 kV fino a 120 MVA, e tenendo conto di un fattore di potenza di 0.95, si è ipotizzato che la massima potenza attiva scambiabile con l'Austria sia di 300 MW e con la rete italiana di 1862 MW. Poiché è risultata 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. I profili di prezzo nell'anno sono riportati in Figura 58. Come si evince dalla figura, 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.

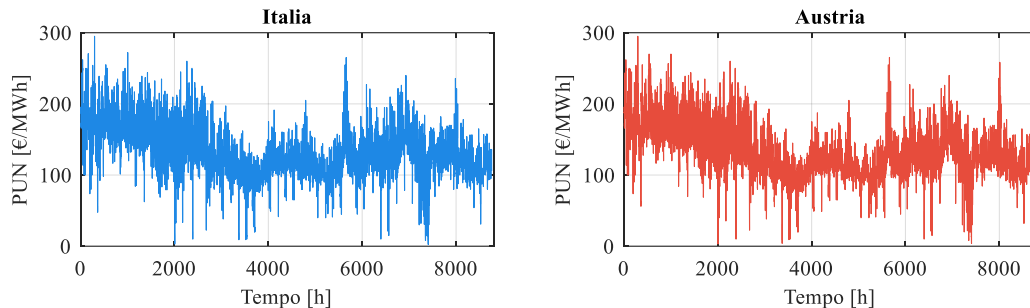


Figura 58. PUN italiano e austriaco nel 2023.

Tecnologie di accumulo

Vengono qui riportate le specifiche delle tecnologie di accumulo considerate.

Batterie agli ioni di litio

A seguito delle considerazioni effettuate in sezione 2.3, 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 in tutti gli scenari.

Le batterie agli ioni di litio, come evidenziato nella sezione 1.4, possono essere costituite da diversi materiali per l'anodo e il catodo. 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. Tutte sono composte da un anodo di grafite, ma differiscono per il catodo, che è costituito rispettivamente da LiNiMnCoO_2 , LiFePO_4 e LiNiCoAlO_2 . Le caratteristiche delle tre celle in esame sono riportate nella Tabella 9. Le emissioni legate all'installazione dipendono dal processo produttivo e sono state ottenute da un'analisi del ciclo di vita [137]. Per quanto riguarda i costi delle diverse tecnologie e l'efficienza, i dati provengono da [138], [139].

Tabella 9. Caratteristiche batterie agli ioni di litio considerate.

	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 [127], i principali parametri tecnici utilizzati nel modello e riportati in Tabella 10 sono: la massima potenza elettrica generata $L_{max,T}$ e consumata $L_{max,P}$ dall'impianto, il salto entalpico Δh , l'efficienza elettrica del gruppo turbine η_T e pompe η_P , il costo operativo associato all'utilizzo dell'impianto $O\&M_{HPS}$, il volume utile totale del bacino superiore $v_{max,HPS}$, necessario per la definizione della capacità di accumulo e le massime portate volumetriche per le turbine $v_{max,out}$ e le pompe $v_{max,in}$.

In particolare, 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 salto entalpico è considerato costante e identico per le fasi di pompaggio e generazione e il suo valore è stato determinato sulla base della differenza di quota tra il bacino superiore e quello inferiore, riportata nella documentazione tecnica disponibile. L'efficienza elettrica delle turbine e delle pompe è stata stimata a partire dai dati

tecniche disponibili e successivamente confrontata con valori di riferimento reperibili in letteratura tecnica [140]–[142] al fine di garantire la coerenza e la plausibilità dei parametri adottati nel modello. Il costo operativo associato al funzionamento dell’impianto di pompaggio è stato stimato sulla base dei dati forniti da un’analisi del Pacific Northwest National Laboratory [143]. Infine, il volume utile del serbatoio superiore e le portate volumetriche massime per turbine pompe sono stati invece desunti dalla documentazione tecnica fornita da Alperia [127].

Tabella 10. Caratteristiche impianto di pompaggio analizzato.

$L_{max,T}$ [MW]	443.94
$L_{max,P}$ [MW]	448.25
Δh [MJ/m ³]	10.76
η_T [-]	0.90
η_P [-]	0.87
O&M _{HPS} [€/MWh]	0.58
$v_{max,HPS}$ [hm ³]	11.50
$v_{max,out}$ [m ³ /s]	45.83
$v_{max,in}$ [m ³ /s]	36.23

Come precedentemente illustrato, il modello considera anche i limitati apporti naturali al lago di Quaira, dovuti a fenomeni di precipitazione e evaporazione.

In particolare, la stima della portata oraria in ingresso per effetto delle precipitazioni v_{prec}^t [m³/h] è stata ottenuta utilizzando i dati forniti da una stazione meteorologica situata nelle vicinanze [144], che riporta la quantità di pioggia caduta in millimetri all’ora, equivalenti a litri per metro quadrato. Conoscendo l’area superficiale del lago [145], è stato quindi possibile calcolare il volume d’acqua immesso nel bacino superiore a causa delle precipitazioni.

Per la stima del fenomeno evaporativo, è stato calcolato un valore medio giornaliero di evaporazione v_{evap}^{gg} [m³/gg] utilizzando l’equazione (30), come proposto in letteratura [146], [147]. Tale equazione impiega come variabili la temperatura media giornaliera T_{media} , la temperatura massima T_{max} e minima T_{min} , ottenute dalla stazione meteorologica precedentemente citata. La radiazione extraterrestre giornaliera R_a [MJ/m²/gg] è stata determinata secondo la formulazione riportata nell’equazione (31). Questo metodo richiede come input la costante solare G_{sc} [MJ/m²/min], il reciproco della distanza relativa Terra-Sole d_r [1/m], l’angolo orario solare al tramonto ω_s [rad], la declinazione solare δ [rad] e la latitudine del sito di interesse φ [rad], in questo caso il lago di Quaira. I parametri G_{sc} e φ sono considerati costanti nel modello. Al contrario, i valori di d_r , ω_s e δ variano nel tempo e sono calcolati secondo le equazioni (32), (33) e (34) in funzione del numero del giorno dell’anno n_{gg} , che assume valori da 1 a 365 per gli anni non bisestili.

$$v_{evap}^{gg} = 0.0023 \cdot (T_{media} + 17.8) \cdot (T_{max} - T_{min})^{0.5} \cdot R_a \quad (30)$$

$$R_a = \frac{24 \cdot 60}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot d_r \cdot [\omega_s \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega_s)] \quad (31)$$

$$d_r = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{\pi}{365} \cdot n_{gg}\right) \quad (32)$$

$$\delta = 0.409 \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{\pi}{365} \cdot n_{gg} - 1.39\right) \quad (33)$$

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \quad (34)$$

Per convertire il valore giornaliero dell’evaporazione in una stima oraria v_{prec}^t , utilizzato l’indice Wet Bulb Globe Temperature (WBGT) come proxy per distribuire l’evaporazione in funzione dell’andamento termico orario della giornata (35). Tale approccio consente di rappresentare in maniera più realistica la

variazione dell'evaporazione nel corso della giornata, tenendo conto delle condizioni meteorologiche prevalenti. In particolare, l'indice WBGT è ricavato come in (36) la combinazione della temperatura di bulbo umido T_w , la temperatura di globo nero T_g e la temperatura di bulbo secco T_d [148].

$$v_{evap}^t = v_{evap}^{gg} \cdot \frac{WBGT^t}{\sum_t^{gg} WBGT} \quad (35)$$

$$WBGT = 0.7 \cdot T_w + 0.2 \cdot T_g + 0.1 \cdot T_d \quad (36)$$

La temperatura di bulbo umido è una grandezza che tiene conto dell'umidità dell'aria ed è sempre inferiore o uguale alla temperatura di bulbo secco misurata da un normale termometro. Essa rappresenta la temperatura più bassa che può essere raggiunta tramite l'evaporazione dell'acqua, a pressione costante, ed è quindi indicativa del potenziale evaporativo dell'atmosfera. T_w è calcolata come nell'equazione (37) riportata in letteratura [149], dove $RH_{\%}$ è l'umidità relativa espressa in percentuale e ricavata dalla stazione metereologica.

$$T_w = T_d \cdot \tan^{-1} \left[0.152 \cdot (RH_{\%} + 8.31)^{\frac{1}{2}} \right] + \tan^{-1} [T + RH_{\%}] - \tan^{-1} [RH_{\%} - 1.67] + 0.004 \cdot RH_{\%}^{\frac{3}{2}} \cdot \tan^{-1} [0.004 \cdot RH_{\%}] - 4.69 \quad (37)$$

La temperatura di globo nero può essere misurata con un globotermometro o, in assenza di misurazioni dirette, può essere ricavata come in equazione (38) [150], dove R_s è la radiazione solare al lago di Quaira [131].

$$T_g = 0.01498 \cdot R_s + 1.184 \cdot T_d - 0.0789 \cdot \frac{RH_{\%}}{100} - 2.739 \quad (38)$$

3.3. Risultati studio

Questa sezione presenta i risultati delle simulazioni relative ai casi studio per gli anni 2023 (scenario attuale), 2030 e 2040. L'obiettivo è rappresentare la situazione attuale e due punti chiave nell'evoluzione dello scenario provinciale, in linea con il Piano Clima Alto Adige 2040 [1] secondo le ipotesi presentate nelle precedenti sezioni. 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 $p_{el,r}^t$, e il prezzo di acquisto $c_{el,r}^t$. 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, già presentati nella sezione 1.3, 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.

Risultati solo accumulo elettrochimico

Questa sezione riporta i risultati dello studio considerando solo l'installazione di accumuli elettrochimici.

Caso studio 2023 – $r_{v,a} = 1$

In Figura 59 sono riportati i profili di produzione (P_{gen}) e consumo (P_{cons}), insieme al profilo di potenza netta (P_{net}), calcolato come differenza tra i due. Come già evidenziato in precedenza, l'Alto Adige presenta un eccesso di produzione su base annua cumulativa. Questo surplus si verifica nella maggior parte delle ore del 2023, ad eccezione di alcune ore nei primi mesi dell'anno, caratterizzati da una bassa produzione solare e, soprattutto, da una limitata produzione idroelettrica.

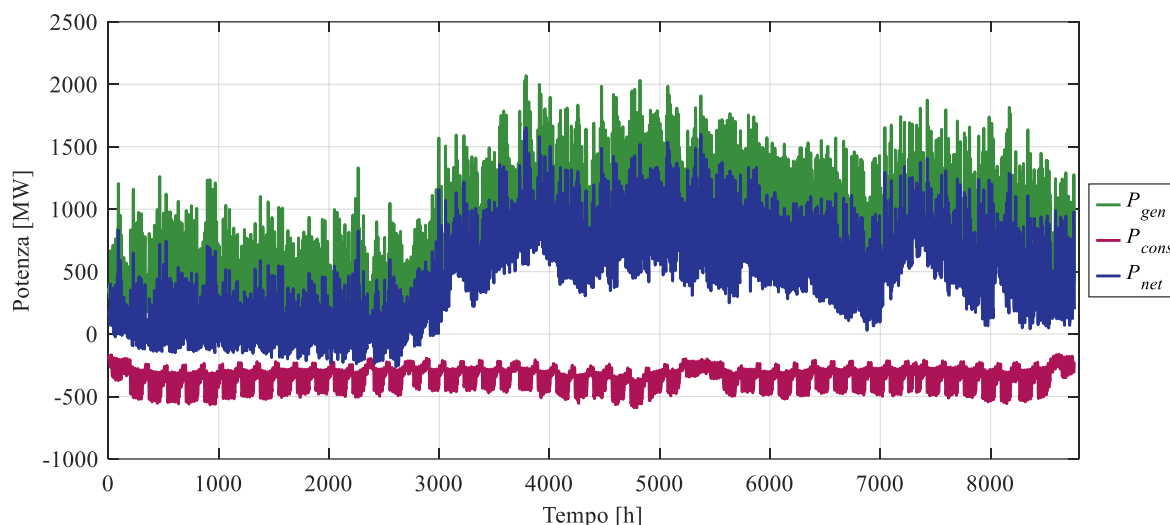


Figura 59. Profili di produzione e consumo nell'anno 2023.

Sulla base dei profili di produzione e di carico attuali, nonché delle ipotesi descritte nelle sezioni precedenti, il modello ha stimato una capacità ottimale di accumulo pari a 9.16 GWh. La tecnologia scelta è l'LFP, in quanto il minor costo risulta vantaggioso se confrontato con una differenza di efficienza limitata. Se si considera l'intera capacità di accumulo del settore idroelettrico, questo valore rappresenterebbe un incremento dell'83.6%. Limitando invece l'analisi al solo accumulo elettrochimico, la capacità attuale di 0.1 GWh subirebbe un aumento significativo, con un incremento proporzionale ancora più marcato. Questa scelta è probabilmente determinata dal vantaggio economico identificato dal modello, che 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. Questo comportamento è evidente in Figura 60, dove sono riportati i profili di potenza netta e di scambio con la rete italiana, austriaca e il sistema di accumulo per le settimane già presentate nella sezione precedente.

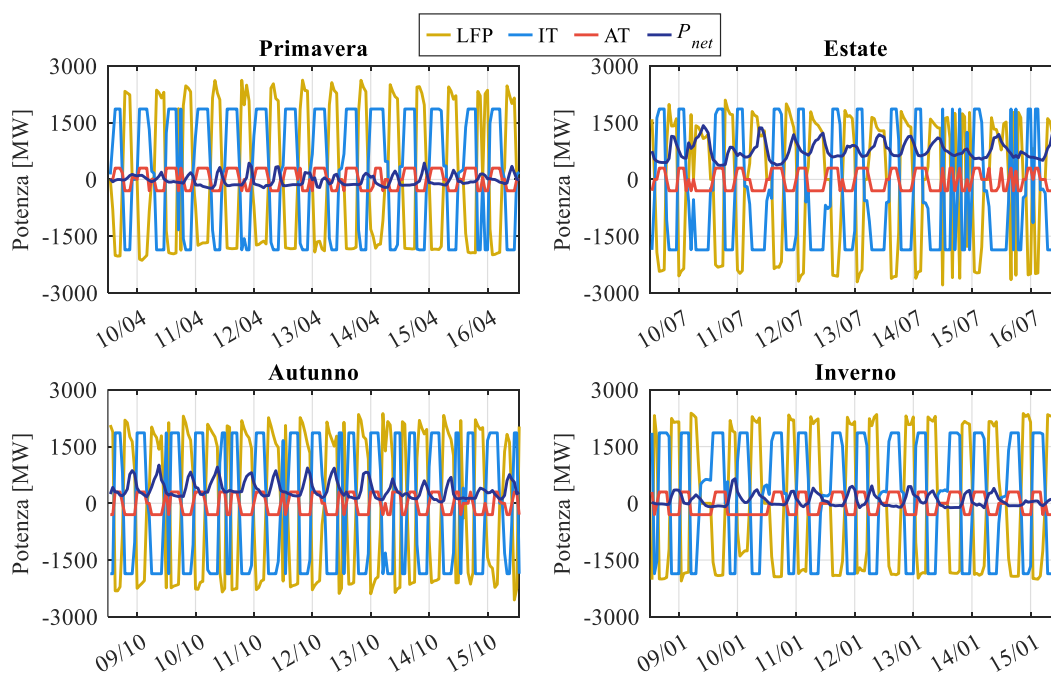


Figura 60. Bilancio di potenza e scambi con le reti italiane e austriache e con l'accumulo nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 1.

Si può notare come l'operatività della batteria non sia direttamente influenzata dal profilo di produzione e di carico, ma segua principalmente le dinamiche di mercato integrate nel modello. Il suo funzionamento è limitato unicamente dai vincoli di trasmissione massima imposti dalla rete.

In Figura 61 è mostrato l'andamento dello stato di carica (SOC) della batteria, insieme al PUN, considerato come la media tra quello austriaco e quello italiano. Dalla figura si evince che la batteria tende a caricarsi comprando dalla rete quando il PUN è basso e a vendere quando il PUN è alto. Questo conferma che le dinamiche della batteria in questo caso sono influenzate prevalentemente dal mercato elettrico.

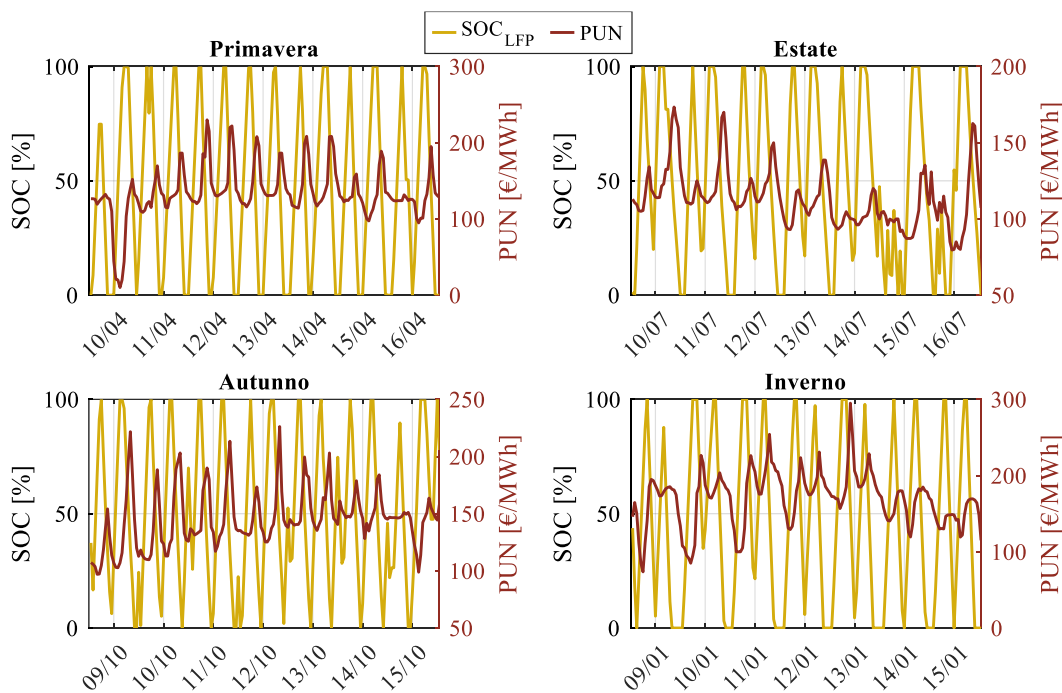


Figura 61. SOC e PUN nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 1.

Tuttavia, questo risultato è fortemente influenzato dall'ipotesi che la borsa elettrica sia rappresentata come un attore esterno, in grado di acquistare e vendere energia fino al limite massimo di trasmissione della rete in qualsiasi momento della giornata, senza influenzare il PUN. In realtà, come discusso nella sezione 1.3, il PUN è determinato dall'equilibrio tra domanda e offerta, e un volume così elevato di scambi renderebbe questa assunzione limitante.

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. Questa scelta evidenzia anche il ben noto problema del *missing money*, in cui l'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili distorce il mercato dell'energia: la riduzione del prezzo dell'energia causata dalla produzione rinnovabile può infatti compromettere la corretta remunerazione degli operatori di mercato, mettendo a rischio la sostenibilità economica di alcune risorse [151]. Per mitigare questo problema, le istituzioni hanno introdotto mercati complementari, come il mercato della capacità, già descritto in precedenza. Tuttavia, a causa della complessità della modellazione, questo aspetto non è stato considerato nel presente studio.

Caso studio 2023 – $r_{v,a} = 0.5$

In questo scenario, il prezzo di rivendita è la metà di quello di acquisto per ogni ora della giornata. Con questa ipotesi, la capacità ottimale da installare scende notevolmente, con un risultato finale di 1.78 GWh. L'incremento rispetto all'installato attuale è ancora significativo, evidenziando la necessità di un aumento degli accumuli per gestire al meglio le risorse di produzione e consumo presenti.

Dalla Figura 62, che illustra la potenza netta e lo scambio per questo scenario, si osserva come il comportamento della batteria si avvicini maggiormente a quello di un *buffer*. Il sistema risponde sia alla

domanda e alla produzione, sia alle dinamiche di mercato. Ad esempio, 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.

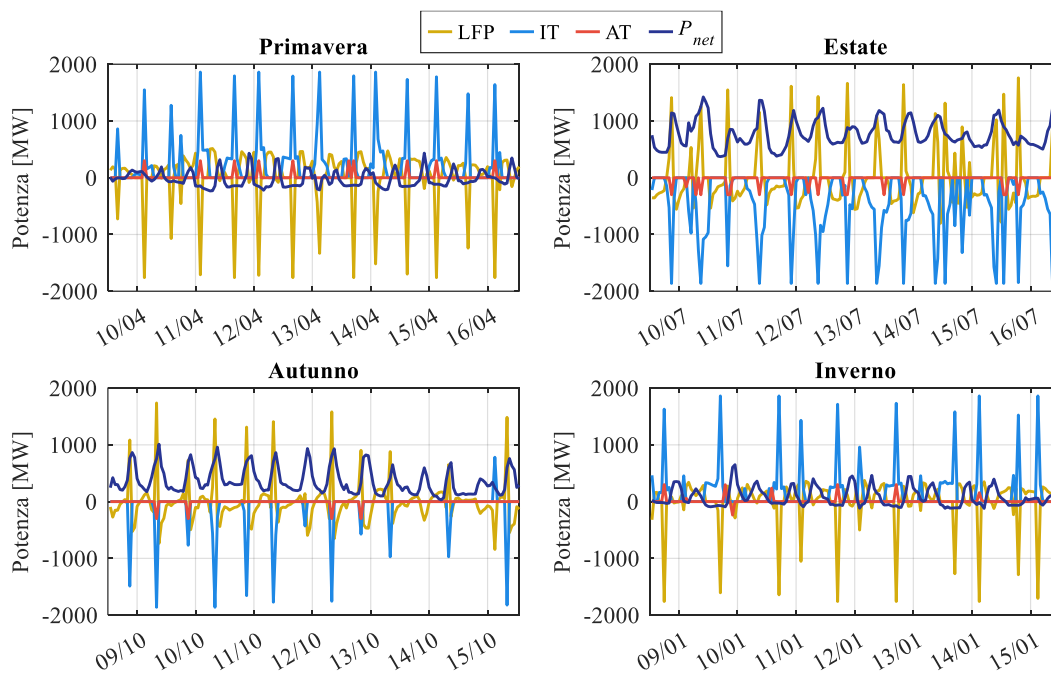


Figura 62. Bilancio di potenza e scambi con le reti italiane e austriache e con l'accumulo nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

In Figura 63 sono riportati il SOC della batteria e il PUN medio. Rispetto al caso precedente, i fenomeni di carica e scarica completa sono meno frequenti e il range operativo medio è minore. Questo dimostra un'influenza della potenza netta sullo stato di carica dei sistemi di accumulo. In ogni caso, il modello insegue le condizioni di mercato migliori, in quanto l'ottimizzazione è prettamente di carattere economico. L'analisi di sensitività ha evidenziato che il valore soglia di $r_{v,a}$ a partire dal quale si osserva la transizione tra le due strategie adottate agli estremi dell'intervallo considerato è pari a 0.67.

Da questo punto in avanti, verranno analizzati esclusivamente i casi con $r_{v,a} = 0.5$, in quanto rappresentano le condizioni più significative in termini di fattibilità e risultano maggiormente realistici rispetto alle dinamiche di scambio con la rete.

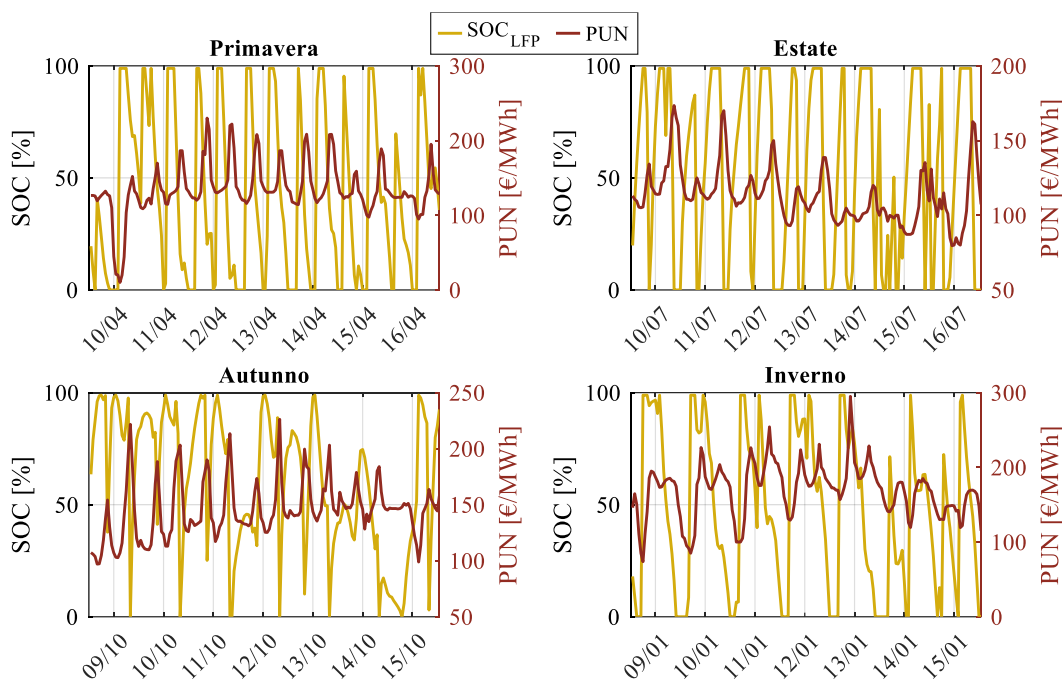


Figura 63. SOC e PUN nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Caso studio 2030 – $r_{v,a} = 0.5$

In Figura 64 viene evidenziato come, nello scenario 2030, l'aumento dei consumi sposti il profilo della potenza netta verso valori negativi, nonostante l'incremento della produzione da fotovoltaico.

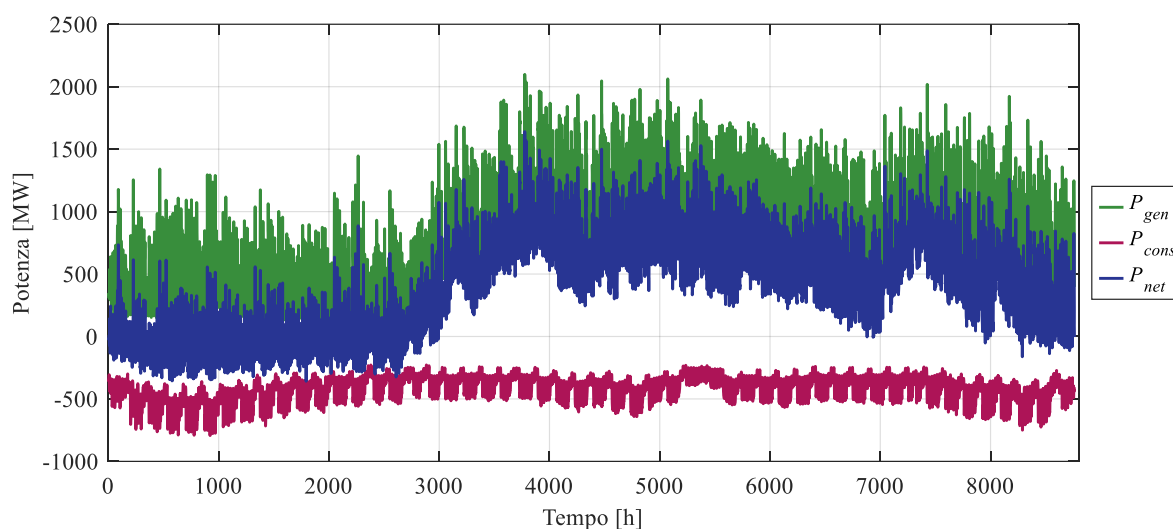


Figura 64. Profili di produzione e consumo nell'anno 2030.

In questo scenario, la capacità ottimale di accumulo da installare risulta essere 1.81 GWh, un incremento contenuto rispetto allo scenario 2023. Anche in questo caso, la tecnologia selezionata è la LFP. È importante notare che, rispetto al caso al 2023, il PUN è stato considerato inalterato a causa della mancanza di scenari previsionali sul prezzo dell'energia nel prossimo futuro. Una variazione significativa del PUN potrebbe influenzare il risultato finale.

In Figura 65 è mostrato il bilancio di potenza e gli scambi con le reti italiana e austriaca, nonché con i sistemi di accumulo. In Figura 66 sono invece riportati il SOC e il PUN. Entrambe le figure dimostrano che il comportamento dei sistemi di accumulo è analogo a quello del caso precedente.

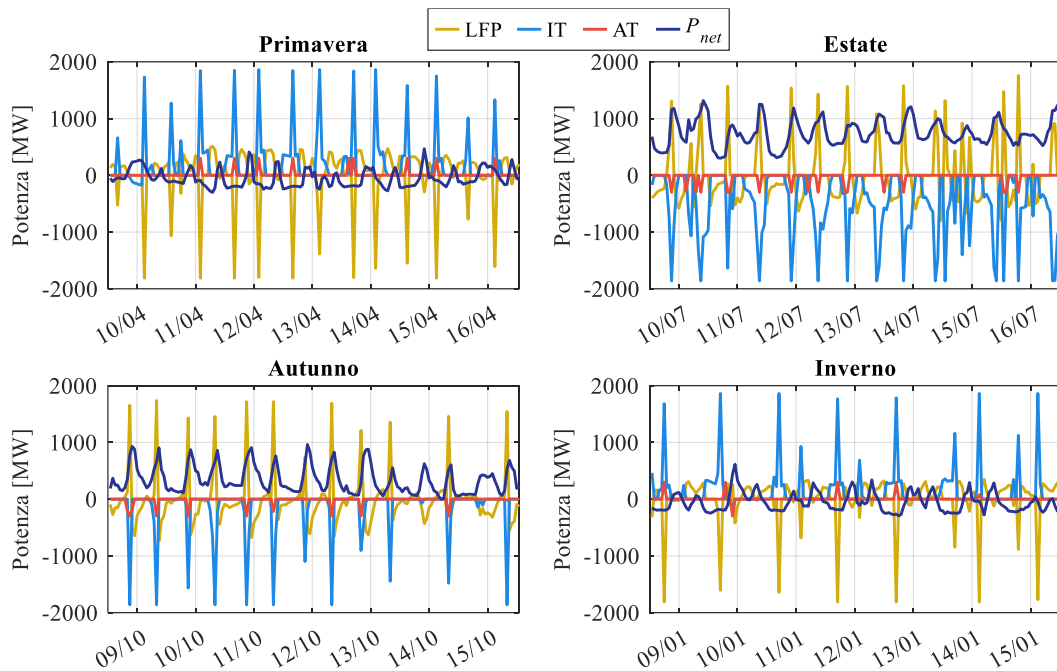


Figura 65. Bilancio di potenza e scambi con le reti italiane e austriache e con l'accumulo nel 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

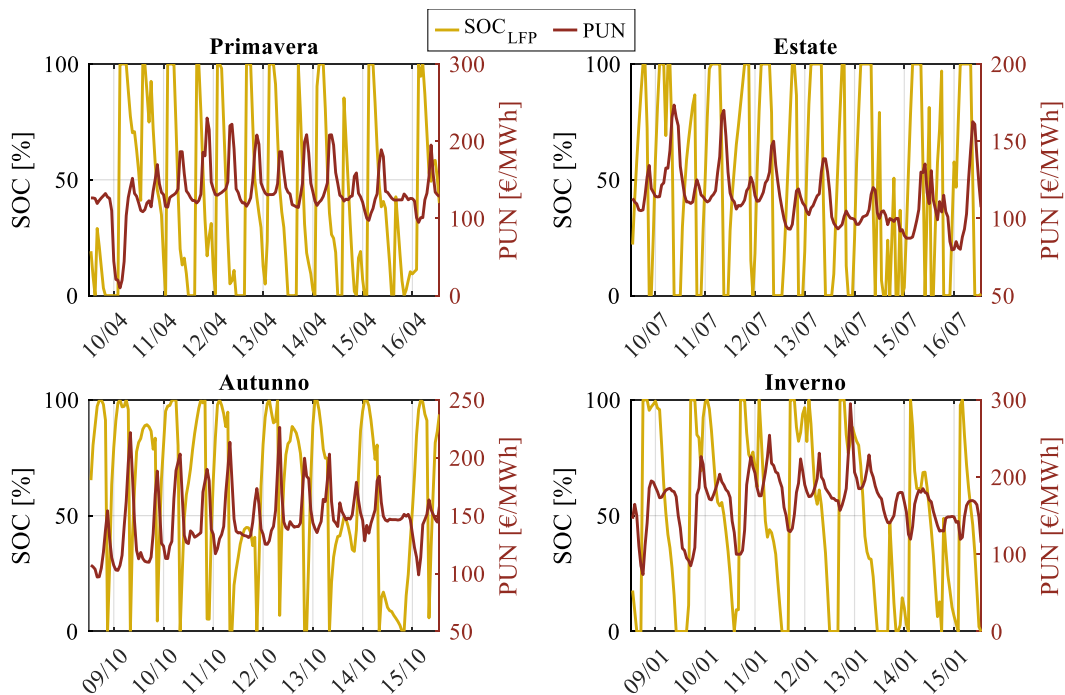


Figura 66. SOC e PUN nel 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Le emissioni sono state analizzate 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.

Per quanto riguarda le batterie, i fattori di emissione riportati in Tabella 9 consentono di stimare le emissioni complessive associate alla loro installazione. In base a tali dati, le emissioni totali previste ammontano a 306.5 ktCO₂, da distribuire lungo il periodo di installazione. Ipotizzando una distribuzione uniforme nel tempo, si avrebbe un'emissione media annua di circa 30 ktCO₂. Questo valore rappresenta

circa il 3.6% delle emissioni annuali che devono essere ridotte entro il 2030, secondo gli obiettivi stabiliti nell'ambito della COP26 di Glasgow.

Caso studio 2040 – $r_{v,a} = 0.5$

In Figura 67 sono mostrate la potenza generata, quella consumata e la potenza netta. A differenza dello scenario precedente, i consumi rimangono invariati, mentre la potenza fotovoltaica installata aumenta di ulteriori 400 MW. Questo determina un riassetto della potenza netta verso valori più elevati.

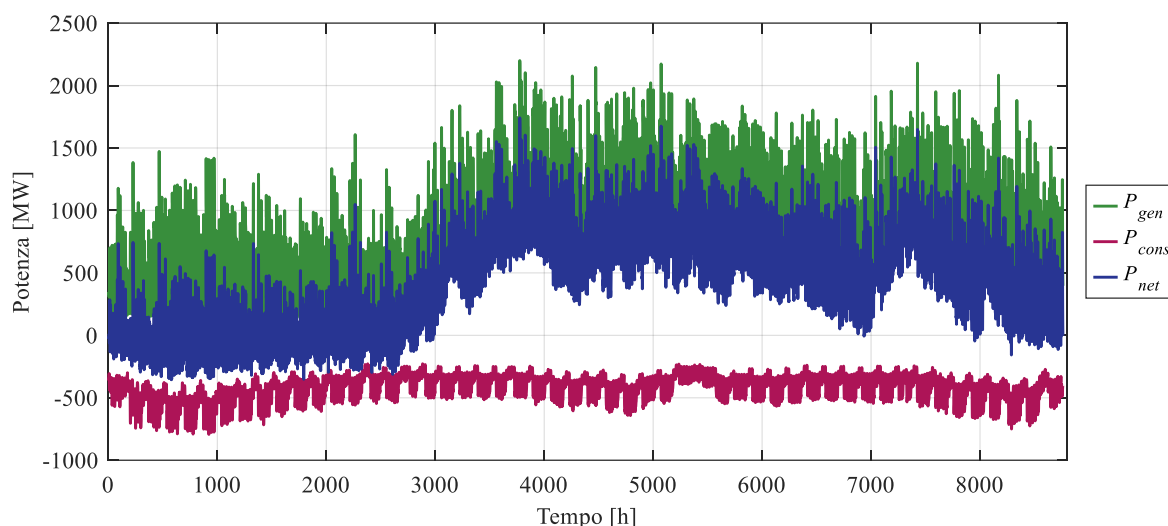


Figura 67. Profili di produzione e consumo nell'anno 2040.

Per quanto riguarda il fabbisogno di accumulo, la capacità ottimale da installare risulta leggermente superiore rispetto al caso precedente, attestandosi a 1.95 GWh. Anche in questo caso valgono le stesse considerazioni fatte per lo scenario 2030 riguardo al PUN. La Figura 68 mostra il bilancio di potenza, includendo gli scambi con le reti italiana e austriaca, oltre all'interazione con i sistemi di accumulo.

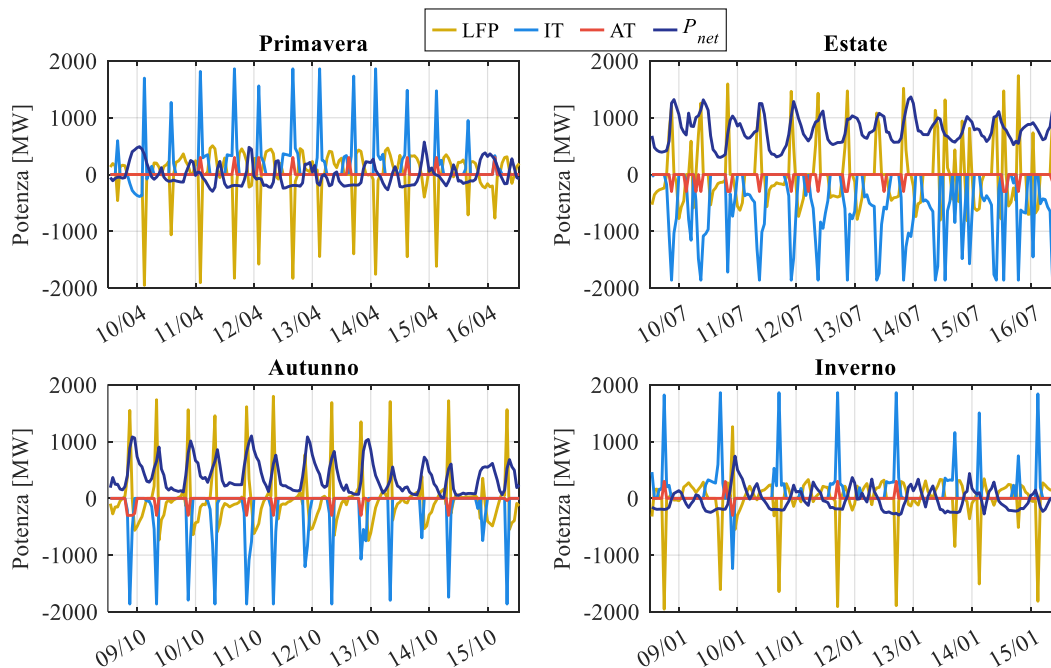


Figura 68. Bilancio di potenza e scambi con le reti italiane e austriache e con l'accumulo nel 2040 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Nella Figura 69, invece, sono rappresentati il SOC e il PUN. Entrambe le figure evidenziano come il comportamento dei sistemi di accumulo rimanga simile a quello osservato negli scenari 2023 e 2030.

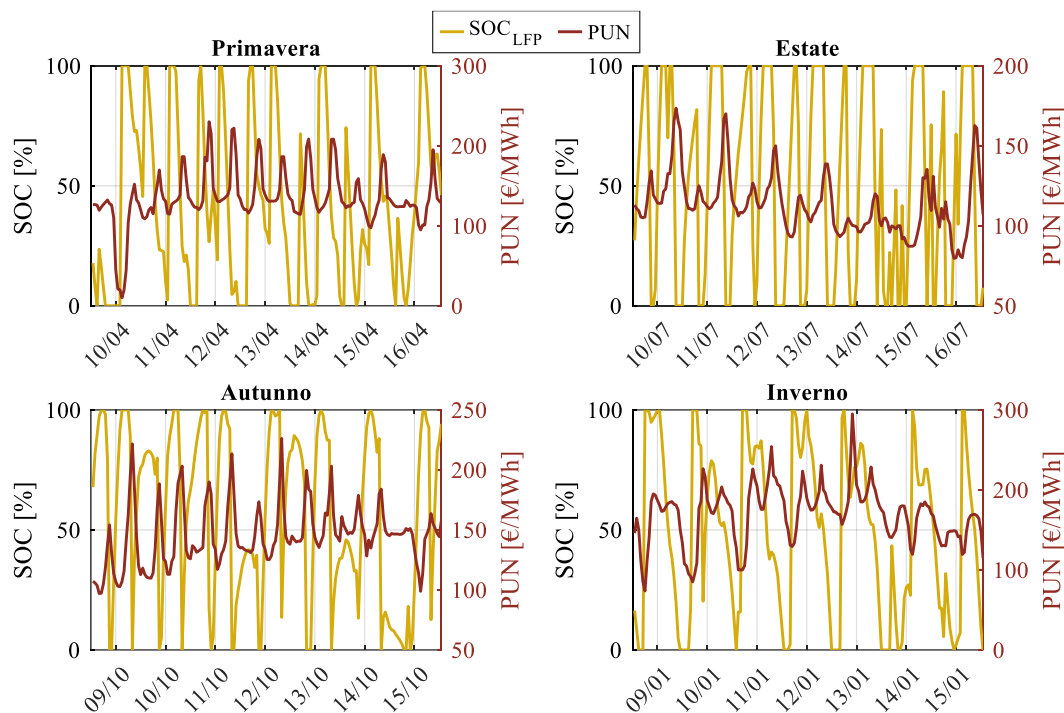


Figura 69. SOC e PUN nel 2040 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

In questo scenario, le emissioni associate all'installazione delle batterie ammontano a 330 ktCO₂. L'aumento rispetto al caso precedente risulta contenuto, poiché proporzionale alla limitata variazione della capacità di accumulo installata. Anche in questo caso, l'analisi condotta in relazione agli obiettivi di riduzione delle emissioni conferma la coerenza delle valutazioni effettuate, pur lasciando spazio a possibili approfondimenti e affinamenti del modello.

Risultati accumulo elettrochimico e idroelettrico

Questa sezione presenta i risultati delle simulazioni relative ai casi studio per gli anni 2023 (scenario attuale), 2030 e 2040, considerando la realizzazione del progetto di Alperia descritto nella sezione 2.3. Sebbene l'impianto sia attualmente in fase di approvazione, è stato analizzato anche uno scenario basato sui dati di produzione e consumo relativi all'anno 2023, al fine di valutare il potenziale contributo che l'impianto potrebbe offrire nel contesto dell'attuale mix energetico provinciale. L'impianto HPS non è più considerato un input fisso, ma diventa una variabile del sistema. I profili di produzione e consumo utilizzati in questa fase del problema risultano leggermente diversi rispetto a quelli del caso precedente, poiché la potenza dell'HPS non viene più inclusa. Tuttavia, il contributo dell'impianto, così com'era configurato nel caso precedente (cioè senza l'ampliamento previsto dal progetto di Alperia), aveva un'influenza marginale sul bilancio energetico complessivo. Per questo motivo, non è possibile distinguere in un grafico annuale la differenza tra le due curve di produzione. I grafici delle potenze non vengono quindi riportati, per brevità.

Come in precedenza, è stata condotta un'analisi di sensitività rispetto all'indice $r_{v,a}$. In questa 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.

Caso studio 2023 – $r_{v,a} = 1$

Sulla base dei profili di produzione e di carico attuali, nonché delle ipotesi descritte nelle sezioni precedenti, il modello ha stimato una capacità ottimale di accumulo elettrochimico pari a 7.99 GWh. La tecnologia scelta è anche in questo caso LFP. Rispetto al caso senza impianto HPS, la capacità installata risulta inferiore, in quanto parte del fabbisogno è coperto dall'HPS. In termini relativi, si tratta di una riduzione del 12.8%.

In Figura 70 sono riportate la potenza netta P_{net} , la somma della potenza scambiata con la rete austriaca e italiana P_{rete} , la potenza del sistema di accumulo LFP e la potenza dell'impianto HPS per le stesse 4 settimane considerate nel caso precedente. Come si evince dalla figura, anche in questo caso, come per lo scenario senza ampliamento dell'HPS, considerare $r_{v,a} = 1$ porta il sistema di accumulo a LFP a continuare a scambiare potenza con la rete, in base alle oscillazioni del PUN.

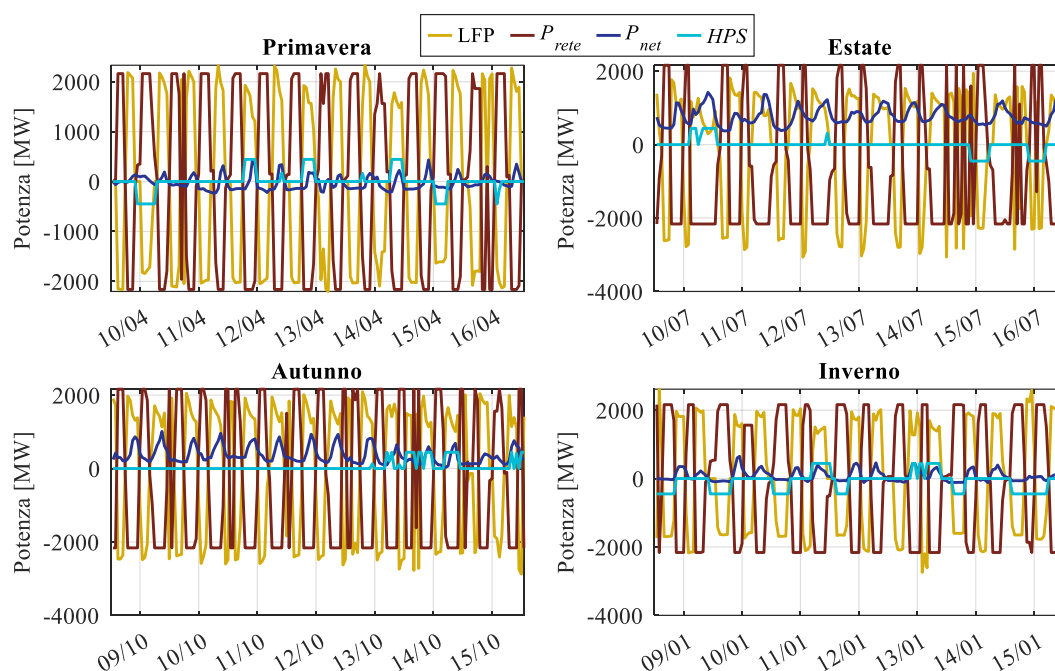


Figura 70. Bilancio di potenza e scambio con la rete e gli accumuli nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 1.

In questo scenario l'HPS viene attivato solo occasionalmente, principalmente in supporto al sistema a batteria. I risultati, mostrati in Figura 71, illustrano l'andamento annuale del SOC dell'HPS, espresso come il rapporto tra il volume d'acqua presente nel bacino e il volume utile complessivo. Nei primi mesi di funzionamento, si osserva una bassa utilizzazione del bacino, con picchi di SOC che raggiungono solo piccole percentuali. Durante i mesi estivi, il serbatoio viene riempito e svuotato in modo quasi completo, mostrando un andamento regolare e poche fluttuazioni irregolari.

In Figura 72 sono riportati gli stati di carica delle LFP e dell'HPS, insieme al PUN. Come nei casi precedenti, i sistemi di accumulo tendono a caricarsi comprando dalla rete quando il PUN è basso e a vendere quando il PUN è alto.

L'analisi di sensitività ha evidenziato che, anche in questo caso, il valore soglia di $r_{v,a}$ a partire dal quale si osserva la transizione tra le due strategie adottate agli estremi dell'intervallo considerato è pari a 0.67.

Da questo punto in avanti, verranno analizzati esclusivamente i casi con $r_{v,a} = 0.5$, in quanto rappresentano le condizioni più significative in termini di fattibilità e risultano maggiormente realistici rispetto alle dinamiche di scambio con la rete.

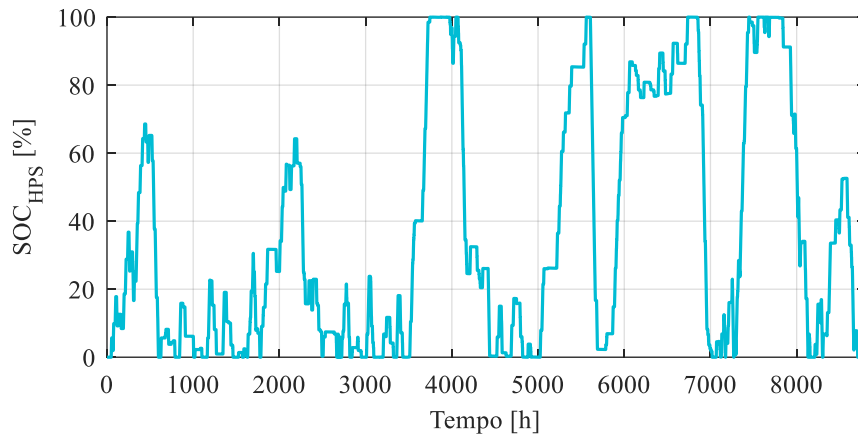


Figura 71. Andamento del SOC dell'HPS per il caso con $r_{v,a}$ pari a 1.

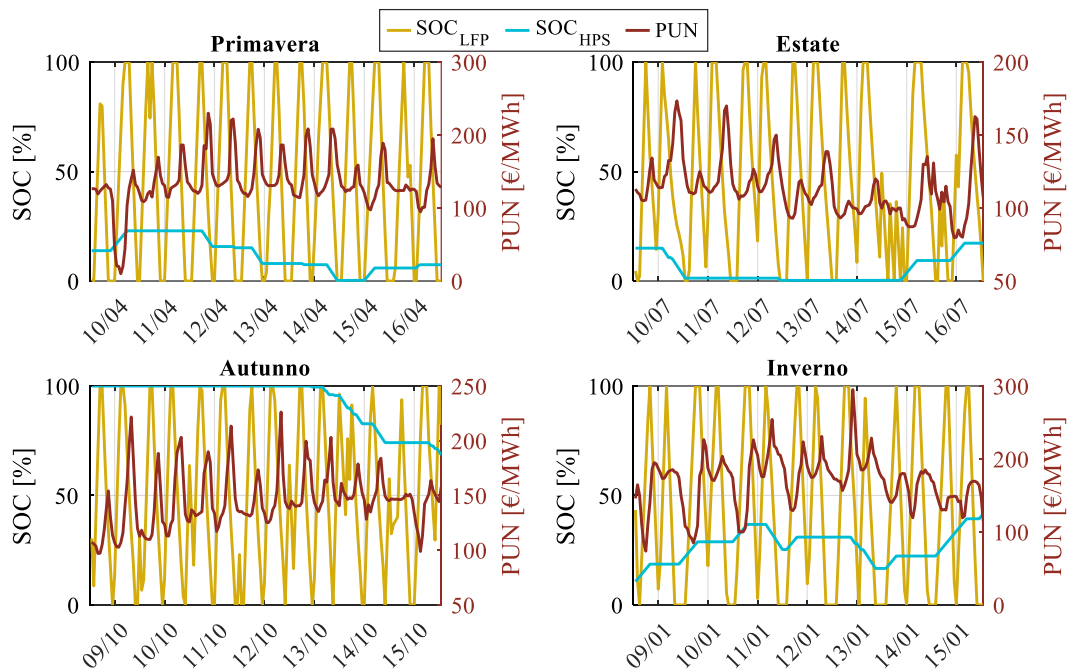


Figura 72. SOC dell'accumulo elettrochimico e idroelettrico e PUN nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 1.

Caso studio 2023 – $r_{v,a} = 0.5$

Similmente a quanto visto nel caso senza HPS, anche in questo caso, dimezzando $r_{v,a}$, il fabbisogno di accumulo elettrochimico diminuisce molto. In particolare, nello scenario attuale si assesta a 1.06 GWh. Non andando più alla ricerca estrema di capacità di installazione per sfruttare le fluttuazioni del PUN, la riduzione della necessità di installare batterie è più rilevante rispetto al caso con indice $r_{v,a}$ pari a 1. In particolare, si tratta di una diminuzione del 40.4%. In Figura 73, che rappresenta l'andamento della potenza netta, della potenza scambiata con la rete e di quella scambiata con ciascuna delle due tecnologie di accumulo, si evidenzia una marcata riduzione dell'utilizzo della rete, particolarmente nei mesi primaverili e soprattutto nelle fasi di acquisto di energia. Anche in questo caso si conferma il comportamento da buffer del sistema di accumulo, analogo a quanto osservato nello scenario privo di impianto idroelettrico. La presenza dell'idroelettrico porta però ad un minore utilizzo delle batterie.

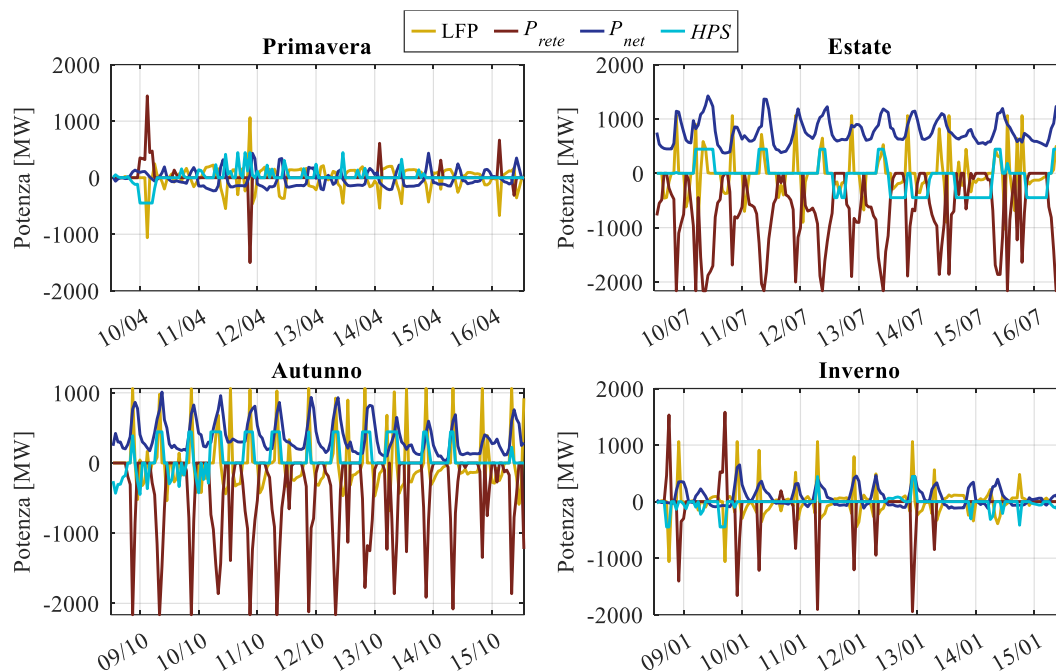


Figura 73. Bilancio di potenza e scambio con la rete e gli accumuli nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

In Figura 74 è riportato l'andamento del SOC dell'HPS. Rispetto al caso con $r_{v,a} = 1$, il profilo risulta decisamente più irregolare, indicando che il comportamento del sistema di accumulo è guidato principalmente dal profilo di carico e consumo, piuttosto che dall'andamento del PUN. Questa tendenza è ulteriormente confermata dalla Figura 75, in cui sono confrontati il SOC e i valori del PUN nelle quattro settimane precedentemente analizzate.

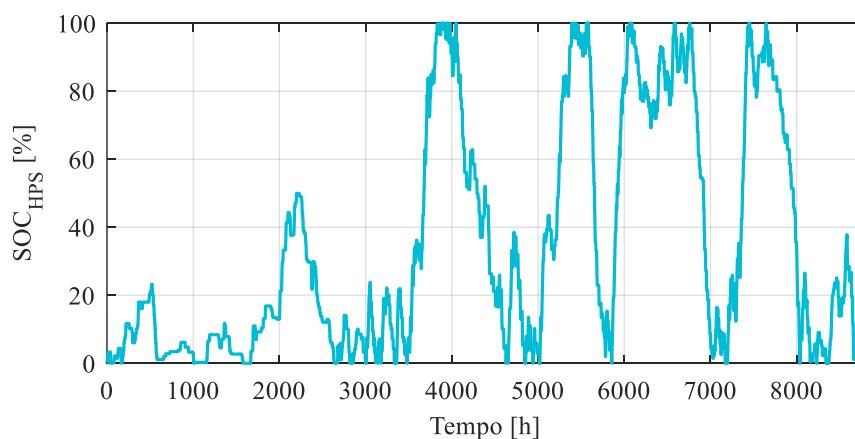


Figura 74. SOC dell'HPS per il caso 2023 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

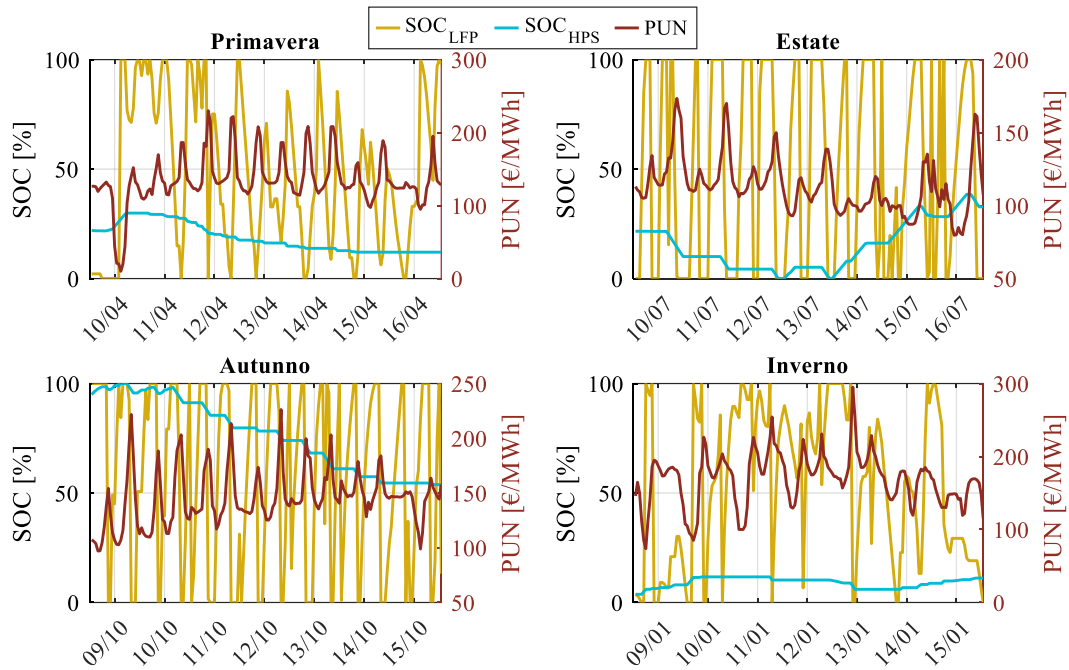


Figura 75. SOC dell'accumulo elettrochimico e idroelettrico e PUN nel 2023 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Caso studio 2030 – $r_{v,a} = 0.5$

In questo caso il fabbisogno di accumulo è di circa 1.27 GWh, leggermente maggiore dello scenario al 2023 ma comunque inferiore al caso senza idroelettrico, con una riduzione dello 29.84 %. La Figura 76 mostra il bilancio di potenza, includendo gli scambi con le reti e l'interazione con i sistemi di accumulo. L'utilizzo del serbatoio è molto simile al caso precedente, come confermato anche dalla Figura 77, dove si nota solamente un leggero aumento delle percentuali di SOC a cui lavora l'accumulo idroelettrico.

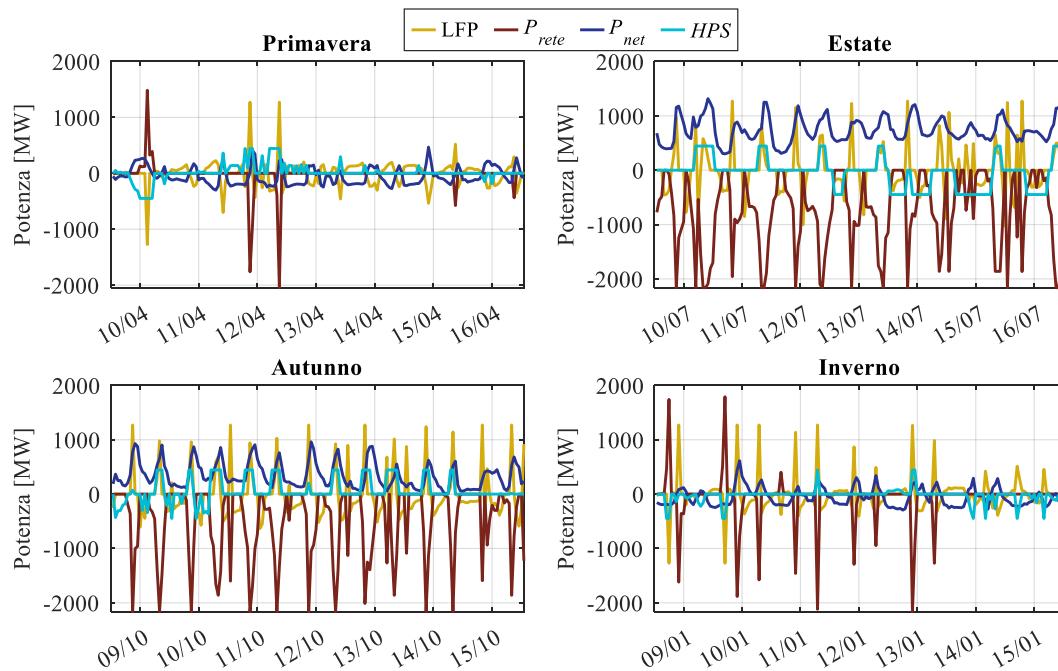
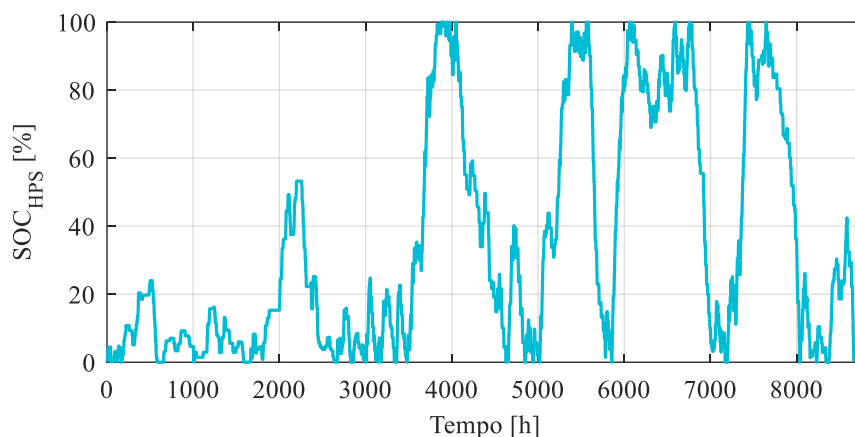
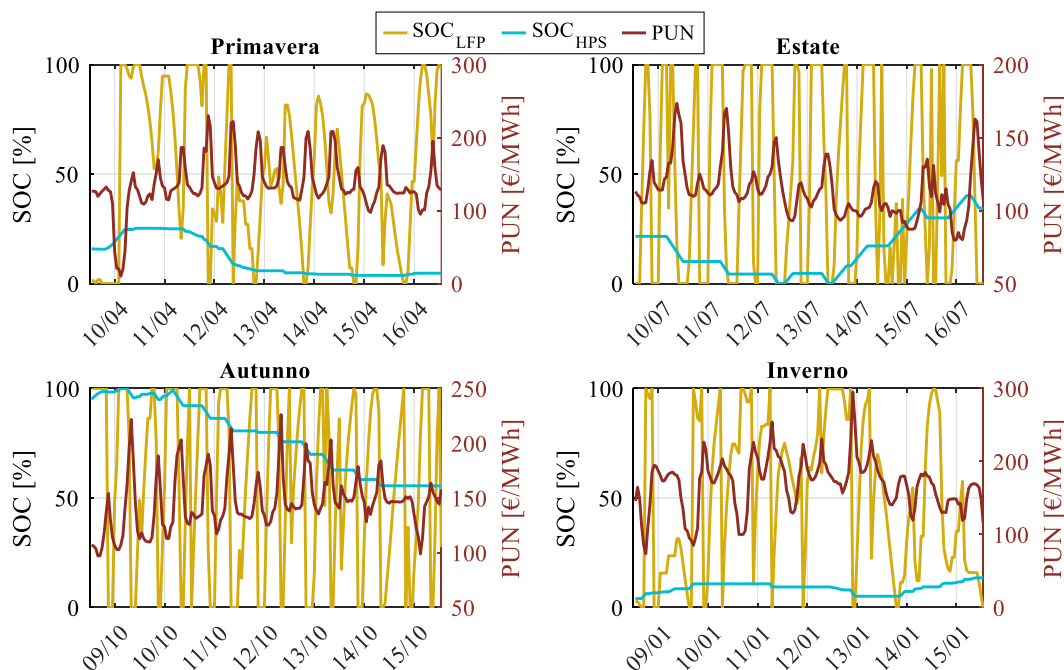


Figura 76. Bilancio di potenza e scambio con la rete e gli accumuli nel 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.


Figura 77. SOC dell'HPS per il caso 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Anche l'andamento dello stato di carica degli accumuli rispetto al PUN, riportato in Figura 78, si dimostra coerente con l'analisi effettuata per il caso precedente.


Figura 78. SOC dell'accumulo elettrochimico e idroelettrico e PUN nel 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

L'introduzione del nuovo impianto comporterebbe potenziali impatti ambientali e civili che richiederebbero un'analisi specifica, 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 [152]. 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, che si attestano a 215 ktCO₂ nello scenario con impianto, rispetto a quanto previsto dallo scenario Eurac. Questo corrisponde a una riduzione di quasi il 30% rispetto allo scenario di riferimento per il 2030 privo di impianti idroelettrici. In ogni caso, una volta approvato il progetto definitivo, sarà necessario aggiornare la stima delle emissioni includendo anche gli impatti associati alle opere di realizzazione dell'impianto.

Caso studio 2040 – $r_{v,a} = 0.5$

In questo scenario il fabbisogno complessivo di accumulo cresce ulteriormente, raggiungendo 1.48 GWh, pari a una riduzione del 24.18% rispetto al caso senza contributo idroelettrico. Il bilancio di potenza, illustrato in Figura 79 conferma lo stesso comportamento già visto nel caso 2030. Anche il profilo annuale dello stato di carica del bacino in Figura 80 evidenzia un incremento, seppur moderato, dell'utilizzo del serbatoio.

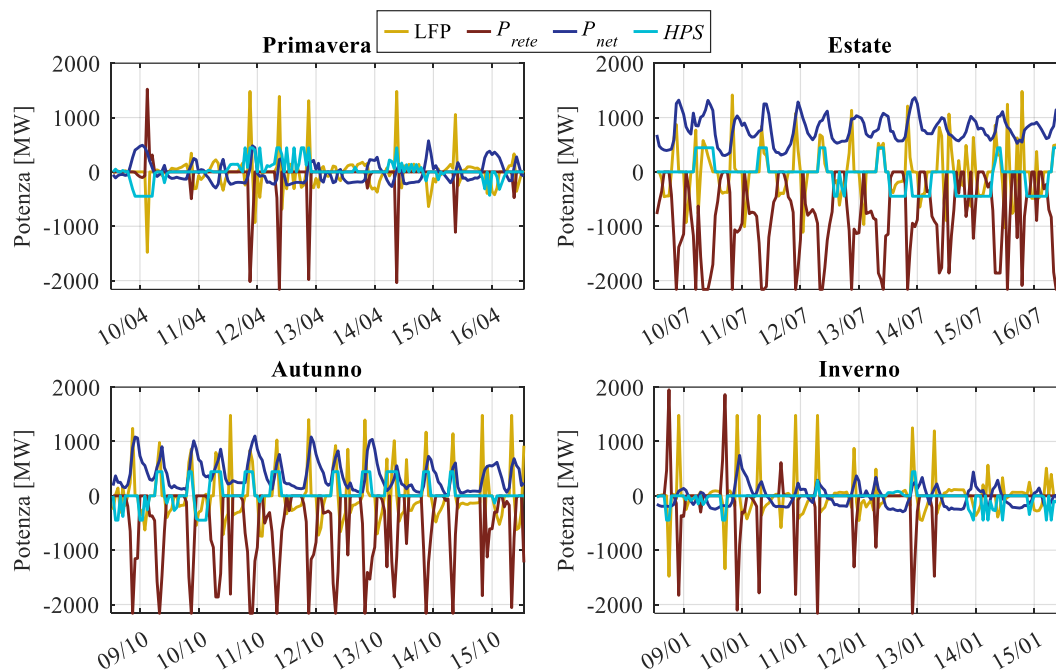


Figura 79. Bilancio di potenza e scambio con la rete e gli accumuli nel 2040 con $r_{v,a}$ pari a 0.5

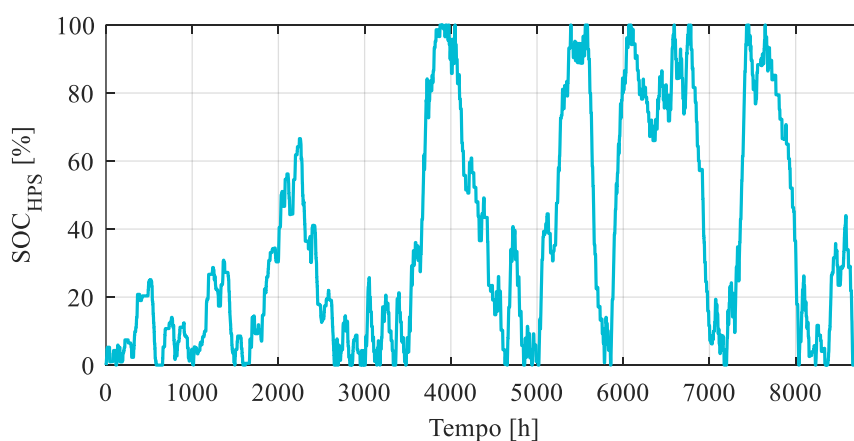


Figura 80. SOC dell'HPS per il caso 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Un comportamento analogo emerge dall'analisi congiunta dello stato di carica delle tecnologie di accumulo e dell'andamento del PUN, riportata in Figura 81 da cui si osserva che, nelle settimane campione, la batteria lascia spazio a un maggiore impiego del serbatoio, in particolare nei periodi primaverili.

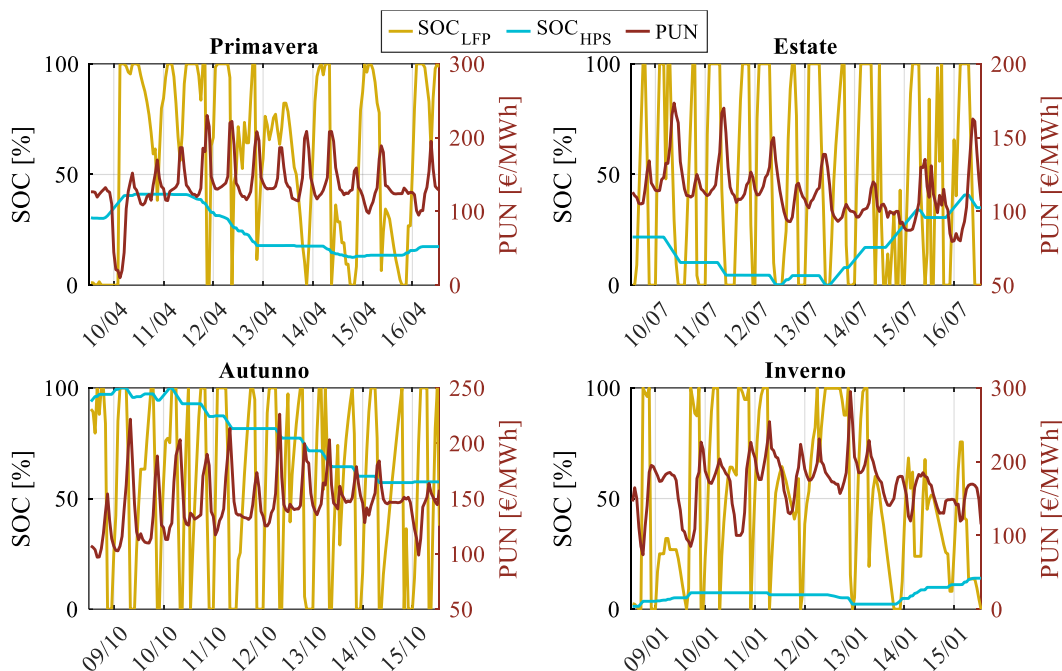


Figura 81. SOC dell'accumulo elettrochimico e idroelettrico e PUN nel 2030 con $r_{v,a}$ pari a 0.5.

Applicando le stesse ipotesi adottate nello scenario precedente, le emissioni complessive nel caso al 2040 risultano lievemente superiori, principalmente a causa dell'aumento della capacità di accumulo tramite batterie. In particolare, si registra un incremento di 250,18 ktCO₂ rispetto allo scenario di riferimento Eurac, mentre si osserva una riduzione del 24.17% rispetto allo scenario 2040 privo di contributo del nuovo impianto idroelettrico.

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 consuma. 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 le difficoltà 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 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. In un secondo caso è stato poi considerato il progetto di costruzione di un nuovo impianto idroelettrico a pompaggio, con il bacino superiore in comune a quello già presente. Il progetto di tale impianto è ancora in fase di discussione con la popolazione, per questo è stato considerato come uno scenario separato.

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, verrà condotta un'analisi SWOT per valutare la possibilità di installare sistemi di accumulo LFP nel territorio altoatesino e una seconda analisi considerando anche il progetto di impianto HPS in aggiunta. Il risultato della prima analisi è riportato in Figura 82.



Figura 82. Analisi SWOT.

L'installazione di batterie consente una gestione più efficiente delle fonti rinnovabili e la possibilità di fornire servizi alla rete, rendendole attori chiave nel supporto alla decarbonizzazione del sistema elettrico. La scelta della tecnologia LFP offre vantaggi significativi, tra cui una maggiore sicurezza rispetto ad altre batterie agli ioni di litio e una vita utile più lunga.

Tuttavia, vi sono alcune criticità da considerare. L'installazione comporta un elevato costo iniziale e spese di manutenzione. Sebbene le batterie LFP facciano un minor uso di materie prime critiche rispetto ad altre tecnologie agli ioni di litio, richiedono comunque una quantità significativa di materiali con risorse limitate. Inoltre, il processo produttivo delle celle LFP ha un impatto ambientale superiore rispetto ad altre batterie.

L'integrazione di sistemi di accumulo offre diverse opportunità. Tra queste, la possibilità di vendere energia alla rete nei momenti più vantaggiosi, ottenendo benefici economici. Inoltre, permette di sfruttare incentivi europei e di allinearsi alle politiche dell'Unione Europea per la transizione energetica. Lo sviluppo del settore dello stoccaggio energetico potrebbe inoltre generare nuove opportunità di lavoro nella ricerca, produzione, installazione e manutenzione dei sistemi di accumulo.

Non mancano, tuttavia, alcune minacce. La filiera di riciclo delle batterie LFP non è ancora completamente sviluppata, con il rischio di impatti ambientali una volta raggiunta la fine della vita utile delle batterie. Inoltre, se l'ubicazione dei sistemi di accumulo non è ottimale e distante dai siti di produzione, lo stoccaggio di grandi quantità di energia potrebbe generare sovraccarichi locali in alcune porzioni della rete, un aspetto particolarmente rilevante in un territorio complesso come quello dell'Alto Adige. L'approvvigionamento delle materie prime rimane un fattore critico, considerata la loro limitata disponibilità nel suolo italiano ed europeo. Infine, eventuali modifiche alle politiche di incentivazione

potrebbero influire sulla redditività degli investimenti, compromettendo la sostenibilità economica dei sistemi di accumulo.

In Figura 83 viene invece riportata l'analisi SWOT del caso in cui oltre alle batterie LFP ci sia anche la possibilità di potenziare l'impianto HPS con il progetto di Alperia [127]. 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 83. Analisi SWOT per lo scenario con il nuovo impianto HPS.

La possibilità di potenziare gli impianti HPS consente di fatto di avere un accumulo ibrido a livello provinciale, che consente una maggiore flessibilità operativa e permette di fornire servizi alla rete e rispondere in modo efficiente a esigenze sia di breve che di medio periodo. La presenza di più capacità di HPS permette di ridurre la profondità e la frequenza dei cicli delle batterie, estendendone ulteriormente la vita utile. Inoltre, la combinazione dei due sistemi riduce il dimensionamento necessario per le batterie, abbattendo in parte i costi e l'impatto ambientale associati alla loro produzione. Questo approccio consente anche un utilizzo più efficiente delle infrastrutture di rete esistenti, grazie a un profilo di scambio energetico più regolare e gestibile.

Tuttavia, l'aggiunta dell'impianto HPS introduce una maggiore complessità nella progettazione e nella gestione operativa del sistema, con implicazioni in termini di costi, regolazione e manutenzione. L'infrastruttura idraulica richiede opere civili potenzialmente invasive, tempi di realizzazione più lunghi e iter autorizzativi più complessi rispetto alla sola installazione di batterie. Inoltre, le prestazioni del sistema dipendono fortemente dalla disponibilità e dalla variabilità della risorsa idrica, che può essere influenzata da fattori stagionali o climatici.

La presenza di un accumulo ibrido apre la strada a una più ampia di opportunità, tra cui maggior numero di servizi alla rete, come il bilanciamento su più orizzonti temporali, la partecipazione a mercati della capacità e una migliore gestione dei picchi di domanda. Questo approccio è perfettamente in linea con le strategie europee per la flessibilità e la resilienza delle reti. Inoltre, la combinazione di fonti e tecnologie può attirare maggiori finanziamenti pubblici e incentivi dedicati alla promozione di soluzioni integrate per l'energia pulita.

Questa soluzione ibrida non è però esente da minacce, in particolare, le incertezze legate al cambiamento climatico, con eventi estremi o siccità prolungate, possono compromettere la continuità operativa dell'HPS. Inoltre, l'evoluzione normativa in ambito ambientale potrebbe introdurre vincoli più stringenti per i nuovi impianti idraulici, rallentando o ostacolando i progetti in fase di sviluppo. Infine, l'opera di costruzione del nuovo impianto comporta modifiche al territorio che minacciano di non essere accettate dalla popolazione locale.

4. CONCLUSIONI

Il presente rapporto ha fornito un'analisi dettagliata delle principali tecnologie di accumulo energetico, concentrandosi sulle soluzioni più adatte al contesto dell'Alto Adige, in particolare sulle batterie elettrochimiche e sui sistemi idroelettrici di accumulo. Sono state esaminate le caratteristiche tecniche, i vantaggi e le criticità di ciascuna tecnologia, evidenziandone il potenziale contributo alla transizione energetica e all'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.

Oltre agli aspetti tecnologici, è stata condotta un'analisi del mercato elettrico, descrivendone la struttura, i principali attori coinvolti e le dinamiche di funzionamento. Particolare attenzione è stata dedicata ai meccanismi di incentivazione per lo sviluppo delle infrastrutture di accumulo e all'aumento della flessibilità del sistema elettrico, con un focus sull'autoconsumo e sulle politiche di supporto volte a favorire l'indipendenza energetica e un utilizzo più efficiente delle risorse disponibili.

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 (LFP), 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 tuttavia evidenziato la necessità di disporre di dati più completi, aggiornati e ad alta risoluzione, non solo in relazione all'eventuale conclusione dell'iter autorizzativo del nuovo impianto di pompaggio, ma anche rispetto agli altri elementi tecnici e ambientali coinvolti. Si raccomanda pertanto di proseguire lo studio integrando informazioni più accurate e granulari, così da migliorare la qualità delle valutazioni e l'affidabilità delle previsioni.

5. RIFERIMENTI

- [1] C. Battiston *et al.*, “Piano Clima Alto Adige 2040,” Bozen, Italy, 2023. [Online]. Available: https://www.klimaland.bz/wp-content/uploads/Klimaplan-Suedtirol-2040_ITA_WEB-pagine-singole.pdf
- [2] *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.* Italy, Italy, 1999. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1999/03/31/099G0136/sg>
- [3] *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>
- [4] Terna, *Codice di Rete Italiana.* Italy, 2005. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [5] GSE, “Dispacciamento rinnovabili.” [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/dispacciamento-rinnovabili>
- [6] ARERA, “Relazione Annuale 2023 - Stato dei servizi 2022,” 2023. [Online]. Available: <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2023>
- [7] Terna, “Come funziona il sistema elettrico.” [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>
- [8] ARERA, *Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.* Italy, 2014. [Online]. Available: <https://www.arera.it/en/atti-e-provvedimenti/dettaglio/14/574-14>
- [9] ARERA, *Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21.* Italy, 2014.
- [10] Comitato Elettrotecnico Italiano, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.” 2022. [Online]. Available: <https://mycatalogo.ceinorme.it/cei/item/0000018527>
- [11] Comitato Elettrotecnico Italiano, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.” 2022. [Online]. Available: <https://mycatalogo.ceinorme.it/cei/item/0000018528>
- [12] ARERA, “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).” 2008. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/08/099-08arg>
- [13] “DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 7 dicembre 2000, n. 440.” 2000. [Online]. Available: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:presidente.repubblica:decreto:2000;440>
- [14] ARERA, “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica.” 2023. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/616-23>
- [15] ARERA, “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 mar.” 2006. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/06/111-06>
- [16] ARERA, “Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite e.” 2009. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/09/107-09arg>
- [17] ARERA, “Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME).” 2016. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/16/458-16>
- [18] ARERA, “Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di

- generazione.” 2007. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/07/088-07>
- [19] G. dei servizi energetici, “Regole tecniche per l’attuazione delle disposizioni relative all’integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.” 2021. [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/sistemi-di-accumulo/documenti>
- [20] “Legge 14 Novembre 1995, n.481 ‘Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.’”
- [21] ARERA, “Approvazione delle modifiche al regolamento per la piattaforma conti energia (PCE) in materia di modalità di gestione dei pagamenti.”
- [22] “Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell’energia elettrica.” European Union, 2019.
- [23] “Legge annuale per il mercato e la concorrenza.” 2017.
- [24] “Disposizioni per l’erogazione del servizio di vendita dell’energia elettrica di salvaguardia di cui alla legge 3 agosto 2007, n. 125/2007, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 novembre 2007.” 2007.
- [25] GME, “Testo integrato della disciplina del mercato elettrico.” Italy, 2024.
- [26] ARERA, “Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico TIDE.” Italy, 2024.
- [27] “Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione.” European Union, 2015.
- [28] F. Davò, “Superamento del PUN: i dettagli nel nuovo numero di ‘APE – Appunti di Energia.’” 2024.
- [29] MASE, *Decreto direttoriale n. 11 del 30 ottobre 2024 che approva le regole operative del meccanismo di sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore.* 2024. [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/bandi/decreto-direttoriale-n-11-del-30-ottobre-2024-che-approva-le-regole-operative-del-meccanismo>
- [30] European Commission, “Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione, del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico.” European Union, 2017.
- [31] ARERA, “Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).” Italy.
- [32] I. Serra, “Il mercato per il servizio di dispacciamento.” 2024.
- [33] C. Bonaldo, “Il mercato italiano della capacità.” 2023.
- [34] Terna, “Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.” Italy, 2024.
- [35] ARERA, “Applicazione del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità di cui alla deliberazione dell’Autorità ARG/elt 98/11 ai clienti finali dei servizi di ultima istanza e ai clienti delle offerte P.L.A.C.E.T.” Italy, 2021.
- [36] Terna, “Mercato a termine degli stoccaggi (MACSE).” 2024.
- [37] N. Giovannini, “Il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE).” 2024.
- [38] “Le concessioni idroelettriche,” 2022.
- [39] ARERA, “Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell’articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.” Italy, 2023.
- [40] Terna, “Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica,” 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Studio_tecnologie_di_accumulo_8db9511fbdd7601.pdf
- [41] 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.
- [42] M. Kandhasamy, B. K. Duvaragan, S. Kamaraj, and G. Shanmugam, “An Overview on Classification of Energy Storage Systems,” 2024, pp. 1–25. doi: 10.1021/bk-2024-1484.ch001.

- [43] S. Passerini, L. Barelli, M. Baumann, J. Peters, and M. Weil, *Emerging Battery Technologies to Boost the Clean Energy Transition*. in The Materials Research Society Series. Cham: Springer International Publishing, 2024. doi: 10.1007/978-3-031-48359-2.
- [44] J. G. Bai, X. Z. Zhang, and L. M. Wang, "A Flywheel Energy Storage System with Active Magnetic Bearings," *Energy Procedia*, vol. 16, pp. 1124–1128, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.01.179.
- [45] D. Morehouse, D. Arnett, H. Hess, and C. Berven, "Dynamic Behavior of Superconductor-Permanent Magnet Levitation With Halbach Arrays for Flywheel Design and Control," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 29, no. 5, pp. 1–5, 2019, doi: 10.1109/TASC.2019.2898473.
- [46] K. R. Pullen, "The Status and Future of Flywheel Energy Storage," *Joule*, vol. 3, no. 6, pp. 1394–1399, 2019, doi: 10.1016/j.joule.2019.04.006.
- [47] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefit," 2010. [Online]. Available: <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>
- [48] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [49] S. Koochi-Fayegh and M. A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *J. Energy Storage*, vol. 27, p. 101047, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101047.
- [50] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, "Analysis of Standby Losses and Charging Cycles in Flywheel Energy Storage Systems," *Energies*, vol. 13, no. 17, p. 4441, 2020, doi: 10.3390/en13174441.
- [51] J.-M. Durand, M. J. Duarte, and P. Clerens, "European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030."
- [52] Z. Moradi-Shahrbabak and M. Jadidoleslam, "A new index for techno-economical comparison of storage technologies considering effect of self-discharge," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 17, no. 7, pp. 1699–1712, May 2023, doi: 10.1049/rpg2.12704.
- [53] X. Li and A. Palazzolo, "A review of flywheel energy storage systems: state of the art and opportunities," *J. Energy Storage*, vol. 46, p. 103576, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103576.
- [54] M. M. Rahman, E. Gemechu, A. O. Oni, and A. Kumar, "Energy and environmental footprints of flywheels for utility-scale energy storage applications," *e-Prime - Adv. Electr. Eng. Electron. Energy*, vol. 1, p. 100020, 2021, doi: 10.1016/j.prime.2021.100020.
- [55] Verein Deutscher Ingenieure (VDI), "Ökonomischer, ökologischer und systemischer Wert von netzgekoppelten Energiespeichern," 2022. [Online]. Available: <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/oekonomischer-oekologischer-und-systemischer-wert-von-netzgekoppelten-energiespeichern>
- [56] EASE, "Energy Storage Technology Descriptions." Accessed: Nov. 25, 2024. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- [57] M. Catania, F. Parolin, F. Fattori, and P. Colbertaldo, "The role of hydropower in decarbonisation scenarios," *Renew. Energy*, vol. 236, p. 121411, 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.121411.
- [58] EERA, "Pumped Hydro Energy Storage," 2016. [Online]. Available: https://www.eera-energystorage.eu/component/attachments/?task=download&id=683:EERA_Factsheet_Pumped-Hydro-Energy-Storage
- [59] M. S. Javed, D. Zhong, T. Ma, A. Song, and S. Ahmed, "Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system," *Appl. Energy*, vol. 257, p. 114026, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114026.
- [60] S. Mulder and S. Klein, "Techno-Economic Comparison of Electricity Storage Options in a Fully Renewable Energy System," *Energies*, vol. 17, no. 5, p. 1084, Feb. 2024, doi: 10.3390/en17051084.
- [61] A. Vecchi, Y. Li, Y. Ding, P. Mancarella, and A. Sciacovelli, "Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives," *Adv. Appl. Energy*, vol. 3, p. 100047, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100047.
- [62] Energydome, "CO2 Battery." Accessed: Mar. 28, 2025. [Online]. Available:

- <https://energydome.com/co2-battery/>
- [63] T. Liang *et al.*, “Liquid air energy storage technology: a comprehensive review of research, development and deployment,” *Prog. Energy*, vol. 5, no. 1, p. 12002, 2023, doi: 10.1088/2516-1083/aca26a.
 - [64] A. Tafone, E. Borri, L. F. Cabeza, and A. Romagnoli, “Environmental performance of a multi-energy liquid air energy storage (LAES) system in cogeneration asset – A life cycle assessment-based comparison with lithium ion (Li-ion) battery,” *Heliyon*, vol. 10, no. 20, p. e39193, 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e39193.
 - [65] V. Arangarajan, A. M.T.O., J. Chandran, G. Shafiullah, and A. Stojcevski, “Role of energy storage in the power system network,” in *Renewable energy and sustainable development*, 2015, pp. 201–225.
 - [66] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, “Environmental impact assessments of compressed air energy storage systems: a review,” in *Environmental Assessment of Renewable Energy Conversion Technologies*, Elsevier, 2022, pp. 249–276. doi: 10.1016/B978-0-12-817111-0.00003-6.
 - [67] G. Kothandam *et al.*, “Recent Advances in Carbon-Based Electrodes for Energy Storage and Conversion,” *Adv. Sci.*, vol. 10, no. 18, 2023, doi: 10.1002/advs.202301045.
 - [68] P. Kokkotis, C. S. Psomopoulos, G. C. Ioannidis, and S. D. Kaminaris, “Small scale energy storage systems. A short review in their potential environmental impact,” *Fresenius Environ. Bull.*, vol. 26, no. 9, pp. 5658–5665, 2017.
 - [69] C. Gandolfi *et al.*, “Study of a Universal Power SMES Compensator for LV Distribution Grid,” in *2018 AEIT International Annual Conference*, IEEE, 2018, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT.2018.8577335.
 - [70] EERA, “Superconducting Magnetic Energy Storage,” 2019. [Online]. Available: https://www.eera-energystorage.eu/component/attachments/?task=download&id=566:EERA_JPES_SP5_Factsheet_final
 - [71] B. B. Adetokun, O. Oghorada, and S. J. Abubakar, “Superconducting magnetic energy storage systems: Prospects and challenges for renewable energy applications,” *J. Energy Storage*, vol. 55, p. 105663, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105663.
 - [72] R. V. Holla, “Energy Storage Methods - Superconducting Magnetic Energy Storage - A Review,” *J. Undergrad. Res. Univ. Illinois Chicago*, vol. 8, no. 1, 2015, doi: 10.5210/jur.v8i1.7540.
 - [73] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, “Review of energy storage system for wind power integration support,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 545–553, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.
 - [74] DFUN, “How Does A Lead-Acid Battery Work?” Accessed: Dec. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.dfuntech.com/how-does-a-lead-acid-battery-work.html>
 - [75] E. Chemali, M. Preindl, P. Malysz, and A. Emadi, “Electrochemical and Electrostatic Energy Storage and Management Systems for Electric Drive Vehicles: State-of-the-Art Review and Future Trends,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 3, pp. 1117–1134, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2566583.
 - [76] N. Nitta, F. Wu, J. T. Lee, and G. Yushin, “Li-ion battery materials: present and future,” *Mater. Today*, vol. 18, no. 5, pp. 252–264, 2015, doi: 10.1016/j.mattod.2014.10.040.
 - [77] T. Oshima, M. Kajita, and A. Okuno, “Development of Sodium-Sulfur Batteries,” *Int. J. Appl. Ceram. Technol.*, vol. 1, no. 3, pp. 269–276, 2004, doi: 10.1111/j.1744-7402.2004.tb00179.x.
 - [78] B. Prasad Ganthia, K. Suriyakrishna, N. Prakash, J. Harinarayanan, M. Thangaraj, and S. Mishra, “Comparative Analysis on Various Types of Energy Storage Devices for Wind Power Generation,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2161, no. 1, p. 12066, 2022, doi: 10.1088/1742-6596/2161/1/012066.
 - [79] C.-H. Dustmann, “Advances in ZEBRA batteries,” *J. Power Sources*, vol. 127, no. 1–2, pp. 85–92, Mar. 2004, doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.039.
 - [80] N. El Ghossein, A. Sari, and P. Venet, “Interpretation of the Particularities of Lithium-Ion Capacitors and Development of a Simple Circuit Model,” in *2016 IEEE Vehicle Power and*

- Propulsion Conference (VPPC)*, IEEE, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/VPPC.2016.7791712.
- [81] A. Jagadale, X. Zhou, R. Xiong, D. P. Dubal, J. Xu, and S. Yang, “Lithium ion capacitors (LICs): Development of the materials,” *Energy Storage Mater.*, vol. 19, pp. 314–329, 2019, doi: 10.1016/j.ensm.2019.02.031.
- [82] E. Manla, G. Mandic, and A. Nasiri, “Testing and modeling of lithium-ion ultracapacitors,” in *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, IEEE, 2011, pp. 2957–2962. doi: 10.1109/ECCE.2011.6064167.
- [83] J. Ronsmans and B. Lalande, “Combining energy with power: Lithium-ion capacitors,” in *2015 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles (ESARS)*, IEEE, Mar. 2015, pp. 1–4. doi: 10.1109/ESARS.2015.7101494.
- [84] EIT InnoEnergy and Frost & Sullivan, “Unlocking New Possibilities Through Innovative Energy Storage - The Role of Ultracapacitors in the Energy Transition,” 2020. [Online]. Available: https://eit.europa.eu/sites/default/files/white_paper_on_ultracapacitor_technology.pdf
- [85] C. J. Rydh, “Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage,” *J. Power Sources*, vol. 80, no. 1–2, pp. 21–29, 1999, doi: 10.1016/S0378-7753(98)00249-3.
- [86] M. Rana *et al.*, “Scientific issues of zinc-bromine flow batteries and mitigation strategies,” *Exploration*, vol. 3, no. 6, 2023, doi: 10.1002/EXP.20220073.
- [87] H. He, S. Tian, B. Tarroja, O. A. Ogunseitan, S. Samuelsen, and J. M. Schoenung, “Flow battery production: Materials selection and environmental impact,” *J. Clean. Prod.*, vol. 269, p. 121740, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121740.
- [88] S. Ebner, S. Spirk, T. Stern, and C. Mair-Bauernfeind, “How Green are Redox Flow Batteries?,” *ChemSusChem*, vol. 16, no. 8, Apr. 2023, doi: 10.1002/cssc.202201818.
- [89] U.S. Department of Energy, “Hydrogen Storage.” Accessed: Dec. 03, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [90] N. A. A. Qasem and G. A. Q. Abdulrahman, “A Recent Comprehensive Review of Fuel Cells: History, Types, and Applications,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 2024, no. 1, 2024, doi: 10.1155/2024/7271748.
- [91] E. Hillberg *et al.*, “Flexibility needs in the future power system,” 2019. doi: 10.13140/RG.2.2.22580.71047.
- [92] E. Taibi *et al.*, “Power system flexibility for the energy transition. Part 1: Overview for policy makers,” Abu Dhabi, 2018. [Online]. Available: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/>
- [93] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation,” 2010. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>
- [94] Motus-E, Politecnico di Milano, CESI, and RSE, “Integrazione tra veicoli e reti elettriche: sfide e opportunità al 2030,” 2023. [Online]. Available: https://www.motus-e.org/studi_e_ricerche/integrazione-tra-veicoli-e-reti-elettriche-sfide-e-opportunita-al-2030/
- [95] L. Croci, F. D’Oria, and S. Viani, “Studi sulla flessibilità delle pompe di calore per la climatizzazione,” 2022. [Online]. Available: <https://www.rse-web.it/rapporti/studi-sulla-flessibilita-delle-pompe-di-calore-per-la-climatizzazione/>
- [96] M. Kraiczy *et al.*, “PV as an ancillary service provider,” 2021. [Online]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/IEA-PVPS_T14_14_2021_PV_ancillary_service_provider_IEA_PVPS_report.pdf
- [97] Q. Tan, X. Li, and Y. Liang, “Risks, challenges and strategies of power systems against the background of carbon neutrality,” *Clean Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 767–782, 2023, doi: 10.1093/ce/zkad026.
- [98] I. Harang, F. Heymann, and L. P. Stoop, “Incorporating climate change effects into the European power system adequacy assessment using a post-processing method,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 24, p. 100403, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100403.
- [99] S. Bianchin, “Blackout a Milano in diversi quartieri. Unareti: ‘Forte crescita dei consumi di energia, raggiunto il primo picco dell’anno.’” [Online]. Available:

- https://milano.repubblica.it/cronaca/2023/06/28/news/blackout_milano_perche-406032183/
- [100] S. Obici, “Blackout elettrici: i danni e i rimborsi. C’è caldo, le reti non reggono.” [Online]. Available: <https://focusicilia.it/blackout-elettrici-i-danni-e-i-rimborsi-ce-caldo-le-reti-non-reggono/>
- [101] N. Cardamone *et al.*, “Blockchain-Based Public Key Authentication of IoT Devices for Electrical Energy Systems,” in *2022 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, IEEE, 2022, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT56783.2022.9951818.
- [102] A. O. Rousis *et al.*, “State-of-the-Art Literature Review of System Scarcities at High Levels of Renewable Generation,” 2018. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5ba5b8b24&appId=PPGMS>
- [103] A. Menati and L. Xie, “A Preliminary Study on the Role of Energy Storage and Load Rationing in Mitigating the Impact of the 2021 Texas Power Outage,” in *2021 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Nov. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/NAPS52732.2021.9654452.
- [104] M. Aktarujjaman, M. A. Kashem, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, “Black start with dfig based distributed generation after major emergencies,” in *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*, IEEE, 2006, pp. 1–6. doi: 10.1109/PEDES.2006.344263.
- [105] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, p. 113400, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113400.
- [106] J. Dugan and S. Mohagheghi, “Mobile Energy Storage Systems to Mitigate the Social Impacts of Long-Duration Power Outages,” in *2024 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT59692.2024.10454157.
- [107] GSE, “Gruppi di autoconsumatori e Comunità di energia rinnovabile.”
- [108] GSE, “Sistemi semplici di produzione e consumo.”
- [109] ARERA, “Aggiornamento, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo. Modifiche al TISSPC.” 2022.
- [110] ARERA, “Testo integrato delle disposizioni dell’autorità per l’energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo.” 2023.
- [111] “Istituzione dell’Ente nazionale per l’energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche. (GU Serie Generale n.316 del 12-12-1962).” Italy, 1962.
- [112] ARERA, “Definizioni rilevanti in relazione agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo,” 2019.
- [113] ARERA, “Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.” Italy, 2013.
- [114] “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE. (GU Serie Generale n.154 del 03-07-2008).” Italy, 2006.
- [115] ARERA, “Completamento della regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. Aggiornamento del registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del testo integrato dei sistemi di.” Italy, 2016.
- [116] ARERA, “Testo integrato delle disposizioni dell’autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi: reti interne di utenza e altri sistemi di distribuzione chiusi.” Italy, 2022.
- [117] GSE, “Configurazioni per l’autoconsumo diffuso.”
- [118] “Individuazione di una tariffa incentivante per impianti a fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche rinnovabili e nelle configurazioni di autoconsumo singolo a distanza e collettivo, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 e.” [https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2024-02-07&atto.codiceRedazionale=24A00671&elenco30giorni=false#\\$~\\$:text=414%20del%207%20d](https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2024-02-07&atto.codiceRedazionale=24A00671&elenco30giorni=false#$~$:text=414%20del%207%20d)

- icembre%202023,legislativo%208%20novembre%202021%, Italy, 2023.
- [119] ARERA, “Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell’autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso.” Italy, 2022.
 - [120] GSE, “Configurazioni per l’autoconsumo diffuso - Le altre configurazioni.”
 - [121] GSE, “Ritiro dedicato.”
 - [122] RSE, *Le comunità energetiche in Italia - Note per il coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica*. 2021.
 - [123] Elemens, “Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione: Modelli attuali e futuri, stime di potenziale e pillole di benefici,” 2020.
 - [124] Terna, “Database Accumuli Terna.” 2024. Accessed: Dec. 10, 2024. [Online]. Available: <https://dati.terna.it/generazione#accumuli>
 - [125] Terna, “Impianti di Generazione,” 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Dati_Statistici_Impianti_di_generazione_2023_8dcdc7f624f8d0e.pdf
 - [126] M. Catania, F. Parolin, F. Fattori, and P. Cobertaldo, “Italian Hydropower Programmable Plants Database.” 2024. doi: 10.5281/zenodo.14006948.
 - [127] Alperia, “Una batteria verde per l’Alto Adige.” [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/it/batteriaverde>
 - [128] GSE, “Atlaimpianti.” Accessed: Dec. 13, 2024. [Online]. Available: https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html
 - [129] C. Doetsch, B. Droste-Franke, G. Mulder, Y. Scholz, and M. Perrin, “Electric Energy Storage-Future Energy Storage Demand,” 2015.
 - [130] US Department of Energy, “Heavy-Duty Fuel Cell System Cost - 2022,” 2023.
 - [131] European Commission, “Photovoltaic geographical information system.” [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
 - [132] Gestore dei Servizi Energetici, “Rapporto Statistico 2023 Solare Fotovoltaico,” 2024. [Online]. Available: [https://www.gse.it/documenti_site/Documenti_GSE/Rapporti_statistici/Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2023.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti_GSE/Rapporti_statistici/Solare_Fotovoltaico_-_Rapporto_Statistico_2023.pdf)
 - [133] Entsoe, “Production data.” [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/waterReservoirsAndHydroStoragePlants/show>
 - [134] 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>
 - [135] W. Sparber *et al.*, “Scenari per l’Alto Adige verso la neutralit  climatica,” 2022. doi: <https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>.
 - [136] Terna, “Caratteristiche generali delle linee elettriche aeree facenti parte della RTN.” 2011. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0113/81.pdf>
 - [137] 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.
 - [138] M. Krishna, “The EV battery chemistry debate just got more complicated,” Fastmarkets. Accessed: Mar. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.fastmarkets.com/insights/the-ev-battery-chemistry-debate-just-got-more-complicated/>
 - [139] 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.
 - [140] J. Menéndez, J. M. Fernández-Oro, M. Galdo, and J. Loreda, “Efficiency analysis of underground pumped storage hydropower plants,” *J. Energy Storage*, vol. 28, p. 101234, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101234.
 - [141] A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, and C. Cheng, “A review of pumped hydro energy storage,” *Prog. Energy*, vol. 3, no. 2, p. 022003, Apr. 2021, doi: 10.1088/2516-1083/abeb5b.
 - [142] A. Morabito and E. Vagnoni, “CFD-based analysis of pumped storage power plants implementing hydraulic short circuit operations,” *Appl. Energy*, vol. 369, p. 123474, Sep. 2024, doi:

- 10.1016/j.apenergy.2024.123474.
- [143] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, and V. Sprenkle, “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final - ESGC Cost Performance Report 12-11-2020.pdf>
 - [144] Provincia autonoma di Bolzano, “Stazione meteo Ultimo Fontana Bianca.” Accessed: Dec. 20, 2024. [Online]. Available: [available: https://meteo.provincia.bz.it/stazioni-meteo-valle.asp?stat_stid=1308](https://meteo.provincia.bz.it/stazioni-meteo-valle.asp?stat_stid=1308)
 - [145] CNR, “LIMNO - Banca dati dei laghi italiani.” Accessed: Dec. 19, 2024. [Online]. Available: <http://www.vb.irs.cnr.it/limno/schede/quaira.htm>
 - [146] R. G. Allen and L. S. Pereira, “FAO Irrigation and Drainage Paper Crop Evapotranspiration.”
 - [147] M. Marence, T. Assefa, and A. Mynett, “Evaporation from reservoirs and the hydropower water footprint,” 2013.
 - [148] V. Dimiceli, S. Piltz, and S. Amburn, “Estimation of Black Globe Temperature for Calculation of the Wet Bulb Globe Temperature Index,” in *World Congress on Engineering and Computer Scienc*, 2011.
 - [149] R. Stull, “Wet-Bulb Temperature from Relative Humidity and Air Temperature,” *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 50, no. 11, pp. 2267–2269, Nov. 2011, doi: 10.1175/JAMC-D-11-0143.1.
 - [150] R. Hajizadeh, S. Farhang Dehghan, F. Golbabaie, S. M. Jafari, and M. Karajizadeh, “Offering a model for estimating black globe temperature according to meteorological measurements,” *Meteorol. Appl.*, vol. 24, no. 2, pp. 303–307, Apr. 2017, doi: 10.1002/met.1631.
 - [151] J. Duan, G. C. van Kooten, and X. Liu, “Renewable electricity grids, battery storage and missing money,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 161, p. 105001, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.resconrec.2020.105001.
 - [152] 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.

6. ACRONIMI

Acronimo	Significato
AFC	Alkaline Fuel Cell
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ASAP	Altri Sistemi di Auto Produzione
ASE	Altri Sistemi Esistenti
ASSPC	Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
AT	Alta Tensione
AU	Acquirente unico
BESS	Battery Energy Storage System
BRP	Balance Responsible Party
BT	Bassa Tensione
CACER	Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
CAES	Accumuli ad aria compressa
CEC	Comunità Energetiche dei Cittadini
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CER	Comunità Energetiche Rinnovabili
CRIDA	Complementary Regional Intra-Day Auction
CT	Comitato Tecnico
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
DR	Demand Response
DSO	Distribution System Operator
EASE	European Association for Storage of Energy
EDCL	Condensatori a doppio strato (Electric Double Layer Capacitors)
ESCO	Energy Service Company
FCR	Frequency Containment Reserves
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FFR	Fast Frequency Response
FRR	Frequency Restoration Reserves
GME	Gestore Mercati Energetici
GSE	Gestore Servizi Energetici
HPS	Accumuli a pompaggio idrico
IDA	Intra-Day Auction
ISP	Integrated Scheduling Process
LAES	Accumulo ad aria liquida
LCOS	Levelized Cost of Storage
LFP	Batteria litio ferro fosfato
LiC	Condensatori agli ioni di litio
MACSE	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MB	Mercato di Bilanciamento
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
ME	Mercato Elettrico
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MPEG	Mercato dei Prodotti Giornalieri
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT	Media Tensione
MTE	Mercato Elettrico a Termine
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
Ni-Cd	Batterie al Nichel-Cadmio
Ni-MH	Batterie al nichel-metallo idruro (Nickel–Metal Hydride)
NMC	Batterie al Nichel Manganese Cobalto
OTC	Over The Counter
PAB	Pay as Bid
PAFC	Phosforic Acid Fuel Cell
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCM	Materiali a Cambiamento di fase
PdC	Pompe di Calore e climatizzatori elettrici
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PHES	Accumuli tramite pompe di calore
PNRR	Piano Nazionale Ripresa e Resilienza
PO	Prezzo zonale Orario
POD	Punto di prelievo
PUN	Prezzo Unico Nazionale
RR	Replacement Reserves
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
SdA	Sistema di Accumulo
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SDC	Sistemi di Distribuzione Chiusi
SEEU	Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza
SEU	Sistemi Efficienti di Utenza
SMES	Accumuli di energia elettromagnetica a supercondensatori
SMP	System Marginal Price
SOC	Stato di carica (State of Charge)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SSPC	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
TIAD	Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso
TICA	Testo Integrato Connessioni Attive

TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TIME	Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di Misura Elettrica
TIS	Testo Integrato Settlement
TISDC	Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi
TISSPC	Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
TIT	Testo Integrato Trasporto
TSO	Transmission System Operator
UC	Unità di Consumo
UE	Unione Europea
UP	Unità di Produzione
UPS	Gruppi di continuità (Uninterruptable Power Supply)
V1G	Ricarica monodirezionale
V2G	Ricarica bidirezionale
VE	Veicoli Elettrici
VGI	Vehicle Grid Integration
XBID	Cross Border intraday
ZEBRA	Zeolite Battery Research Africa