

Ricerca di Sistema elettrico



Scenari di penetrazione delle tecnologie di accumulo nel sistema elettrico nazionale nel breve e lungo periodo e del loro impatto ambientale

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Vittoria Battaglia
Alessandro Agostini, Giuseppe Di Florio, Claudio Carbone

Scenari di penetrazione delle tecnologie di accumulo nel sistema elettrico nazionale nel breve e lungo periodo e del loro impatto ambientale.

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Vittoria Battaglia, Alessandro Agostini, Giuseppe Di Florio, Claudio Carbone

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: Tema di ricerca 1.2 – Progetto integrato Tecnologie di accumulo elettrochimico e termico.

Linea di attività: 3.5

Responsabile del Progetto: Margherita Moreno, ENEA.

Responsabile del Work Package: Margherita Moreno, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Alessandro Agostini

Mese inizio previsto: 19

Mese inizio effettivo: 19

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: Si ringrazia per la collaborazione alle attività svolte

Indice

1	Risultati attesi	3
2	Risultati ottenuti	3
3	Posizionamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale	4
4	Prodotti attesi.....	4
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati	4
6	Sintesi delle attività svolte	4
7	Dettaglio delle attività svolte	5
	Il modello SAInt.....	5
	7.1.1 Il generatore di modelli SAInt	5
	7.1.2 Struttura e caratteristiche del modello SAInt-Italia	5
	Possibili traiettorie alternative di decarbonizzazione del sistema energetico italiano	6
	7.1.3 Il generatore di modelli TIMES	6
	7.1.4 Scenari TIMES.....	8
	7.1.5 Il soft-link TIMES-SAiNT.....	9
	7.1.6 Risultati soft link TIMES-SAiNT.....	10
	Valutazione degli impatti ambientali.....	14
	7.1.7 Caratterizzazione delle principali tecnologie energetiche d'accumulo	14
	7.1.8 Valutazione ambientale dei percorsi di riciclo delle batterie agli ioni di litio nel quadro della regolamentazione europea.....	18
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte	22
9	Pubblicazioni scientifiche.....	22
10	Eventi di disseminazione	22
11	Bibliografia	22

1 Risultati attesi

Nei primi 18 mesi del progetto (LA 3.4 - “Metodologia multi-modello per la valutazione del potenziale tecnico-economico delle tecnologie di accumulo nel sistema elettrico nazionale e primi scenari dimostrativi”) era stata costruita e testata la metodologia di soft-link tra un modello dell'intero sistema energetico italiano, basato sulla metodologia TIMES, e un modello di Unit Commitment e Economic Dispatch (UCED) del sistema elettrico italiano, basato sul software SAInt (Scenario Analysis Interface for Energy Systems), una piattaforma software progettata per modellare reti e mercati energetici integrati (<https://www.encoord.com/solutions/saint>).

Nel secondo periodo di attività si prevedeva di raggiungere i seguenti risultati

- Definizione e caratterizzazione di diverse possibili configurazioni del futuro sistema elettrico decarbonizzato, caratterizzate da diversi livelli e tipologie di domanda elettrica e livelli crescenti di penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti. A tale scopo, si prevedeva di elaborare, con il modello TIMES-Italia, un set di scenari di decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, caratterizzati da diversi livelli di elettrificazione dei consumi finali e di sviluppo delle diverse opzioni tecnologiche, tra cui le fonti rinnovabili elettriche.
- Di ciascuna di queste diverse possibili configurazioni del futuro sistema elettrico si prevedeva poi di effettuare un'analisi del funzionamento del sistema elettrico, mediante il modello di UCED basato sul software SAInt, indagando nel dettaglio aspetti di rilievo per determinare il potenziale ruolo futuro degli accumuli nel sistema.
- A tale scopo, un necessario passaggio intermedio era lo sviluppo di un modello di UCED del sistema elettrico italiano caratterizzato da un appropriato grado di dettaglio, con riguardo sia alla sua granularità temporale sia all'articolazione della sua struttura.
- Una volta definita l'architettura del modello di UCED SAInt-Italia, altro passaggio preliminare necessario era poi l'aggiustamento della metodologia di soft-link con il modello TIMES-Italia.
- Infine, il progetto originario prevedeva in questo secondo periodo di attività del progetto un'analisi delle performance ambientali di alcune tecnologie di accumulo con approccio LCA, ma in questo caso già nel primo periodo del progetto era stata condotta una review della letteratura.
- In termini di deliverables, oltre al presente rapporto tecnico si prevedeva inoltre una pubblicazione ISI sugli scenari di penetrazione delle tecnologie di accumulo nel sistema elettrico italiano.

2 Risultati ottenuti

Nel secondo periodo di attività del progetto (mesi 18-36) sono state realizzate tutte le attività previste.

- In primo luogo, è stato sviluppato il modello di UCED dettagliato da utilizzare per il soft-link, utilizzando come riferimento la struttura del modello utilizzato da ENTSO-E (l'associazione degli operatori delle reti di trasmissione elettrica europei). -
- Il suddetto modello di UCED, basato sul software SAInt, è stato poi validato confrontandone i risultati con quelli dello scenario Global Ambition del TYNDP 2024
- In parallelo è stato elaborato un set di scenari di decarbonizzazione del sistema energetico italiano, prodotti con il modelli TIMES-Italia

- Gli scenari TIMES-Italia sono poi stati trasferiti nel modello SAInt-Italia, valutando le implicazioni di ogni scenario in termini di mix di generazione, adeguatezza del sistema elettrico, esigenze di flessibilità a diversi orizzonti temporali e ruolo dei sistemi di stoccaggio e delle altre opzioni di flessibilità, prezzi dell'elettricità e profittabilità dei sistemi di stoccaggio.

3 Posizionamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale

Con riferimento all'Italia la letteratura, scientifica e non, che abbia indagato tutti gli aspetti suddetti in modo rigoroso e trasparente si può definire estremamente limitata, con l'eccezione delle analisi prodotte da Terna, che però non coprono aspetti importanti, come la necessità di esplorare un ampio range di possibili scenari di decarbonizzazione diversi, la valutazione della profittabilità diverse tipologie di accumulo sotto diversi scenari di sviluppo del sistema elettrico, la piena trasparenza delle ipotesi e dei modelli utilizzati.

4 Prodotti attesi

La linea di attività non prevedeva lo sviluppo di prodotti hardware e/o software.

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non vi sono scostamenti tra i risultati previsti e quelli ottenuti.

Si rileva che l'attività di sviluppo del modello di dispacciamento è andata oltre le previsioni, con lo sviluppo di un modello SAInt-Italia caratterizzato da una struttura articolata che ricalca quella del modello sviluppato da ENTSO-E per gli scenari dell'ultimo Ten Year Network development plan 2024.

6 Sintesi delle attività svolte

Le attività svolte hanno incluso lo sviluppo e la validazione di un modello UCED dettagliato, basato sulla struttura di ENTSO-E, e il suo utilizzo per il soft-link con il modello TIMES-Italia. Sono stati elaborati diversi scenari di decarbonizzazione del sistema energetico italiano, considerando vari livelli di penetrazione rinnovabile e elettrificazione, e trasferiti nel modello SAInt-Italia per analizzare mix di generazione, flessibilità e ruolo degli accumuli. Inoltre, è stata condotta una review della letteratura sulle tecnologie di accumulo, con analisi LCA sui principali sistemi di batterie (come LFP, NMC, NCA) ed è stato pubblicato, come lavoro di ricerca, uno studio di valutazione comparativa, mediante metodologia di Life Cycle Assessment (LCA), di tre percorsi tecnologici di riciclo delle batterie agli ioni di litio (LIB). I risultati includono strumenti di analisi affidabili, scenari dettagliati e una comprensione approfondita del potenziale ruolo delle tecnologie di accumulo nel sistema elettrico decarbonizzato, contribuendo in modo concreto agli obiettivi attesi dalla presente linea di attività.

7 Dettaglio delle attività svolte

Il modello SAInt

7.1.1 Il generatore di modelli SAInt

Il modello SAInt-Italia è un modello di Unit Commitment and Economic Dispatch (UCED) del sistema elettrico italiano basato sul software SAInt. I modelli UCED sono utilizzati per simulare e ottimizzare il funzionamento del sistema elettrico, in quanto permettono di programmare l'impegno (ora per ora) degli impianti di generazione necessario a soddisfare la domanda di carico, minimizzando i costi di produzione e allo stesso tempo rispettando un insieme di vincoli fisici e tecnici degli stessi impianti e della rete di trasmissione. I modelli UCED sono risolti come problemi Mixed-Integer Programming (MIP), con la minimizzazione del costo totale del sistema (che include i costi variabili degli impianti di generazione, i costi di avviamento e spegnimento, le penalità per l'energia non servita o tagliata).

7.1.2 Struttura e caratteristiche del modello SAInt-Italia

Per la costruzione del modello SAInt-Italia si è preso a riferimento la struttura del modello del sistema elettrico europeo sviluppato da ENTSO-E per il suo ultimo TYNDP 2024

SAInt è uno strumento di modellazione del dispacciamento nei mercati energetici in grado di tenere conto dell'ampio insieme di vincoli operativi che caratterizzano il sistema elettrico, come le rampe, il livello di generazione minimo di ogni impianto, i tempi minimi di accensione e spegnimento, reti di trasmissione e variabilità delle fonti rinnovabili. A tale scopo il modello viene risolto utilizzando la programmazione lineare intera mista (MILP), necessaria per modellare correttamente i parametri tecnici dei generatori, che introduce variabili di decisione intere. Inoltre, è possibile calcolare il dispacciamento ottimale con granularità oraria, e rispettando la cronologia delle ore nel corso dell'anno.

Il modello SAInt-Italia è stato validato allineando le ipotesi a quelle dello scenario Global Ambition (GA) sviluppato da ENTSO-E per il recente TYNDP 2024¹, che fornisce un quadro coerente per lo sviluppo di politiche e infrastrutture in linea con gli obiettivi climatici ed energetici dell'UE. In tal modo la modellazione italiana risulta integrata nel contesto europeo, tenendo conto delle dinamiche transnazionali e degli scambi energetici.

Il primo passo è stato la definizione della struttura della domanda elettrica, che, come nel caso del modello ENTSO-E, è stata suddivisa in tre parti:

- Domanda di elettricità per usi stazionari
- Domanda di elettricità degli elettrolizzatori
- Domanda di elettricità dei veicoli elettrici

Dal lato dell'offerta, il modello SAInt_italia/TYNDP24 include le stesse tipologie di impianti di generazione, e la stessa capacità installata, dello scenario GA del TYNDP 2024. Anche la

¹ Il TYNDP 2024 (Ten-Year Network Development Plan) è un piano elaborato congiuntamente da ENTSO-E ed ENTSG per pianificare le infrastrutture energetiche europee necessarie a sostenere la transizione energetica e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Questo strumento analizza le infrastrutture esistenti e propone scenari futuri per prevedere l'evoluzione del sistema energetico, considerando la domanda di energia, l'innovazione tecnologica, le politiche climatiche e i driver economici.

capacità degli accumuli, sia nel caso delle batterie stazionarie sia nel caso delle EV, è la stessa del TYNDP 2024 Tabella 1.

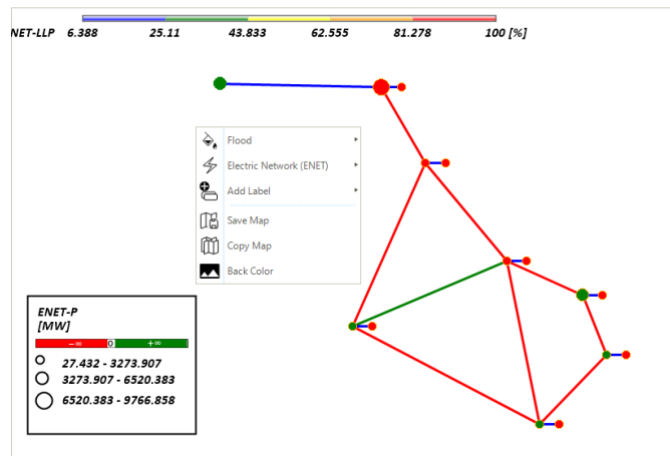
Come in quest'ultimo le zone di mercato rappresentate sono le sette dell'attuale mercato all'ingrosso italiano, e la capacità di interconnessione tra le zone, come anche la capacità di interconnessione con l'estero, è ipotizzata pari a quella dello scenario GA TYNP 2024 Figura 1.

Tabella 1- Principali ipotesi di modellazione in SAInt-Italia

Blocco costitutivo	Distributed Energy & Global Ambition
Orizzonte temporale	2050
Anni climatici	2009
Adeguatezza (o sicurezza del sistema, a seconda del contesto)	VOLL: 1000 €/MWh per elettricità e veicoli elettrici, 100 €/MWh per idrogeno
Prezzi delle materie prime	Gas Naturale 15 €/MWh Uranium: 0.25 \$/GJ
Rete di trasmissione al 2050	TYNDP 2024 Scenario Global Ambition
Orizzonte temporale Capacità installata	<ul style="list-style-type: none"> - Eolico on shore - Eolico off shore - Fotovoltaico - Ciclo combinato a gas naturale - Idroelettrico - Nucleare - Batterie - Veicoli elettrici



Zone di mercato del modello Saint-Italia



Topologia del modello Saint-Italia

Figura 1 - Zone di mercato nel modello SAInt-Italia

Possibili traiettorie alternative di decarbonizzazione del sistema energetico italiano

Per una prima analisi delle implicazioni che differenti traiettorie di decarbonizzazione del sistema energetico possono avere sul sistema elettrico sono stati elaborati quattro diversi scenari di evoluzione del sistema energetico italiano al 2050, mediante il modello TIMES ITALIA.

7.1.3 Il generatore di modelli TIMES

TIMES è un generatore di modelli matematici di ottimizzazione cosiddetti E3 (energy-economy-environment) per la modellazione di sistemi energetici locali, nazionali o

multiregionali, che si basano su una ricca base di dati tecnico-economici e ambientali per calcolare la dinamica energetica su un orizzonte temporale di lungo periodo e multi-periodo.

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) è uno strumento di modellazione dei sistemi energetici ampiamente utilizzato in tutto il mondo, sviluppato dal programma ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme), uno dei Technology Collaboration Programme della IEA più longevi dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA).

I modelli TIMES rappresentano tipicamente l'intero sistema energetico, dall'estrazione delle risorse fino alla soddisfazione delle domande finali, attraverso una rete dettagliata chiamata Reference Energy System (RES), e producono proiezioni a lungo termine (scenari) del sistema, ovvero configurazioni future del sistema energetico che soddisfano le domande finali di "servizi energetici" (ad esempio, passeggeri-km o tonnellate di acciaio) al costo minimo, nel rispetto di vincoli tecnologici e socioeconomici definiti.

Le variabili decisionali del modello rappresentano le scelte effettuate endogenamente, come la selezione di specifiche tecnologie energetiche e fonti energetiche. Una soluzione del modello (cioè uno "scenario") determina simultaneamente l'evoluzione a costo minimo della capacità installata e del funzionamento di ciascuna tecnologia energetica rappresentata, i flussi dei vettori energetici, i loro prezzi ombra, nonché le emissioni di CO₂ a essi associate.

Aggregando opportunamente i risultati elementari del modello, relativi alle tecnologie in esso rappresentate, è possibile proiettare l'intero bilancio energetico di un paese o di una regione, ovvero la domanda totale di energia per combustibili e settori, così come le emissioni totali di CO₂ e il costo complessivo del sistema energetico.

Lo specifico modello TIMES-Italia fornisce una descrizione completa del sistema energetico italiano: il suo Reference Energy System, riassunto nella Figura 1, va dall'importazione ed estrazione delle risorse alla conversione dell'energia primaria (due settori: produzione di combustibili ed elettricità & calore), al trasporto dei principali vettori energetici, fino agli usi finali dell'energia nelle tecnologie di consumo finale, per soddisfare 42 diverse domande di servizio energetico (all'interno di cinque settori di domanda: agricoltura, servizi, residenziale, industria e trasporti). L'evoluzione della domanda di servizi energetici è un input esogeno del modello.

Questa struttura corrisponde al bilancio energetico Eurostat, a cui il modello è calibrato per l'anno base (2006).

Gli scenari elaborati con i modelli TIMES permettono di analizzare l'evoluzione di lungo periodo dell'intero sistema energetico, considerando vincoli economici, ambientali, tecnologici.

D'altra parte, i modelli TIMES presentano dei limiti nella capacità di modellazione di alcune caratteristiche essenziali del sistema elettrico, sia per la limitata granularità temporale sia per la mancata rappresentazione di alcuni vincoli tecnici e operativi degli impianti di generazione.

In particolare, nel modello TIMES-Italia la massima granularità temporale disponibile, sia dal lato della domanda sia dal lato della produzione, è pari a 12 blocchi, derivanti dalla combinazione delle quattro stagioni dell'anno con le ore diurne, notturne e di picco di domanda Figura 2.

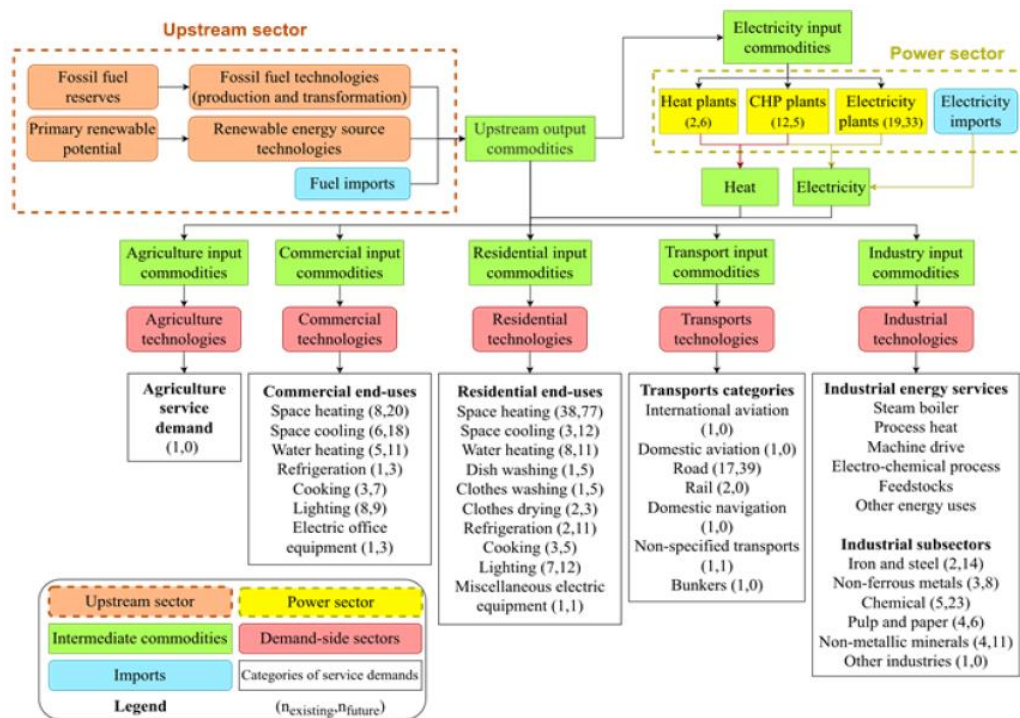


Figura 2- Struttura del modello TIMES-Italia

7.1.4 Scenari TIMES

Gli scenari sviluppati mediante il modello TIMES-Italia assumono, in tutti i casi, il conseguimento della neutralità climatica al 2050, con l'azzeramento delle emissioni nette di CO₂. Tuttavia, essi si differenziano in funzione di due variabili determinanti per l'evoluzione del sistema energetico nazionale: da un lato, il grado di effettiva disponibilità delle fonti rinnovabili non programmabili (vRES), quali eolico e fotovoltaico; dall'altro, la possibilità di integrare nel mix energetico due tecnologie di decarbonizzazione ad oggi controverse ma potenzialmente rilevanti, ovvero l'energia nucleare e la generazione elettrica con cattura e sequestro del carbonio (CCS) Figura 3:

- Potenziale FER al 2050:
 - BASSO: 122 GW di solare PV, 48 GW di eolico;
 - ALTO: 240 GW di solare PV, 88 GW di eolico;
- 1. Nucleare e CCS:
 - SI: disponibilità di soluzioni CCS e fino a 15 GW al 2050 di impianti nucleari;
 - NO: nessuna opzione tecnologica per CCS e nucleare

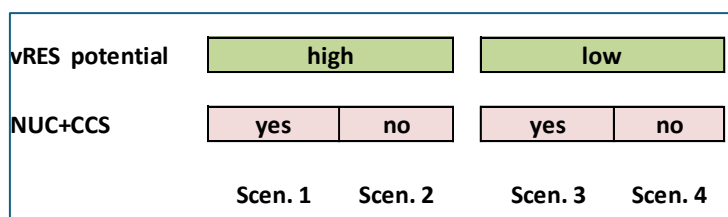


Figura 3 – Albero degli scenari

L’analisi delle implicazioni dei diversi scenari sul sistema elettrico si è focalizzata su un sottoinsieme di quattro scenari rappresentativi. La produzione elettrica al 2050 varia in modo significativo: si attesta intorno ai 700 TWh nello scenario 1, mentre nello scenario 3 rimane al di sotto dei 500 TWh. La domanda di elettricità sulla rete, riferita ai consumi dei settori finali, si colloca invece in un intervallo compreso tra 400 e 450 TWh al 2050.

Una volta definita la configurazione del sistema elettrico futuro, attraverso l’integrazione dei risultati del modello TIMES-Italia, dei dati contenuti nel TYNDP 2024 pubblicato da ENTSO-E e di ulteriori ipotesi esogene, è stata avviata la fase di implementazione del sistema nel modello SAInt **Error! Reference source not found.**

Tabella 2- Capacità installata nel 2050 (GW) - scenario 2

	Nord	Centro-Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
Ciclo combinato a gas naturale	36	6	11	5	1	4	2
Ciclo aperto a gas naturale	6	989	2	838	236	715	315
Con cattura e stoccaggio del carbonio	0	0	0	0	0	0	0
Olio combustibile	0	0	0	0	0	0	0
Idroelettrico ad acqua fluente	6	273	1	99	343	66	203
Idroelettrico a serbatoio	9	376	1	136	473	91	279
Idroelettrico a pompaggio	5	227	851	82	285	55	169
Nucleare	0	0	0	0	0	0	0
Solare fotovoltaico	65	14	48	54	4	30	20
Solare termodinamico	0	0	0	3	0	3	0
Eolico terrestre	749	999	8	14	4	1	0
Eolico marino	0	0	0	6	0	6	5
Altre fonti non rinnovabili	719	112	221	95	27	81	36
Altre fonti rinnovabili	5	745	1	631	178	539	237

7.1.5 Il soft-link TIMES-SAInt

Per ogni scenario, la configurazione del sistema elettrico descritta da TIMES (portafoglio di generazione, domanda di energia elettrica, import/export di elettricità, prezzi dei vettori energetici) è stata “passata” al modello SAInt-Italia, che sviluppa un’analisi dettagliata delle implicazioni di ogni scenario in termini di impegno e dispacciamento delle unità di generazione e degli accumuli, congestioni delle reti di trasmissione, possibilità di energia non servita, *curtailment* delle risorse intermittenti, prezzi di mercato, profittabilità delle diverse opzioni di flessibilità. Ne deriva in sintesi una valutazione del piano di espansione della capacità a lungo termine prodotto da TIMES, con indicazioni circa la necessità di correggere tale piano o di aggiungere risorse di flessibilità al sistema elettrico Figura 4.

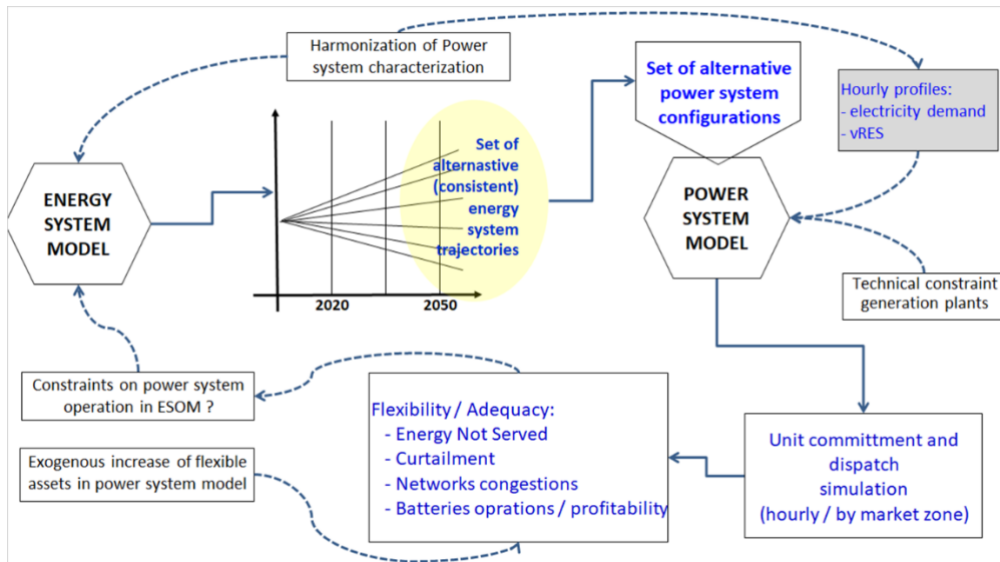


Figura 4- Procedura di soft-link tra TIMES-Italia e SAInt-Italia

La Tabella 3 che segue sintetizza le caratteristiche essenziali dei due modelli TIMES-Italia e SAInt-Italia risultanti dalla procedura di soft-link.

Tabella 3 - Capacità installata nel 2050 – scenario 2

		TIMES-Ita	SAInt-Ita_2050
Scope	System boundaries	Energy system	Power system
	Time horizon	2005-2050	2050
Sectoral detail	Demands	42 energy (service) demands: 5 end-use sectors + Transformation (oil refineries, electricity, H2, efuels), Upstream	3 types of electricity demand (as in ENTSO-E TYNDP 2024): Wholesale, Evs, P2X
	Supply / Technologies represented	About 1000 current and future energy technologies across whole value chain, incl. ≈ 50 generation plants + 1 battery energy storage in each end-use sector	12 types of generation plants + 1 BESS (4h) in each market zone; Transmission lines between market zones (as in ENTSO-E TYNDP24)
Granularity	Technical parameters	Installed capacity, Efficiency, AF	Installed capacity, Min Stable Level, Ramp rates, Min Up/Down time, ...
	Economic parameters	Fixed and Variable O&M costs, ...	V&OM costs, Start cost, ...
	Time scale	12 time slice / year	hour
	Spatial resolution	Country level	7 market zones

7.1.6 Risultati soft link TIMES-SAIInt

Il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e decarbonizzazione richiede una profonda trasformazione del sistema elettrico, caratterizzato da una significativa penetrazione di fonti energetiche rinnovabili variabili (vRES). Questa transizione pone sfide critiche in termini di flessibilità del sistema, fondamentale per garantire efficienza operativa, economicità e sicurezza energetica.

I quattro scenari analizzati sono molto diversi in termini sia di importanza relativa delle fonti intermittenti – la cui quota di generazione elettrica totale varia da meno del 50% a quasi il 75% (Figura 5) – sia in termini di domanda (Figura 6).

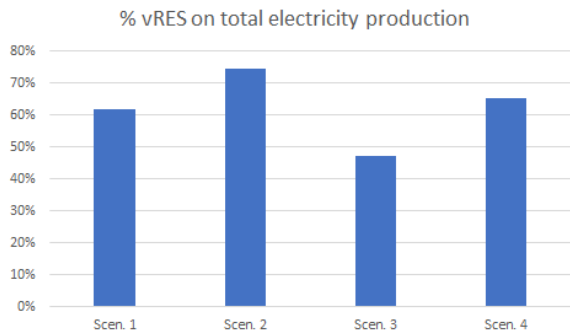


Figura 5 - Quota di generazione elettrica delle fonti intermittenti nei 4 scenari (%)

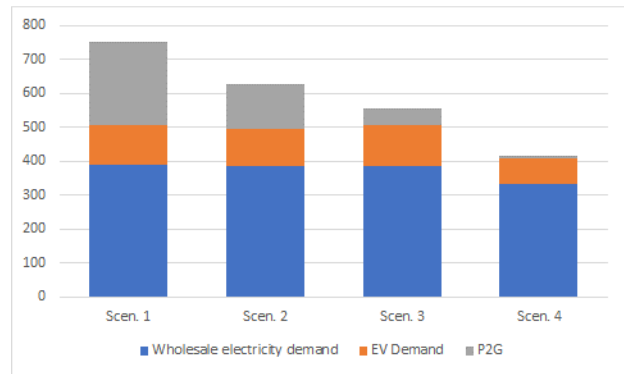


Figura 6 - Domanda elettrica nei 4 scenari (TWh)

L'approccio integrato utilizzato in questa analisi, che permette di analizzare l'interazione tra scenari energetici a lungo termine e vincoli operativi a breve termine, evidenzia come il probabile eccesso di produzione renderà più problematico il mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta, e renderà necessario un incremento enorme delle risorse di flessibilità, che peraltro già oggi risultano spesso insufficienti.

Alcuni elementi sembrano robusti al variare degli scenari. In primo luogo, l'enorme aumento delle necessità di flessibilità del sistema elettrico, in primis della flessibilità giornaliera (Figura 7), come conseguenza della elevatissima variabilità oraria del carico residuo (Figura 8).

L'aumento della generazione fotovoltaica amplifica infatti in modo radicale la variabilità della curva oraria della domanda residua, accentuando in particolare la disparità tra i minimi di mezzogiorno e i picchi serali (Figura 9 e Figura 10).

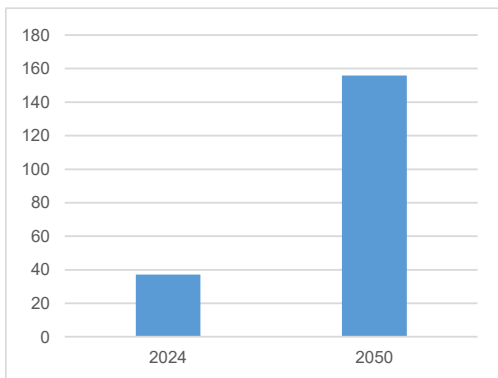


Figura 7 - Necessità di flessibilità giornaliera (TWh annui) - scenario 3

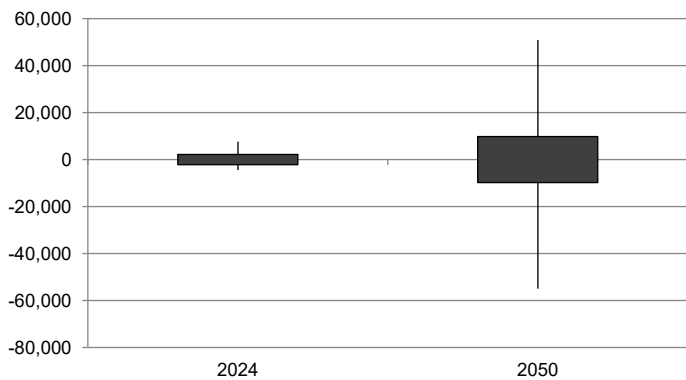


Figura 8 - Variabilità oraria della domanda residua (MWh) - scenario 3

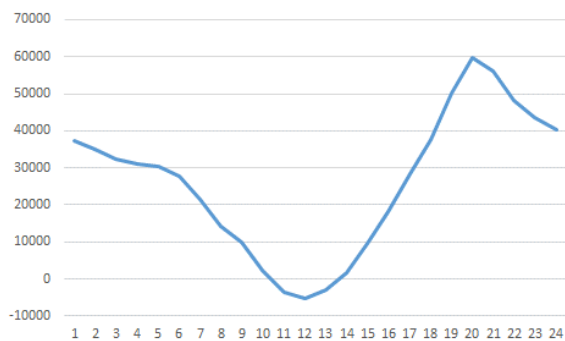


Figura 9- Curva media oraria della domanda residua nel 2050 - Scenario 3 - Sistema Italia (MW)

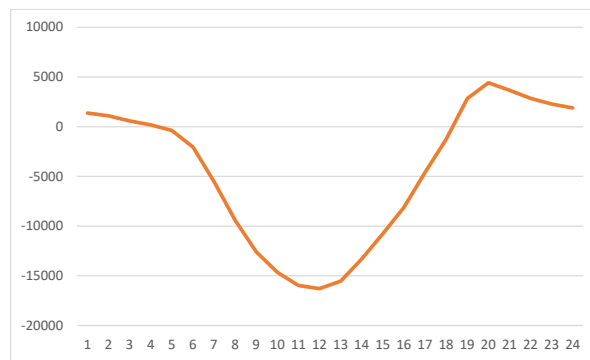


Figura 10 - Curva media oraria della domanda residua nel 2050 - Scenario 3 - Zona Sud (MW)

Inoltre, l'analisi comparativa tra scenari evidenzia significative divergenze nella domanda elettrica non servita, sia tra le diverse zone di mercato sia nei differenti periodi dell'anno. In alcuni casi, i livelli di energia non fornita risultano particolarmente elevati, indicando situazioni di stress del sistema (Figura 11 e Figura 12).

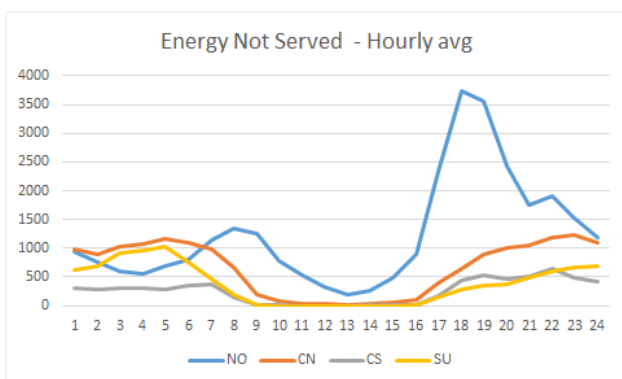


Figura 11 - Curva media oraria della domanda elettrica non servita in quattro zone di mercato - scenario 1 (MWh)

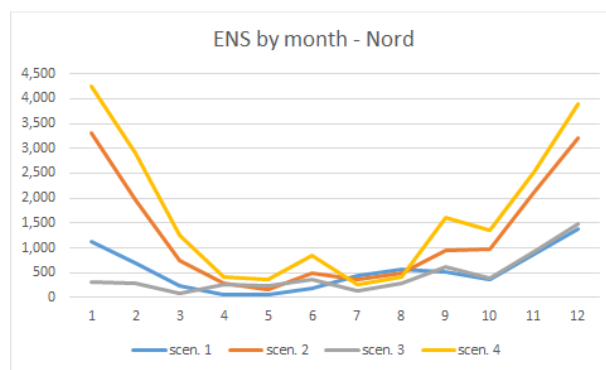


Figura 12 - Curva media mensile della domanda elettrica non servita in quattro zone di mercato - scenario 1 (MWh)

Anche il tasso di curtailment, ossia la quota di energia da FER che viene tagliata, risulta diverso nei diversi scenari, ma in questo caso sembra restare su livelli relativamente contenuti.

Questa dinamica del sistema richiede l'impiego di risorse dispacciabili e tecnologie di accumulo avanzate, per far fronte sia alle esigenze di rampa più accentuate sia alle esigenze di flessibilità stagionale.

Il ruolo delle batterie risulta significativo in tutti gli scenari, ma con una notevole variabilità:

- negli scenari che non prevedono nucleare e CCS le BESS devono coprire oltre il 10% della domanda
- negli scenari che prevedono nucleare e CCS la percentuale di domanda coperta dalle batterie scende all'8% nello scenario 7, al 4% nello scenario 1.

In valore assoluto il contributo delle batterie resta in ogni caso su livelli notevoli, compreso tra 15 e 80 TWh annui, con capacità installate comprese tra oltre 200 e oltre 400 GWh

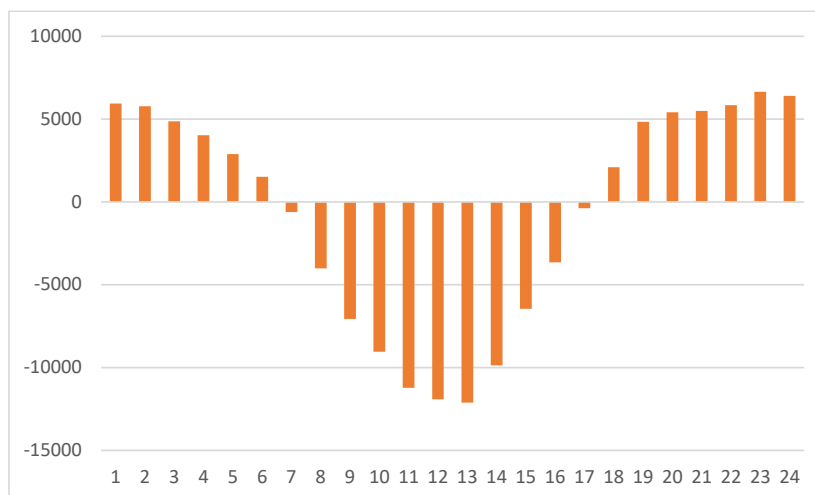


Figura 13 -Curva media oraria dell'operatività delle batterie nella zona Sud nel 2050 (MW) - scenario 3

Un risultato di particolare interesse emerso da questa prima fase di analisi - seppur suscettibile di ulteriori approfondimenti - riguarda la natura del contributo fornito dai sistemi di accumulo a batteria (BESS) nel rispondere alle crescenti esigenze di flessibilità del sistema elettrico.

Da un lato, le BESS si dimostrano altamente efficaci nel modulare la flessibilità su scala giornaliera: come illustrato nella Figura 14, l'inclusione dei sistemi di accumulo riduce significativamente la variabilità oraria del carico residuo rispetto alla media giornaliera, evidenziata dal confronto tra la curva blu (senza BESS) e la curva arancione (con BESS).

Dall'altro lato, il contributo delle BESS alla flessibilità stagionale appare molto più limitato: la Figura 15 mostra come le curve delle esigenze di flessibilità, con e senza accumulo, risultino pressoché coincidenti, indicando una ridotta capacità delle batterie nel coprire sbilanciamenti energetici su periodi prolungati.

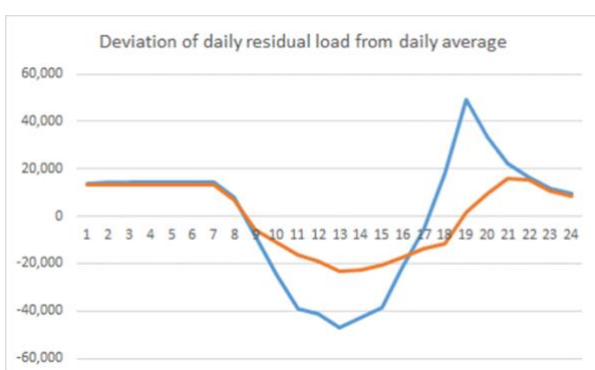


Figura 14- Contributo delle batterie alle necessità di flessibilità giornaliera (MW)

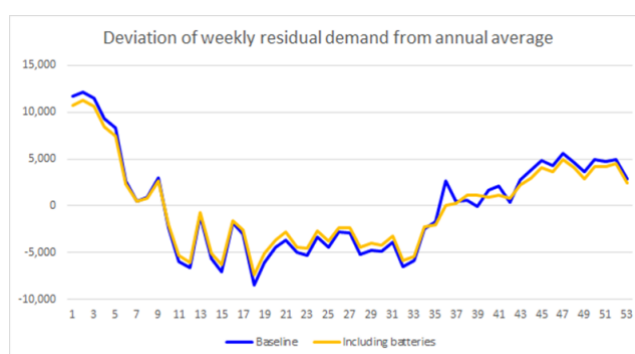


Figura 15- Contributo delle batterie alle necessità di flessibilità stagionale (MW)

Infine, l'analisi evidenzia anche il ruolo cruciale dei potenziamenti della rete di trasmissione, in particolare nelle zone meridionali e insulari, e della disponibilità di importazioni dalle zone estere: le ore di congestione superano le 5.000 all'anno sulle interconnessioni chiave, superando le ipotesi del TYNDP 2024 di ENTSO-E.

Valutazione degli impatti ambientali

7.1.7 Caratterizzazione delle principali tecnologie energetiche d'accumulo

Le principali tecnologie energetiche incluse negli scenari di penetrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico nazionale, sono analizzate sia dal punto di vista energetico sia in termini di emissioni di gas serra (carbon footprint), attraverso la metodologia di valutazione degli impatti ambientali dell'intero ciclo di vita, meglio nota col nome di Environmental Life Cycle Assessment – E-LCA.

Se il sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia ha il compito di trasportarla su lunghe distanze, i sistemi di accumulo svolgono un ruolo fondamentale nella gestione temporale dell'energia: permettono infatti di immagazzinarla e renderla disponibile quando necessario. Questa funzione può assumere diverse forme, tra cui il supporto all'integrazione delle fonti rinnovabili, la possibilità di posticipare l'utilizzo dell'energia prodotta, e il miglioramento della qualità e dell'affidabilità complessiva del sistema elettrico.

Le tecnologie di accumulo destinate ad applicazioni su larga scala si suddividono in quattro categorie principali: meccaniche, elettriche, chimiche ed elettrochimiche (Dunn, Kamath e Tarascon, *Science*, 2011). Tra queste, l'idroelettrico a pompaggio rappresenta ancora oggi la tecnologia più diffusa per l'accumulo di energia elettrica in presenza di surplus produttivi. Nonostante negli anni la quota di energia immagazzinata via idroelettrico a pompaggio abbia perso qualche punto percentuale, continua a detenere la quota maggiore di capacità installata. Ciononostante, risulta sempre più lampante un trend che certifica l'aumento di tecnologie emergenti nel settore dell'accumulo di energia.

I sistemi di accumulo possono essere impiegati in una vasta gamma di applicazioni, che vanno dalla regolazione della frequenza e l'inseguimento del carico – che richiedono tempi di risposta molto rapidi – fino alla riduzione dei picchi di domanda e al differimento del carico, contribuendo così alla stabilità e all'affidabilità del sistema. Come illustrato in Figura 16, ciascuna tecnologia di accumulo è più o meno adatta a specifiche funzioni di rete, in base alle sue caratteristiche intrinseche, nello specifico la potenza erogabile e la durata della scarica. La stessa figura evidenzia come l'idroelettrico a pompaggio sia particolarmente indicato per la gestione di grandi quantità di energia su lunghi periodi, ma non per applicazioni che richiedono risposte rapide.

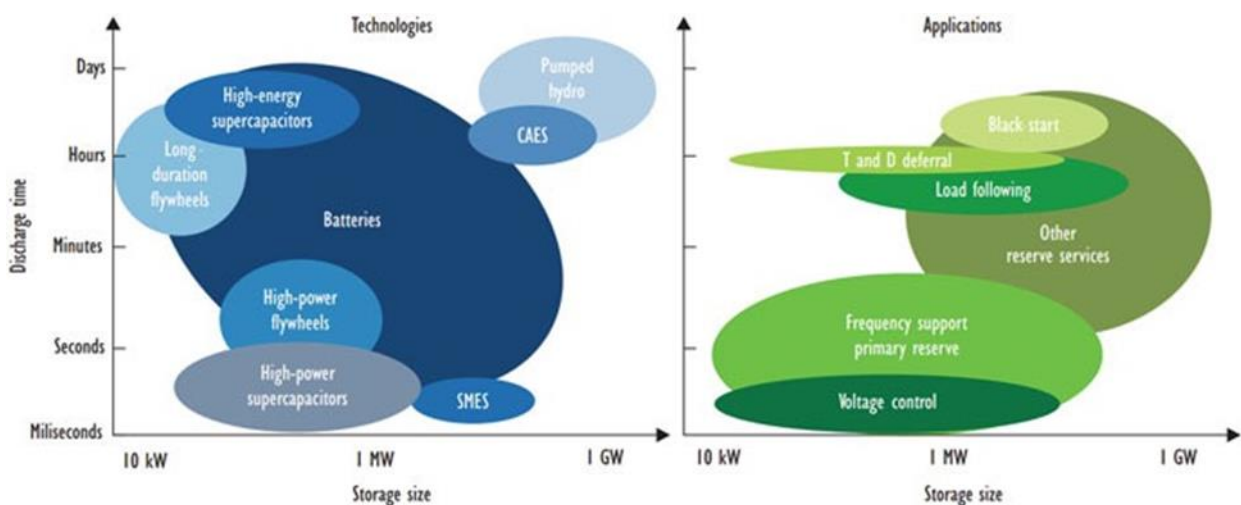


Figura 16 - Confronto tra diverse tecnologie d'accumulo in base alla potenza ed al tempo di scarica (sinistra). Potenziali applicazione nel sistema elettrico in base alla potenza ed al tempo di scarica (destra).

(IEA (2022f) "Steering Electricity Markets Towards a Rapid Decarbonisation" OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/d2f0068c-en>)

L'accumulo di energia tramite tecnologie elettrochimiche presenta numerose caratteristiche che lo rendono particolarmente adatto a soddisfare diverse esigenze della rete elettrica, come l'inseguimento del carico, la riserva primaria e il mantenimento della stabilità di rete. Tra i principali vantaggi si annoverano: un'elevata efficienza nel ciclo di carica-scarica (round-trip), la flessibilità nella gestione di potenza ed energia, un elevato numero di cicli operativi e una manutenzione generalmente contenuta. Le batterie, in particolare, si configurano come una soluzione eccellente per l'integrazione con la rete elettrica e per il supporto alla generazione da fonti rinnovabili. Grazie al loro ingombro ridotto, risultano ideali per sistemi di produzione distribuita, come quelli basati sul fotovoltaico. Inoltre, sono in grado di contribuire al controllo della frequenza e di compensare le fluttuazioni naturali della produzione da impianti solari ed eolici. Poiché queste fonti sono per loro natura intermittenti, richiedono soluzioni di supporto per garantire continuità e stabilità nella produzione. L'accumulo consente non solo di compensare i periodi di bassa produzione, ma anche di evitare il *curtailment* nei momenti di sovrapproduzione.

La Figura 17 mostra un confronto tra la capacità globale installata per le tecnologie di accumulo meccanico ed elettrochimico negli anni 2011 e 2014. Oltre a evidenziare un incremento di quasi il 100% in soli tre anni, la Figura 17 illustra anche la distribuzione della capacità installata tra le diverse tecnologie di accumulo, sottolineando la crescente rilevanza delle soluzioni elettrochimiche nel panorama energetico globale.

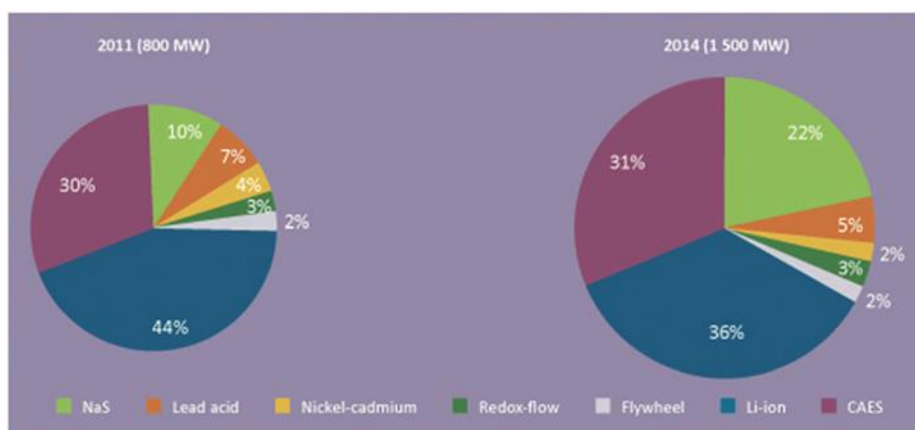


Figura 17 - Confronto tra la capacità installata di tecnologie di accumulo elettrochimico e meccanico (escluso idroelettrico da pompaggio) riferito alle annualità 2011 e 2014 (CAES: compressed air energy storage) Gur (2018).

La possibilità di installare sistemi di accumulo in modo distribuito consente anche la creazione di micro-reti locali, aumentando la resilienza e la sicurezza del sistema elettrico. Le caratteristiche richieste ai sistemi di accumulo variano in base all'applicazione, rendendo difficile che una singola tecnologia possa soddisfare tutte le esigenze. Le batterie destinate ai servizi di rete sono collegate direttamente ai sistemi di trasmissione o distribuzione e possono offrire simultaneamente servizi di bilanciamento tra domanda e offerta, oltre a servizi di flessibilità come il controllo della frequenza. Altri servizi includono il supporto al ripristino della rete dopo blackout e la distribuzione di riserve di energia lungo le linee, contribuendo a evitare costosi interventi di potenziamento in aree congestionate. Questi vantaggi derivano dalla modularità e scalabilità dei sistemi elettrochimici, che hanno favorito la crescita della capacità installata a livello globale. Rispetto alla Figura 17, si osserva che negli ultimi dieci anni la capacità installata di batterie è aumentata di 27 volte, passando da circa 1 GW (nel 2014, il 67%

di 1,5 GW era attribuibile all'accumulo elettrochimico) ai circa 27 GW attualmente installati a livello globale. Un ulteriore impulso alla diffusione dei sistemi di accumulo è atteso dall'elettificazione di altri settori, come il riscaldamento, la mobilità elettrica e i processi industriali. Questi nuovi utilizzatori aumenteranno sia la domanda complessiva di energia elettrica sia la sua variabilità, su base giornaliera e stagionale.

La Tabella 1 presenta un confronto tra le tecnologie di accumulo e le relative applicazioni di rete. Le celle verdi indicano un'elevata compatibilità, quelle gialle una compatibilità parziale, mentre le rosse segnalano un'inadeguatezza. Dalla tabella emerge che l'accumulo elettrochimico è generalmente meno adatto per l'integrazione su larga scala delle rinnovabili e per i servizi di bulk energy, ma risulta molto efficace per funzioni ausiliarie e di energy management. Fanno eccezione le batterie a flusso (VRFB) e quelle agli ioni di litio, che si prestano bene anche all'integrazione delle rinnovabili. I supercapacitori, invece, sono attualmente limitati alle applicazioni di energy management. Al contrario, le tecnologie meccaniche come CAES e idroelettrico (*pumped hydro* in figura) sono meno adatte ai servizi ausiliari, ma eccellono nell'integrazione delle rinnovabili e nella gestione di grandi volumi di energia.

Tabella 1

Applicazione

	Renewable Energy Integration		Bulk Energy		Ancillary Services			Energy Management	
	Time shifting	Firming capacity	Peak shaving	Arbitrage of energy	Voltage support	Load balancing	Frequency balancing	Power quality	Power reliability
<i>NaS</i>	Yellow	Red	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green
<i>NaNiCl₂</i>	Red	Red	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green
<i>Pb-acid</i>	Yellow	Yellow	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green
<i>Li-ion</i>	Green	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Green	Green	Green
<i>NiCd</i>	Yellow	Yellow	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Yellow
<i>NiMH</i>	Yellow	Yellow	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Yellow
<i>VRFB</i>	Green	Green	Yellow	Red	Yellow	Green	Green	Yellow	Yellow
<i>Superc.</i>	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green	Yellow
<i>CAES</i>	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Red	Yellow
<i>Pumped Hydro</i>	Green	Green	Green	Green	Red	Yellow	Yellow	Red	Red

Come evidenziato nella Figura 17, nel 2014 il mercato delle batterie era dominato dalle tecnologie agli ioni di litio, una tendenza che è rimasta sostanzialmente invariata nel decennio successivo. Le batterie agli ioni di litio si distinguono in base alla composizione chimica del catodo, da cui derivano differenti prestazioni energetiche e funzionali, rendendo ciascuna variante più o meno adatta a specifiche applicazioni nella rete elettrica.

Le principali chimiche attualmente in uso sono:

- **LCO** – Ossido di cobalto-litio
- **LMO** – Ossido di manganese-litio
- **LFP** – Litio-ferro-fosfato
- **NCA** – Ossido di nichel-cobalto-alluminio-litio
- **NMC** – Ossido di nichel-manganese-cobalto-litio

Tra queste, la tecnologia **LFP** si sta affermando come la più promettente per applicazioni su larga scala, grazie alla sua maggiore sicurezza, al costo contenuto e all'elevato numero di cicli di vita. Per questo motivo, si prevede che le batterie LFP domineranno il mercato dello storage stazionario su scala di *utility*, almeno nella fase iniziale di espansione.

Per quanto riguarda l'accumulo domestico, è probabile che prevalgano le chimiche **NMC 111** e **NMC 532**, che, pur avendo un costo più elevato, offrono una maggiore densità energetica e quindi un ingombro ridotto.

Le prospettive future includono lo sviluppo di batterie agli ioni di litio di **quarta generazione**, con due principali evoluzioni:

- **Generazione 4a:** introduzione dello stato solido come elettrolita;
- **Generazione 4b:** sostituzione dell'anodo in grafite con uno in litio metallico.

Questi sviluppi, sebbene guidati principalmente dalle esigenze del settore della mobilità elettrica, porteranno benefici anche alle applicazioni stazionarie. Secondo Passerini et al. (2024), i principali indicatori di prestazione (KPIs) attesi per queste batterie includono:

- Densità energetica > **500 Wh/l**
- Vita utile > **6000 cicli** (oltre **10.000** per applicazioni utility-scale)
- Costo < **75 €/kWh**

È fondamentale confrontare un'ampia gamma di tecnologie di accumulo elettrochimico, considerando parametri come efficienza, densità energetica e di potenza, costo, durata e autoscarica. La **Tabella 4**, basata su dati di Šimić et al. (2021) e Kebede et al. (2022), presenta un confronto tra tecnologie di accumulo elettrochimico, elettrico (supercapacitori) e meccanico (CAES e idroelettrico a pompaggio), evidenziando le prestazioni relative secondo i principali KPIs.

Tabella 4: confronto KPIs di tecnologie d'accumulo elettrochimico e meccanico

Sistema d'accumulo	Densità d'energia (Wh/Kg)	Densità di potenza (W/Kg)	Costo (€/kWh)	Vita utile (anni)	Efficienza (%)	Autoscarica (%)
Pb-acid	25-50	74-415	40-170	2-15	63-90	0.033-0.3
Li-ion	80-250	185-370	500-2100	5-15	75-97	0.036-0.33
NiCd	30-80	80-300	800-1500	10-20	60-90	0.067-0.6
NiMH	40-110	200-300	170-640	2-15	50-80	0-0.83
NaNiCl₂	100-120	150-200	100-345	10-14	85-90	15
NaS	150-240	90-230	250-420	10-15	75-90	0.05-20
VRFB	10-35	80-150	150-1000	5-15	70-85	<0.2
Supercapacitor	2.5-15	500-10000	300-2000	20	95-98	20-40
Pumped Hydro	0.5-2	0.5-1.5	5-217	50-150	75-85*	-
CAES	0.4-20	0.5-10	2-217	30-50	70-89*	-

* Ottenuto da Das et al. (2018)

Per una valutazione completa delle tecnologie di accumulo analizzate, è fondamentale affiancare agli indicatori tecnico-energetici anche un indicatore di tipo ambientale tra i *Key Performance Indicators* (KPIs). A tal fine, è stato condotto uno screening delle performance ambientali delle diverse tecnologie di accumulo energetico, basato su un'analisi del ciclo di vita (Life Cycle Assessment - LCA), come riportato nella **Tabella 5**. In particolare, sono stati determinati i valori di **carbon footprint**. Tuttavia, per un confronto rigoroso tra i risultati,

sarebbe necessaria un'armonizzazione dei dati, volta a uniformare i risultati indipendentemente dalle scelte metodologiche e dai modelli adottati.

Concentrandosi sulle batterie agli ioni di litio, la **carbon footprint** è stata calcolata per le diverse chimiche del catodo, secondo i dati riportati da *Passerini et al., 2024*. È importante sottolineare che nella **Tabella 5** le emissioni di CO₂ equivalente (CO₂eq) sono espresse per kWh erogato, ovvero riferite all'intero ciclo di vita del sistema, in rapporto all'energia effettivamente gestita (accumulata e rilasciata). Al contrario, nella **Tabella 6**, le emissioni sono normalizzate rispetto alla **capacità nominale del sistema di accumulo**, offrendo così una prospettiva complementare basata sulla dimensione dell'impianto.

Tabella 5: Impatti ambientali e Carbon Footprint delle tecnologie d'accumulo energetico

Tecnologie d'accumulo	Impatto ambientale	Carbon Footprint (KgCO ₂ eq/kWh _d)
<i>NaS</i>	Alto	0.65
<i>NaNiCl₂</i>	Medio/Basso	0.61
<i>Pb-acid</i>	Alto	0.8
<i>Li-ion</i>	Medio/Basso	0.6
<i>VRFB</i>	Medio/Basso	0.1
<i>CAES</i>	Medio/Basso	0.78
<i>Pumped Hydro</i>	Alto/Medio	0.65

Tabella 6: Carbon Footprint produzione batterie a ioni litio per tipologia del catodo

Chimica del catodo	Carbon Footprint (KgCO ₂ eq/kWh)
<i>LCO</i>	72.2
<i>NCA</i>	27.4
<i>NMC</i>	32.2
<i>LMO</i>	5.0
<i>LFP</i>	5.1

7.1.8 Valutazione ambientale dei percorsi di riciclo delle batterie agli ioni di litio nel quadro della regolamentazione europea

L'elettrificazione del settore dei trasporti rappresenta una delle direttrici fondamentali della transizione energetica in Europa, in linea con gli obiettivi delineati dal Green Deal europeo. L'incremento della diffusione dei veicoli elettrici (EV) comporta tuttavia una crescente pressione sulla domanda di batterie agli ioni di litio (LIB), con implicazioni rilevanti sul piano della sostenibilità ambientale e della sicurezza nell'approvvigionamento di materie prime critiche, quali litio, cobalto, nichel e grafite. In risposta a tali criticità, l'Unione Europea ha adottato il Regolamento (UE) 2023/1542, che stabilisce obiettivi vincolanti per il recupero di materiali e per il contenuto minimo di materiali riciclati nelle nuove batterie immesse sul mercato a partire dal 2031.

Nel contesto di tale quadro normativo, è stato effettuato uno studio di valutazione comparativa, mediante metodologia di Life Cycle Assessment (LCA), di tre percorsi tecnologici di riciclo delle LIB: il riciclo pirometallurgico, l'idrometallurgico e il riciclo diretto.

Lo studio è stato sottomesso alla rivista scientifica Elsevier: *Sustainable Chemistry for the Environment*. La sottomissione è avvenuta a Dicembre 2024, ed allo stato attuale l'articolo è al primo round di revisione.

L'analisi, condotta attraverso il modello EverBatt 2023 integrato con i dati di GREET e BatPaC sviluppati dall'Argonne National Laboratory, si colloca nello scenario europeo previsto per il 2031, ipotizzando un funzionamento annuale continuo degli impianti e considerando un'unità funzionale pari a 1 kg di LIB riciclata.

Il processo pirometallurgico si caratterizza per l'utilizzo di temperature elevate per la fusione dei materiali contenuti nelle batterie esauste. Tale approccio consente il trattamento di moduli interi, non richiede la separazione preventiva per tipologia di chimica del catodo, ed è pertanto tecnicamente più flessibile. Tuttavia, esso risulta altamente energivoro e comporta significative emissioni dirette di CO₂ e altri inquinanti atmosferici derivanti dalla combustione di agenti riducenti come il coke, nonché dei materiali carboniosi presenti nelle batterie stesse (grafite, carbon black, leganti polimerici). Inoltre, la capacità di recupero di materiali come l'alluminio e la grafite è limitata, riducendo l'efficacia complessiva del processo sul piano ambientale.

Il percorso idrometallurgico si fonda sull'estrazione selettiva dei metalli mediante processi di lisciviazione in ambiente acido. Tale approccio consente un recupero più granulare dei metalli presenti nella "black mass", ma presenta a sua volta criticità ambientali, in particolare connesse alla produzione e all'utilizzo di reagenti chimici (acido solforico, idrossido di sodio, acqua ossigenata), la cui impronta ecologica incide sensibilmente su categorie di impatto quali la formazione di ozono fotochimico, l'eutrofizzazione marina e gli effetti respiratori da particolato. La quantità e la tipologia dei reagenti necessari variano sensibilmente in funzione della chimica del catodo, e l'efficienza del processo dipende anche dalla qualità della separazione preliminare dei materiali.

Il riciclo diretto rappresenta, in termini teorici, l'alternativa più promettente sul piano ambientale. Esso mira a rigenerare direttamente i materiali attivi del catodo (ossidi complessi di metalli di transizione) tramite **rilitatura** e trattamenti termici a bassa temperatura, evitando così la degradazione chimica delle strutture cristalline. I vantaggi risiedono nella riduzione significativa dei consumi energetici, nell'eliminazione dei reagenti chimici aggressivi e nella possibilità di ottenere materiali riciclati di elevata qualità, potenzialmente reimpiegabili nella produzione di nuove batterie. Tuttavia, la tecnologia non è ancora industrialmente consolidata e presenta importanti sfide tecniche, soprattutto nella gestione di flussi di batterie a chimica mista, per i quali non è ancora disponibile una metodologia efficiente di separazione delle componenti attive.

Lo studio ha preso in considerazione una composizione prevista del flusso di batterie a fine vita al 2031 dominata da celle NCA (76%), seguite da NMC (532) e, in misura più contenuta, da LFP (5%). Oltre alla miscela complessiva, ciascun processo è stato analizzato anche per le singole tipologie di chimica, al fine di individuare le specificità di impatto per ciascun tipo di batteria.

In Figura 18 è riportata la quantità di materiale recuperabile, per ciascun processo di riciclo, per le diverse chimiche delle batterie al litio analizzate, ed il loro mix.

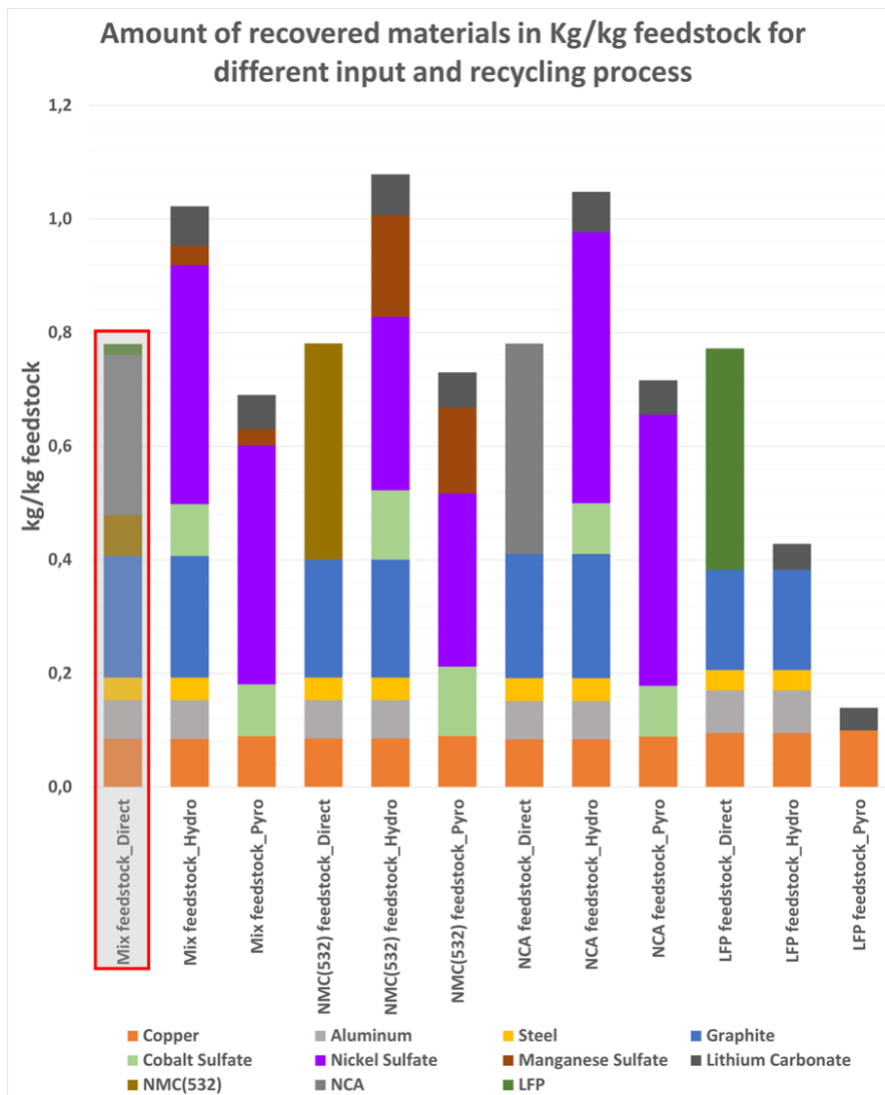


Figura 18 - kg di materiali recuperati per kg di materia prima per diversi processi di input e riciclaggio

I risultati mostrano che il processo pirometallurgico è il più impattante in tutte le categorie analizzate, in particolare per quanto riguarda le emissioni di gas serra, attribuibili prevalentemente alla combustione del coke e dei materiali carboniosi contenuti nei moduli. Il processo idrometallurgico si colloca in posizione intermedia: pur essendo generalmente meno emissivo rispetto al pirometallurgico, risulta penalizzato dall'impronta ambientale associata alla produzione dei reagenti chimici utilizzati. Il riciclo diretto, se applicato a flussi omogenei, evidenzia i migliori risultati ambientali, con impatti netti complessivi inferiori, anche tenendo conto dei crediti ambientali associati alla sostituzione dei materiali primari con materiali riciclati.

In figura 19 è riportato un esempio di risultati ottenuti, le emissioni di gas serra per kg di materia prima per ogni processo di riciclaggio e crediti per i materiali recuperati.

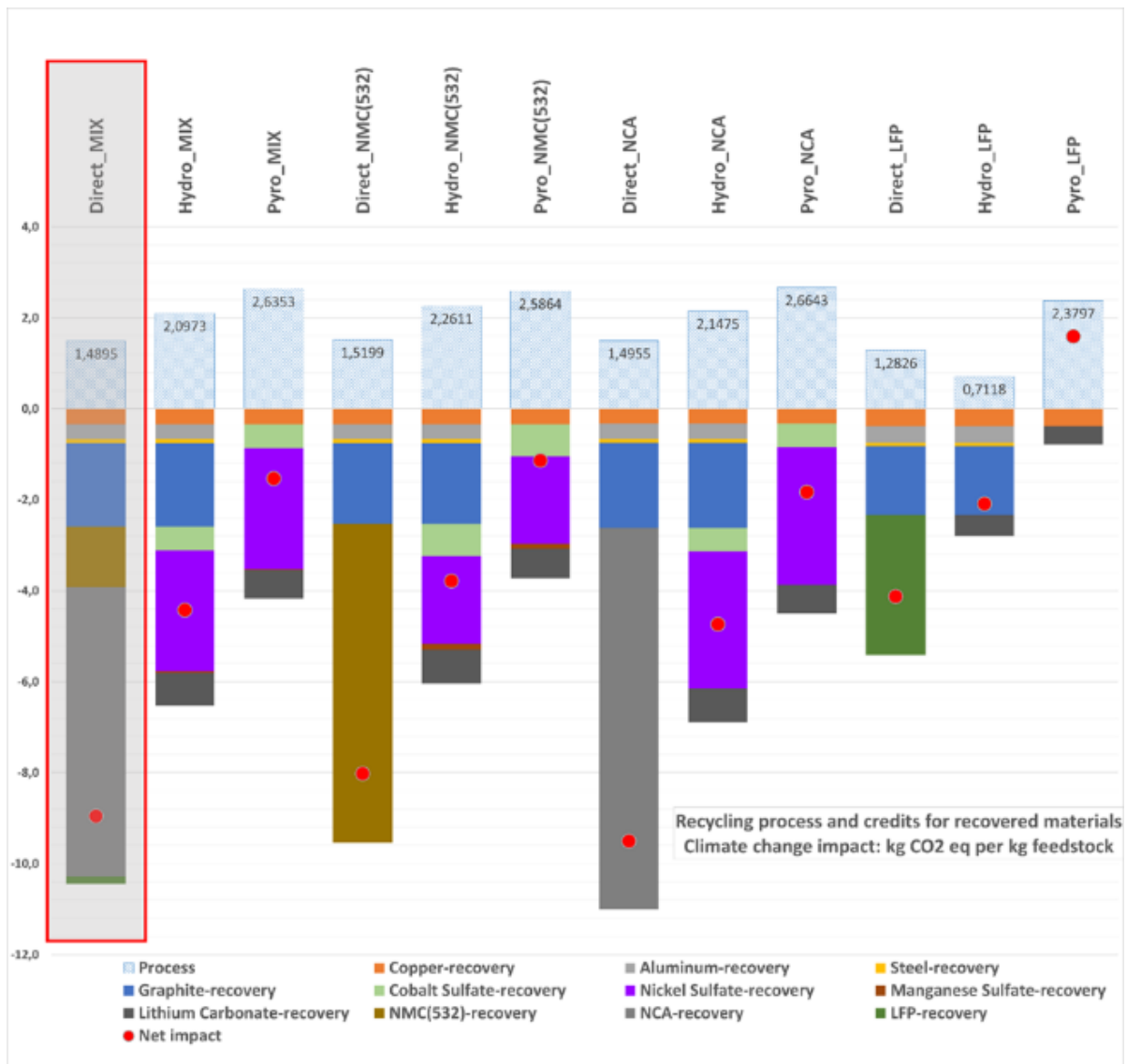


Figura 19 - Cambiamento climatico: kg di CO2 eq per kg di materia prima per ogni processo di riciclaggio e crediti per i materiali recuperati

Una componente critica emersa dall'analisi riguarda il ruolo del mix elettrico impiegato nei processi. La dipendenza dal carbonio della generazione elettrica incide significativamente sulle emissioni legate all'energia. La simulazione di tre scenari – mix elettrico cinese del 2020, mix europeo previsto per il 2030 e un'ipotesi ideale 100% rinnovabile – evidenzia come la decarbonizzazione del settore elettrico possa contribuire in modo sostanziale alla riduzione degli impatti, soprattutto nei processi energivori. Tuttavia, la sostituzione del mix elettrico non è sufficiente a compensare del tutto le emissioni derivanti dai materiali di input o dalla combustione di residui carboniosi, che rimangono elementi critici in tutti i percorsi.

Una seconda analisi di sensitività ha esplorato l'effetto del destino della grafite nel bilancio ambientale del riciclo. I risultati indicano chiaramente che la combustione della grafite, rispetto al suo recupero, comporta un incremento rilevante delle emissioni di gas serra, riducendo sensibilmente i benefici ambientali del percorso idrometallurgico, fino a livelli comparabili con quelli del processo pirometallurgico.

Nel complesso, lo studio mette in luce come la sostenibilità ambientale del riciclo delle batterie agli ioni di litio sia associata non soltanto all'efficienza intrinseca dei singoli processi, ma anche alla qualità della raccolta, alla separazione chimica dei flussi, all'effettivo recupero dei materiali

critici e alla fonte energetica utilizzata. In tal senso, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla normativa europea richiederà un approccio sistemico e integrato, che preveda:

- l'ottimizzazione dei tassi di recupero per materiali strategici come grafite e litio,
- la riduzione delle emissioni da combustione nei processi pirometallurgici e idrometallurgici,
- l'adozione sistematica di energia rinnovabile in tutti gli impianti,
- lo sviluppo e la standardizzazione di tecnologie per la separazione e il trattamento di batterie a chimica mista.

Il potenziale del riciclo diretto, pur ancora in fase sperimentale, rappresenta una frontiera promettente per la sostenibilità della filiera LIB. Tuttavia, la sua implementazione su scala industriale richiederà significativi investimenti in ricerca e innovazione, nonché l'adozione di pratiche di *ecodesign* per facilitare la rigenerazione dei materiali.

Lo studio conclude con, in prospettiva, l'evoluzione delle chimiche delle batterie – incluse le celle allo stato solido e quelle prive di cobalto – impone un aggiornamento continuo delle strategie di riciclo, che dovranno essere adattabili alle caratteristiche dei nuovi materiali. In questo contesto, la disponibilità di dati primari di alta qualità, derivati da impianti pilota e da operazioni industriali, sarà essenziale per costruire modelli LCA più accurati e guidare le scelte tecnologiche e normative verso percorsi realmente sostenibili.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state previste consulenze.

9 Pubblicazioni scientifiche

Nel dicembre 2024 è stato sottomesso un articolo scientifico alla rivista Elsevier [Sustainable Chemistry for the Environment](#). I revisori hanno chiesto una revisione dell'articolo, soprattutto riguardo forma e discussione.

10 Eventi di disseminazione

Lista degli eventi di disseminazione scaturiti dall'attività svolta:

- Battaglia, De Chicchis, Gracceva, Baldissara, Agostini, Carbone, Moreno e **Di Florio** "Considerazioni tecnico-economico-ambientali sul ruolo delle tecnologie d'accumulo energetico attraverso scenari di penetrazione nel sistema elettrico nazionale" contributo orale al Workshop "La Ricerca di Sistema: Risultati delle attività di ricerca sulle tecnologie di accumulo di energia", 1-3 ottobre 2024, Malfa - Isola di Salina (ME)

11 Bibliografia

- Das CK, Bassa O, Kothapallia G, Mahmoudb TS, Habibi D, *Renew Sust Energ Rev*, **2018**, 91, 1205–1230

- da Silva Lima L, Quartier M, Buchmayr A, Sanjuan-Delmas D, Laget H, Corbisier D, Mertens J, Dewulf J, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, **2021**, 46, 101286
- Dunn, Kamath and Tarascon *Science*, **2011**, 334, 928–935
- Gur *Energy Environ. Sci.*, **2018**, 11, 2696–2767
- IEA (2022f) “Steering Electricity Markets Towards a Rapid Decarbonisation” OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/d2f0068c-en>
- Oliveira L, Messagie M, Mertens J, Laget H, Coosemans T, Van Mierlo J, *Energy Conversion and Management*, **2015**, 101 326–335
- Passerini, Barelli, Baumann, Peters and Weil eds, **2024** “Emerging Battery Technologies to Boost the Clean Energy Transition” Springer International Publishing, ISBN 978-3-031-48358-5, <https://doi.org/10.1007/978-3-031-48359-2>
- Šimić Z, Topić D, Knežević G, Pelin D, *Int J Electr Comput Eng Syst*, **2021**, 12:53–65
- Kebede AA, Kalogiannis T, Van Mierlo J, Berecibar M, *Renew Sust Energ Rev*, **2022**, 159:112213