La supply chain del litio e dei metalli critici per la mobilità sostenibile

RAPPORTO DI RICERCA

MICS
Made in Italy
Circolare e Sostenibile

Progetto di riferimento:

AMELIE "New approaches to recovery criticAl MEtals from spent LIthium-ions battEries"

Partenariato esteso

MADE IN ITALY CIRCOLARE E SOSTENIBILE – Spoke 5

Autori

Nicola Saccani *(Professore Associato, Laboratorio Rise - Università degli Studi di Brescia)*

Giovanni Tumino *(Assegnista di ricerca, Laboratorio Rise - Università degli Studi di Brescia)*

Francesco Duri *(già laureando presso Laboratorio Rise - Università degli Studi di Brescia)*

Mattia Monticelli *(già laureando presso Laboratorio Rise - Università degli Studi di Brescia)*

Il Laboratorio **RISE - Research & Innovation for Smart Enterprises** (www.rise.it) è attivo presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica ed Industriale dell'Università degli Studi di Brescia. Il Laboratorio sviluppa la propria attività di ricerca, innovazione e trasferimento in particolare nell'ambito delle **Operations e del Supply Chain Management**, su tre aree di interesse principali:

- **SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E CIRCOLARITÀ** – Valutare l'impatto ambientale di prodotti, processi, organizzazioni e supply chain per operare azioni di ridisegno (prodotti, processi, modelli di business e relazioni di filiera) in modo da ridurne l'impatto ambientale.
- **DIGITALIZZAZIONE** – Sfruttare le tecnologie digitali per estendere le funzionalità dei prodotti, migliorare efficienza ed efficacia dei processi e sviluppare nuovi modelli di business.
- **SERVITIZZAZIONE** - Passare dall'offerta di prodotti alla messa a disposizione di soluzioni atte a risolvere i problemi dei clienti, combinando beni materiali e (servizi) immateriali.

Questo report è stato realizzato nell'ambito del Partenariato Esteso MICS (Made in Italy - Circolare e Sostenibile) e ha ricevuto il finanziamento dell'Unione Europea Next-GenerationEU (PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR) - MISSIONE 4 COMPONENTE 2, INVESTIMENTO 1.3 - D.D. 1551.11-10-2022, PE00000004). Questo manoscritto riflette solo il punto di vista e le opinioni degli autori, né l'Unione Europea né la Commissione Europea possono essere considerate responsabili.

Il report è stato steso nell'ambito della ricerca parte del progetto5.01 AMELIE "New approaches to recovery criticAl MEtals from spent LIthium-ions battEries" (Spoke 5 del partenariato MICS)

© Laboratorio RISE, 2025

Sommario

Sommario 3
Executive summary 5
Il Progetto AMELIE: *"New approaches to recovery criticAl MEtals from spent LIthium-ions battEries"* 7
1. Le materie prime critiche 8
1.1 Materie prime critiche 8
1.1.1 Importanza economica (EI) 9
1.1.2 Rischio di fornitura (SR) 10
1.2 Materie prime strategiche 11
1.3 Elenco di materie prime critiche e materie prime strategiche 12
1.4 Ambiti di applicazione delle materie prime critiche e scenari di domanda nel contesto della transizione energetica 15
1.5 La domanda di minerali per le tecnologie per energia pulita (tecnologie green) 15
1.5.1 Batterie agli ioni di litio 18
1.5.2 Veicoli elettrici (Electric Vehicle – EV) 21
1.5.3 Sistemi di accumulo a batteria (grid battery storage) 23
1.5.4 Pannelli fotovoltaici 23
1.5.5 Eolico 25
1.6 Altri utilizzi delle materie prime 25
1.6.1 Digitale 26
1.6.2 Difesa settore aerospaziale 26
2. I metalli critici per la mobilità sostenibile e le batterie: supply chain e scenari di domanda 27
2.1 Panoramica degli stadi della filiera produttiva 27
2.2 Litio 29
2.2.1 Il mercato del litio: domanda, riserve e capacità produttiva 31
2.2.2 Estrazione del litio 34
2.3 Nichel 38
2.4 Grafite 43
2.5 Manganese 46
2.6 Cobalto 49
2.7 Rame 52
2.8 Terre rare per magneti 53

3. Supply chain e ciclo di vita delle batterie agli ioni di litio 56
3.1 Distinta base di un pacco batteria per veicoli elettrici 56
3.2 Le tipologie di batterie agli ioni di litio per veicoli elettrici 57
3.3 Processo produttivo 59
3.3.1 Electrode manufacturing 59
3.3.2 Cell assembly 61
3.3.3 Cell finishing 64
3.4 Le gigafactories 65
4. Il fine vita (*End* of *Life*) delle batterie: riutilizzo, rigenerazione, riciclo (o riciclaggio) 69
4.1 Quadro normativo europeo 69
4.2 Inquadramento generale del fine vita delle batterie 71
4.3 Opzioni del fine vita 73
4.3.1 Riutilizzo e ricondizionamento 73
4.3.2 Riciclo (riciclaggio) 74
4.3.3 Criticità principali dei processi di riciclo 80
4.3.4 Costi e ricavi 82
5. Sostenibilità 85
5.1 Sostenibilità delle batterie al litio per veicoli elettrici 86
5.1.1 Impatto dovuto all'estrazione dei materiali – alcune criticità 86
5.1.2 Impatto dovuto alla produzione di batterie agli ioni di litio per auto elettriche 88
5.1.3 Impatto dovuto all'utilizzo delle batterie 91
5.1.4 Impatto dovuto al fine vita delle batterie agli ioni di litio 93
5.2 La carbon footprint dei veicoli elettrici: il ruolo della supply chain 94
5.2.1 Esempio di calcolo di impatto (carbon footprint) per la produzione di un pacco batteria 97
6. Bibliografia e sitografia 108

Executive summary

La filiera delle materie prime critiche è caratterizzata da una *supply chain* complessa e globalizzata che comprende le attività di estrazione, raffinazione, fabbricazione, distribuzione ed utilizzo, riciclo. La forte dipendenza dell'Europa da pochi paesi esportatori rappresenta una vulnerabilità strategica; quindi, il riciclo delle batterie e il recupero dei materiali sono cruciali per ridurre la necessità di nuove estrazioni e garantire una maggiore autonomia nella gestione delle risorse, nonostante le attuali tecnologie di recupero presentino ancora limiti economici e tecnici.

Nel Capitolo 1 di questo report, viene esplorato il ruolo fondamentale delle materie prime critiche nella transizione energetica e digitale, con particolare attenzione alla loro importanza per batterie agli ioni di litio, ed il loro utilizzo nei veicoli elettrici. L'Unione Europea ha individuato 34 materie prime critiche, tra cui litio, nichel, cobalto, rame e terre rare, necessarie per la produzione industriale e tecnologica, ma caratterizzate da un elevato rischio di approvvigionamento a causa della dipendenza da pochi paesi fornitori, come Cina, Australia, Cile, Indonesia, Repubblica Democratica del Congo. Le batterie agli ioni di litio, utilizzate nei veicoli elettrici e nei sistemi di accumulo energetico, richiedono grandi quantità di litio, nichel, cobalto e manganese. Il mercato delle auto elettriche è in forte espansione e le batterie rappresentano la componente chiave di questa crescita.

Il Capitolo 2 evidenzia come la domanda di materie prime critiche sia destinata a crescere significativamente nel futuro. Secondo le stime dell'International Energy Agency (IEA), entro il 2050 il fabbisogno di litio per le sole tecnologie green potrebbe aumentare fino a 17 volte rispetto al 2023, con dinamiche simili per altre materie prime critiche. Questo pone importanti sfide, tra cui la sicurezza dell'approvvigionamento e la sostenibilità ambientale dei processi estrattivi.

Nel Capitolo 3 vengono descritti i processi tecnologici e la supply chain per la produzione di un pacco batteria, che si compone di elementi elettronici di controllo e delle celle, di diverse forme e chimiche. Vengono inoltre identificati i principali attori mondiali della produzione di batterie, ed il ruolo delle gigafactories. Nel Capitolo 4 viene trattato il fine vita delle batterie dal punto di vista delle attuali normative europee e dei processi impiegati per la gestione della fase di riciclo. Le batterie possono essere riutilizzate, ricondizionate oppure riciclate. Dato che le batterie differiscono per la forma delle celle e la composizione chimica, esistono importanti sfide per uniformare ed automatizzare i processi di riciclo e renderli economicamente sostenibili.

Il Capitolo 5 affronta il tema della sostenibilità, concentrandosi soprattutto sull'impatto ambientale e delle emissioni di gas a effetto serra, nel ciclo di vita delle batterie. In particolare, viene descritto un esempio di calcolo di emissioni di anidride carbonica equivalente per la produzione di un pacco batteria, considerando la filiera produttiva che parte dall'estrazione delle materie prime, fino ad arrivare all'assemblaggio del pacco batteria, includendo anche le fasi di raffinazione, trasporto dei materiali, produzione delle celle.

Il Progetto AMELIE: *"New approaches to recovery criticAl MEtals from spent LIthium-ions battEries"*

Il progetto AMELIE coinvolge l'Università degli Studi di Brescia in qualità di capofila, ITALTEL S.p.A, l'Università degli Studi di Padova, il Politecnico di Torino, il Politecnico di Bari ed il Politecnico di Milano.
AMELIE propone lo sviluppo di metodologie innovative che offrono un percorso alternativo per soddisfare la crescente richiesta di materie prime necessarie alle batterie. L' obiettivo è garantire una seconda vita ai rifiuti associati e implementare processi sostenibili, inclusivi e a ciclo chiuso. Il progetto si fonda principalmente su tre tecnologie innovative basate sulle microonde, processi solvometallurgici e idrometallurgici per il recupero dei metalli strategici (Li, Mn, Co e Ni), insieme a una nuova tecnologia per il trattamento dei fumi di scarico, che vengono generati durante i processi di riciclo.
Una particolare attenzione viene rivolta alla gestione della catena di approvvigionamento per il recupero dei rifiuti, alla selezione dei materiali, alla sostenibilità delle tecnologie proposte e alla modellazione e ottimizzazione dei processi di produzione e de-manufacturing. Vengono considerate soluzioni tecnologiche "*human-centered*". Inoltre, nel progetto sono esaminate tutte le dinamiche relative ai flussi di materiali, al fine di sviluppare un processo che sia sostenibile seguendo l'approccio della Triple Bottom Line, che considera gli aspetti logistici non solo dal punto di vista ambientale, ma anche economico e sociale. Una particolare attenzione viene dedicata allo sviluppo di un passaporto elettronico digitale per le batterie, che contenga non solo informazioni commerciali, strutturali ed operative, ma anche ambientali, in piena conformità con i nuovi requisiti legislativi. Questo progetto mira anche a favorire la creazione di un mercato nazionale per le batterie esauste, attualmente inviate all'estero anziché riciclate in Italia, promuovendo lo sviluppo di mercati verdi.

Il progetto AMELIE si propone di supportare il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi normativi dell'Unione Europea per il 2030 in ambito di batterie, garantendo un recupero di oltre il 95% di litio e cobalto e traducendo gli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'UE in tecnologie innovative.

1. Le materie prime critiche

La neutralità climatica entro il 2050 è un obiettivo a lungo termine che si è posta l'Unione Europea per rispettare gli ambiziosi Accordi di Parigi del 2015 in occasione della COP21. La tabella di marcia è scandita dal *Green Deal*, presentato dalla Commissione Europea nel 2019. Nel 2020 il Consiglio Europeo ha approvato il pacchetto noto come "*Fit for 55*" per ridurre le emissioni nette dell'UE di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. Il settore energetico subirà una notevole trasformazione, essendo il principale responsabile delle emissioni europee. Nel giugno 2022 gli Stati membri dell'UE hanno concordato un orientamento generale sulla proposta della Commissione che rafforza i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO_2 delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri: dal 2035 le autovetture e i furgoni nuovi immessi sul mercato dell'UE dovranno essere tutti veicoli a emissioni zero. La transizione energetica continua a progredire nonostante la crisi economica e sociale causata dalla pandemia e dai conflitti in corso. Le energie rinnovabili registrano record di crescita e sono sulla buona strada per raggiungere nuove vette nei prossimi anni. Anche il mercato delle auto elettriche è in espansione e numerosi Paesi e aziende leader hanno dichiarato l'intenzione di ridurre le proprie emissioni nette a zero entro la prima metà del secolo.

Questo crescente slancio verso la transizione verde fa nascere l'esigenza di **analizzare le *supply chain* dell'energia verde** e pone l'attenzione, in particolare, sull'adeguato **approvvigionamento di materie prime critiche**. I minerali hanno svolto un ruolo fondamentale nello sviluppo di molte delle tecnologie energetiche pulite ampiamente utilizzate oggi, dai pannelli solari alle turbine eoliche alle reti elettriche e ai veicoli elettrici. Ma garantire che queste e altre tecnologie possano continuare ad attingere a sufficienti risorse minerarie, e quindi sostenere l'accelerazione delle transizioni energetiche, è una sfida importante. I dibattiti sulla sicurezza energetica sono stati tradizionalmente associati alle forniture di petrolio e gas naturale e, più recentemente, anche all'energia elettrica, ma con l'accelerazione del processo di transizione energetica i *policy maker* devono espandere i propri orizzonti per includere nuovi potenziali rischi. Nell'evoluzione delle tecnologie energetiche, l'aumento di complessità porta inevitabilmente a un utilizzo di una maggiore quantità e varietà di elementi della tavola periodica. Un sistema energetico alimentato da tecnologie energetiche pulite differisce profondamente da uno alimentato dalle tradizionali risorse di idrocarburi. Sebbene gli impianti solari fotovoltaici e quelli eolici non richiedano combustibili per funzionare, generalmente per la costruzione richiedono più materiali rispetto alle controparti basate sui combustibili fossili. Per fare degli esempi, una tipica auto elettrica richiede sei volte l'apporto di minerali di un'auto convenzionale e un impianto eolico *onshore* richiede nove volte più risorse minerali di un impianto a gas della stessa capacità. Dal 2010 la quantità media di minerali necessari per una nuova unità di capacità di produzione di energia è aumentata del 50% poiché le energie rinnovabili aumentano la loro quota di capacità totale aggiuntiva (IEA, 2021). *La transizione verso l'energia pulita implica il passaggio da un sistema ad alta intensità di carburante a uno ad alta intensità di minerali*.

1.1 Materie prime critiche

Viene proposta nel 2011 dall'Unione Europea la definizione di "materia prima critica", in inglese *Critical Raw Material* (CRM), a partire dai risultati di un report realizzato dal 2008, dove si faceva una lista di materie prime che avevano una spiccata importanza per il mercato europeo e di cui vi era bassa disponibilità. Il report viene aggiornato con cadenza triennale e nel corso degli anni le materie prime critiche sono aumentate, partendo da 14 (primo report), passando a 20 (nel 2014), 27 (nel 2017),

30 (nel 2020), arrivando a 34 nell'ultimo report disponibile del 2023 (European Commission: Directorate-General for Internal Market Entrepreneurship and SMEs et al., 2023)(Regulation (EU) 2024/1252, 2024).

Per identificare le materie prime critiche sono stati elaborati dalla Commissione Europea due indici: ***l'importanza economica (EI)*** ed il ***rischio di fornitura (SR)***. Le formule per calcolarli sono basate su una media degli ultimi cinque anni per cui sono disponibili dati (Centre et al., 2017). Inoltre, viene definito un criterio per determinare le materie prime strategiche.

1.1.1 Importanza economica (EI)

L'importanza economica (Economic Importance) è il parametro che valuta la presenza o meno dei materiali in tecnologie fondamentali e in applicazioni industriali. *Viene valutata l'importanza di un materiale per l'economia in termini di uso finale e valore aggiunto nei vari settori manifatturieri*. I dati utilizzati dalla Commissione per definire il valore di EI sono dati da una media degli ultimi cinque anni, classificati in funzione di priorità, qualità e disponibilità.

L'importanza economica è un indice con un valore compreso tra 0 (importanza economica nulla) e 9 (importanza economica vitale). Una materia prima viene considerata critica se presenta un valore di EI superiore a 2.8.

L'equazione per calcolare l'indice di importanza economica è:

$$\mathrm{EI} = \sum_{S} (A_S \cdot Q_S) \cdot SI_{EI}$$

Dove:

- s rappresenta i settori dell'economia secondo la classificazione NACE[1] (livello a due cifre);
- A_S è la **quota di utilizzo finale** in un settore NACE (livello a due cifre) (utilizzando valori dell'Unione se disponibili e valori mondiali negli altri casi);
- Q_S è il **valore aggiunto** in un settore pertinente con classificazione NACE (livello a due cifre) come percentuale dell'economia totale;
- SI_{EI} è l'**indice di sostituzione del materiale** analizzato, ovvero il parametro che indica quanto materiale può essere sostituito con un altro in un'applicazione industriale o in una tecnologia specifica. Un indice di sostituzione alto significa che al materiale in questione esistono numerose alternative valide, mentre un valore basso testimonia che il materiale è difficile da sostituire.

L'indice di sostituzione della materia prima valutata relativo all'importanza economica (SI_{EI}) è calcolato nel modo seguente sulla base delle applicazioni industriali più pertinenti:

$$SI_{EI} = \sum_{i} \sum_{a} SPP_{i,a;EI} \cdot Ss_{i,a} \cdot S_a$$

dove:

- i indica un singolo materiale sostitutivo;

[1] La classificazione NACE viene introdotta in un regolamento (CE) del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 dicembre 2006 (Regulation (EC) No 1893/2006, 2006).

- a indica una singola applicazione della materia prima;
- $SPP_{i,a;EI}$ è il parametro di prestazione di importanza economica di ciascun materiale sostitutivo, i, rispetto alla materia prima valutata, sulla base delle prestazioni tecniche, compresa la funzionalità, e il rapporto costo/prestazioni, per ciascuna applicazione, a;
- S_a sta per "Share" dell'applicazione a, ed è la percentuale delle materie prime in un'applicazione finale;
- $Ss_{i,a}$ sta per "Sub share" ed è la percentuale di ogni materiale sostitutivo all'interno di ciascuna applicazione.

1.1.2 Rischio di fornitura (SR)

Il rischio di fornitura (Supply Risk) è il parametro che **valuta la distribuzione delle materie prime, la sicurezza, la diversificazione della fornitura e la sostenibilità economica e ambientale dell'approvvigionamento**. SR rappresenta il rischio di un'interruzione dell'approvvigionamento europeo di ogni materiale analizzato nel collo di bottiglia (estrazione o lavorazione) con il rischio più elevato. Viene valutata in primo luogo la concentrazione dei Paesi produttori ed esportatori di materia prima, poi le loro prestazioni di *governance* e altri aspetti commerciali. L'analisi è bipartita su due livelli: Paesi esportatori mondiali e Paesi fornitori dell'UE. La sostituzione e il riciclaggio sono considerati fattori di riduzione del rischio.

$$SR = \left[\left(HHI_{WGI,t}\right)_{GS} \cdot \frac{IR}{2} + \left(HHI_{WGI,t}\right)_{EU_{sourcing}} \cdot \left(1 - \frac{IR}{2}\right)\right] \cdot (1 - EoL_{RIR}) \cdot SI_{SR}$$

Dove:

- GS indica la produzione annua globale della materia prima valutata;
- $EU_{sourcing}$ è l'effettivo approvvigionamento dell'UE, che comprende la produzione interna dell'Unione Europea, più le importazioni nell'Unione da paesi terzi o da PTOM (Paesi e Territori d'Oltre Mare)
- HHI è l'indice Herfindahl-Hirschman: indicatore della concentrazione di mercato del Paese, valuta la concentrazione della fornitura e delle quote di mercato della risorsa in specifici Paesi e viene calcolato con:

$$\mathrm{HHI}_{WGI_{t,c}} = \sum_{c} (S_c)^2 \cdot WGI_c \cdot t_c$$

  dove:
  - c indica i paesi fornitori della materia prima valutata;
  - S_c è la quota di approvvigionamento della materia prima valutata (GS o $EU_{sourcing}$) detenuta da un paese c;
  - WGI è il World Governance Index: indicatore della *governance* del Paese c;
  - t_c è il parametro degli scambi utilizzato per adeguare il WGI, che è determinato prendendo in considerazione le possibili imposte sulle esportazioni (eventualmente mitigate da un accordo commerciale in vigore), i contingenti di esportazioni fisiche o i divieti di esportazione imposti da un paese, c;
- EoL_{RIR} è il tasso di riciclaggio a fine vita, ossia il rapporto tra i fattori produttivi provenienti da materiali secondari (riciclati da vecchi scarti) e tutti i fattori produttivi di una materia prima (primaria o secondaria);

- IR è la dipendenza dalle importazioni, ovvero la percentuale della domanda totale di una materia prima che viene soddisfatta attraverso importazioni piuttosto che la produzione interna, calcolato come:

$$IR = max\left\{0; \frac{Import - Export}{DomesticProduction + Import - Export}\right\}$$

- SI_{SR} è l'indice di sostituzione relativo a SR.

Una materia prima viene considerata critica se presenta un valore di SR superiore a 1,0 in un intervallo compreso tra 0 e 6.

1.2 Materie prime strategiche

Le materie prime strategiche sono materie prime critiche che rivestono una grande importanza strategica per il funzionamento del mercato interno, tenendo conto del loro utilizzo in tecnologie strategiche alla base delle transizioni verde e digitale o nelle applicazioni di difesa o aerospaziali, che sono caratterizzate da un **divario potenzialmente significativo tra l'offerta e la domanda** prevista a livello mondiale e la cui produzione è relativamente difficile da incrementare, tra l'altro, anche a causa dei lunghi tempi di realizzazione dei nuovi progetti che aumentano la capacità di approvvigionamento. Per tener conto dei possibili cambiamenti tecnologici ed economici, è opportuno che l'elenco delle materie prime strategiche sia riesaminato periodicamente e, se necessario, aggiornato. Al fine di garantire che gli sforzi volti ad aumentare le capacità dell'Unione lungo la catena del valore, a rafforzare la capacità dell'Unione di monitorare e attenuare i rischi di approvvigionamento e ad aumentare la diversificazione dell'approvvigionamento si concentrino sulle materie prime per cui sono maggiormente necessari, talune misure pertinenti dovrebbero applicarsi esclusivamente all'elenco delle materie prime strategiche. Agli Stati membri non dovrebbe essere preclusa la possibilità di creare elenchi aggiuntivi sulla base delle loro specifiche esigenze nazionali o di adottare adeguate misure a livello nazionale.

Le materie prime strategiche vengono scelte secondo una metodologia che di seguito viene presentata:

1. L'**importanza strategica** è determinata in base alla rilevanza di una materia prima sia per le transizioni verde e digitale sia per le applicazioni di difesa e aerospaziali, conformemente ai criteri seguenti:
    a. la quantità di tecnologie strategiche che impiegano una materia prima come fattore produttivo;
    b. la quantità di una materia prima necessaria per la fabbricazione di tecnologie strategiche rilevanti;
    c. la domanda di tecnologie strategiche rilevanti prevista a livello mondiale.
2. La **crescita della domanda** prevista si calcola con:

$$D_{F/C\tau} = \frac{DF_\tau}{GS_{\tau_0}}$$

dove:

- DF_τ è la domanda mondiale annua prevista di una materia prima nell'anno τ;
- GS_{τ_0} è la produzione mondiale annua di una materia prima per un periodo di riferimento τ_0.

3. La **difficoltà di aumentare la produzione** è determinata prendendo in considerazione almeno:
    a. l'attuale scala globale di produzione annua di una materia prima;
    b. il rapporto riserve/produzione di una materia prima, basato sulle riserve note di risorse geologiche economicamente estraibili e sull'attuale produzione annua mondiale;
    c. i tempi di esecuzione dei nuovi progetti che aumentano la capacità di approvvigionamento, in presenza di informazioni affidabili.

1.3 Elenco di materie prime critiche e materie prime strategiche

L'elenco delle materie prime critiche dovrebbe includere tutte le materie prime strategiche, nonché qualsiasi altra materia prima di grande importanza per l'intera economia dell'Unione, per la quale esiste un rischio elevato nella fase di approvvigionamento. Per tenere conto dei possibili cambiamenti tecnologici ed economici, è opportuno che la Commissione Europea, in linea con la prassi attuale, effettui periodicamente una valutazione sulla base dei dati riguardanti la produzione, lo scambio, le applicazioni, il riciclaggio e la sostituzione per una vasta gamma di materie prime, al fine di aggiornare gli elenchi delle materie prime strategiche e critiche, in modo tale da riflettere l'evoluzione dell'importanza economica e del rischio di approvvigionamento associati a tali materie prime nel mercato interno. L'elenco delle materie prime critiche dovrebbe includere le materie prime che hanno raggiunto o superato le soglie per quanto riguarda sia l'importanza economica sia il rischio di approvvigionamento, senza attribuire alle materie prime pertinenti un ordine di importanza in termini di criticità. Tale valutazione dovrebbe essere basata su una media degli ultimi dati disponibili per un periodo di cinque anni.

Il numero totale degli elementi che la Commissione Europea ha analizzato nel 2023 è di 70 materie prime, di cui 67 materie prime singole e 3 gruppi di materiali: 10 elementi di terre rare pesanti (HREE), 5 elementi di terre rare leggere (LREE) e 5 metalli del gruppo del platino (PGM). Viene mostrato in *Figura 1* un grafico che riassume le i risultati delle analisi con i valori di indice EI ed SR, riportando le materie prime critiche in rosso, mentre le materie prime non critiche in blu.

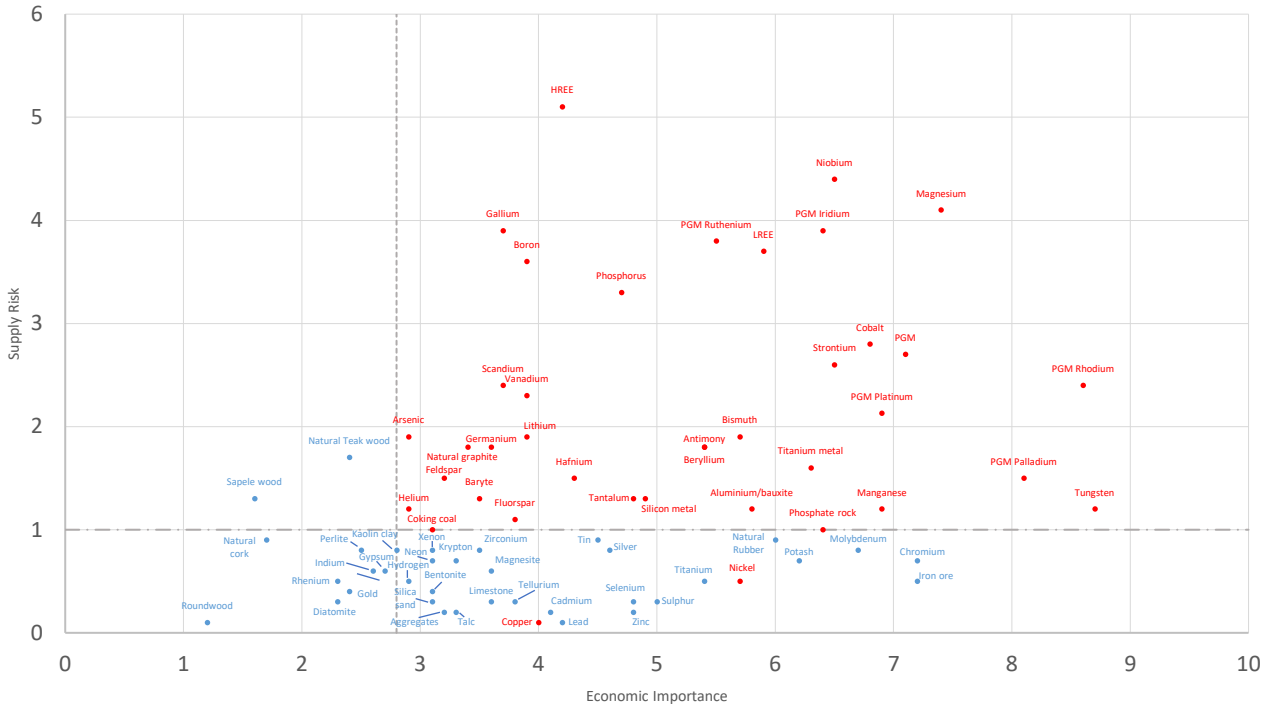


Figura 1: Le materie prime critiche aggiornate al 2023 (European Commission: Directorate-General for Internal Market Entrepreneurship and SMEs et al., 2023).

In *Tabella 1* c'è la lista delle materie prime critiche (*Critical raw materials*) e delle materie prime strategiche (*Strategic raw materials*), aggiornate al 2023. Per l'elenco delle materie prime strategiche, le denominazioni fanno riferimento, a seconda del caso specifico, al grado di raffinazione che una materia prima deve raggiungere per poter essere utilizzata per la produzione di tecnologie strategiche. Quindi, per *metallurgical grade* (grado metallurgico) si intende la materia prima pura, destinata ad usi non specificati maggiormente, mentre per *battery grade* (grado batteria) si intende quando la materia prima viene utilizzata per l'applicazione specifica della batteria.

Tabella 1: Lista aggiornata al 2023 delle materie prime critiche (Critical raw materials) e delle materie prime strategiche (strategic raw materials) (Regulation (EU) 2024/1252, 2024).

	Critical raw materials	Strategic raw materials
1	antimony	
2	arsenic	
3	bauxite/alumina/aluminium	bauxite/alumina/aluminium
4	baryte	
5	beryllium	
6	bismuth	bismuth
7	boron	boron - metallurgy grade
8	cobalt	cobalt
9	coking coal	copper
10	copper	
11	feldspar	
12	fluorspar	
13	gallium	gallium

	Critical raw materials	Strategic raw materials
14	germanium	germanium
15	hafnium	
16	helium	
17	heavy rare earth elements (dysprosium, erbium, europium, gadolinium, holmium, lutetium, terbium, thulium, terbium, ytterbium, yttrium)	heavy rare earth elements for permanent magnetes (dysprosium, gadolinium, terbium)
18	light rare earth elements (cerium, lanthanum, neodymium, praseodymium, samarium)	light rare earth elements for permanent magnetes (cerium, neodymium, praseodymium, samarium)
19	lithium	lithium - battery grade
20	magnesium	magnesium metal
21	manganese	manganese - battery grade
22	graphite	graphite - battery grade
23	nickel	nickel - battery grade
24	niobium	
25	phosphate rock	
26	phosphorus	
27	platinum group metals	platinum group metals
28	scandium	
29	silicon metal	silicon metal
30	strontium	
31	tantalum	
32	titanium metal	titanium metal
33	tungsten	tungsten
34	vanadium	

Nella lista delle materie prime critiche, e anche di quelle strategiche, sono riportate anche il ***Nichel*** ed il ***Rame***, che se formalmente fossero classificate secondo i due indici EI e SI definiti pocanzi, non dovrebbero rientrare nella lista. La rilevanza però che questi due materiali hanno ed avranno in futuro nelle applicazioni tecnologiche utilizzate a livello globale impone di fare un'eccezione, in modo da poterle monitorare come se fossero effettivamente delle materie prime critiche. Attualmente il loro utilizzo nelle tecnologie chiave per la transizione energetica è del 75% per il rame ed il 5.6% per il nichel (IEA, 2024b).

1.4 Ambiti di applicazione delle materie prime critiche e scenari di domanda nel contesto della transizione energetica

L'obiettivo che si vuole raggiungere entro il 2050 di zero emissioni nette[2] richiede un massiccio utilizzo delle fonti energetiche pulite, le cui tecnologie necessitano di alcune materie prime critiche elencate in precedenza.

Una previsione degli scenari che si verificheranno in futuro è descritta in uno studio dell'IEA per mezzo di un modello climatico globale, denominato GEC (Global Energy Climate model) (IEA, 2024c) (IEA, 2024d). Il modello **simula tre diversi scenari, denominati STEPS (Stated Policies Scenario), APS (Announced Pledges Scenario), NZE (Net Zero Emissions by 2050)**. Negli scenari STEPS e APS si analizzano una serie di condizioni di partenza, osservando i risultati che si ottengono in un contesto in cui i sistemi energetici riflettono le dinamiche del mercato ed il progresso tecnologico, in un orizzonte temporale di medio-lungo termine (dal 2023 al 2050).

Lo scenario STEPS è basato sulle attuali politiche (fine agosto 2024) e valutato per singolo settore di applicazione e Paese, includendo tra gli altri i Contributi Nazionali Determinati (NDCs) accettati con l'Accordo di Parigi. Continuando in questa direzione (e quindi secondo lo scenario STEPS), si avrebbe un innalzamento della temperatura di 2.4 °C entro il 2100 con una probabilità del 50%.

Lo scenario APS utilizza le politiche di partenza che si considerano nello scenario STEPS, ma con l'auspicio che i governi riescano a raggiungere ciò che si sono impegnati a rispettare, inclusi obbiettivi a lungo termine come quello delle zero emissioni nette. Con questo scenario si avrebbe un innalzamento della temperatura di 1.7 °C entro il 2100 con una probabilità del 50%.

Lo scenario NZE, invece, fornisce le linee guida sul settore energetico per contenere l'innalzamento della temperatura globale, e prefigurerebbe un amento di 1.5 °C entro il 2100 con una probabilità del 50% e mostra il percorso per raggiungerle, in termini di domanda per i materiali per le tecnologie di energia pulita. Lo scenario NZE soddisfa anche i principali obbiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite, come l'accesso universale a servizi energetici moderni ed affidabili ed il miglioramento della qualità dell'aria.

1.5 La domanda di minerali per le tecnologie per energia pulita (tecnologie green)

Le materie prime critiche, oltre ad essere fondamentali per numerose attività industriali, sono molto importanti per le tecnologie che permettono una transizione ecologica, dette anche "tecnologie green": le tecnologie green comprendono un'ampia gamma di processi che mirano a promuovere la biosostenibilità, a migliorare i processi di estrazione e di analisi e a facilitare il biorisanamento. Sono progettate per ridurre al minimo l'impatto ambientale, conservare le risorse e promuovere un futuro sostenibile. Si sforzano di sviluppare e implementare processi che riducono le emissioni di carbonio, che minimizzano la produzione di rifiuti e che promuovono l'uso efficiente delle risorse ed energie

[2] Riferito alle emissioni di anidride carbonica, al fine di limitare il surriscaldamento globale a 1.5 °C.

rinnovabili. Ciò include i progressi nelle tecnologie per l'energia rinnovabile. Le tecniche di biorisanamento, infine, portano al ripristino di siti inquinati e alla rivitalizzazione degli ecosistemi.

La domanda delle materie prime, critiche e non, pervista per il 2050 per le tecnologie pulite viene riportata per i tre diversi scenari in *Tabella 2* e si può notare che la domanda è quasi sempre superiore alla domanda attuale in ogni scenario, per via del progressivo sviluppo tecnologico che si avrà entro il 2050. Si può notare inoltre che la richiesta crescente dei minerali è quasi sempre correlata all'impatto che lo scenario avrà sugli effetti del cambiamento climatico: lo scenario che avrà l'effetto minore (STEPS) ha la richiesta minore di minerali, mentre lo scenario che prefigura il raggiungimento delle Net Zero Emissions (NZE) ha l'utilizzo dei minerali maggiore.

Tabella 2: Domanda in migliaia di tonnellate di minerali critici (in grassetto) e non, che sono utilizzati per le tecnologie per energia pulita (IEA, 2024b).

Minerali (CRM in grassetto)	Domanda attuale (2023) [kt]	Domanda STEPS (2050) [kt]	Domanda APS (2050) [kt]	Domanda NZE (2050) [kt]
boron	0.206	0.467	0.773	0.866
cadmium	0.688	0.734	0.736	0.534
chromium	212	322	564	460
copper	6372	12967	17439	19239
cobalt	64.4	216	303	323
gallium	0.016	5.031	6.606	6.322
germanium	0.016	0.014	0.013	0.010
battery-grade graphite	772	2892	4050	4709
hafnium	0.008	0.007	0.008	0.009
indium	0.084	0.155	0.184	0.177
iridium	2.0E-04	1.4E-04	1.7E-03	2.0E-03
lead	12.5	17.6	20.4	18.5
lithium	92.1	1041	1452	1573
magnesium	8.06	15.1	30.6	33.6
manganese	182	2045	2896	3051
molybdenum	28.9	44.9	74.8	62.8
nickel	478	2074	3132	3094
niobium	0.363	0.757	1.764	1.701
PGMs[3] (other than iridum)	9.8E-04	1.5E-02	6.8E-02	8.7E-02
selenium	0.132	0.090	0.091	0.073
silicon	1126	1924	2486	2480
silver	6.47	2.77	2.30	1.70
tantalum	0.059	0.109	0.265	0.147

[3] "PGMs" indica i metalli del gruppo del platino, ossia iridio, palladio, platino; rodio, rutenio.

Minerali (CRM in grassetto)	Domanda attuale (2023) [kt]	Domanda STEPS (2050) [kt]	Domanda APS (2050) [kt]	Domanda NZE (2050) [kt]
tellurium	0.696	0.560	0.623	0.536
tin	2.15	3.54	4.41	4.45
titanium	5.21	7.24	13.1	9.48
tungsten	0.082	0.078	0.082	0.095
vanadium	0.014	469	604	773
zinc	731.0	1104.2	1664.1	1800.7
zirconium	0.634	1.21	9.21	10.9
arsenic	0	12.6	16.5	15.8
neodymium	12.6	44.5	59.6	60.9
dysprosium	1.33	4.44	6.06	6.37
praseodymium	2.00	7.24	10.1	10.7
terbium	0.382	1.25	1.80	1.93
ittrium	8.6E-03	7.8E-03	8.2E-03	9.5E-03
lanthanum	3.0E-03	4.3E-03	5.1E-02	6.1E-02

I minerali che sono stati elencati in *Tabella 2* sono utilizzati nelle tecnologie per energia pulita, che sono: pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, veicoli elettrici, batterie utilizzate per lo stoccaggio dell'energia di rete, collegamenti della rete elettrica, tecnologie per la generazione di idrogeno, e altre tecnologie per la generazione di potenza a basse emissioni.

Uno studio condotto da IEA (IEA, 2024c) sull'utilizzo delle materie prime (critiche e non) per le tecnologie che sfruttano la conversione da fonti energetiche pulite o per la mobilità sostenibile, si concentra su alcune delle materie prime critiche elencate precedentemente. Verranno chiamati "**metalli critici**" i metalli che tra le materie prime critiche sono importanti per le tecnologie che coinvolgono le fonti energetiche rinnovabili e la mobilità sostenibile: ***Rame, Cobalto, Litio, Nichel, Terre rare per magneti permanenti, Grafite, Manganese***. Litio, Nichel, Cobalto, Manganese e Grafite sono cruciali per la tecnologia delle batterie; le Terre rare sono essenziali per magneti permanenti, che sono utilizzati nella tecnologia dei veicoli elettrici (e delle turbine eoliche); Rame (ed Alluminio) sono essenziali per la rete di distribuzione elettrica ed in particolar modo il Rame è utilizzato in tutte quelle tecnologie che hanno a che fare con l'energia elettrica (IEA, 2024e).

La domanda delle materie per le tecnologie pulite che si avrà nei prossimi anni fino al 2050, viene riportata per i tre diversi scenari in *Figura 2*.

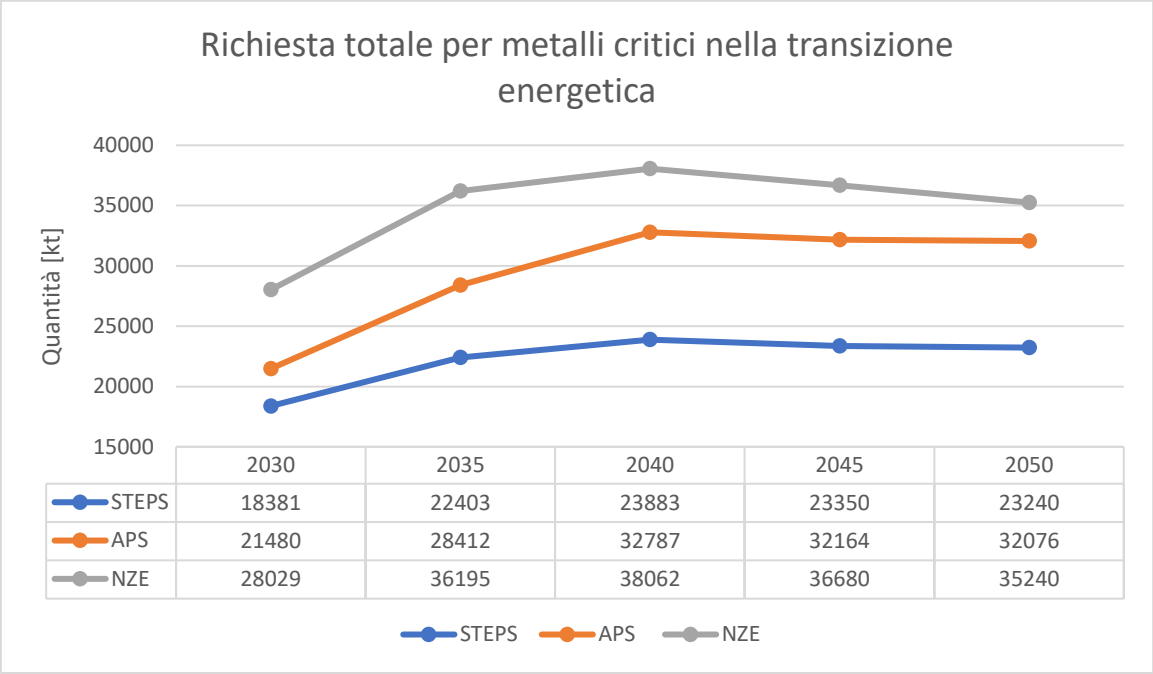


Figura 2: Previsione di richiesta totale per metalli chiave nella transizione energetica (metalli critici): Litio, Nickel, Manganese, Cobalto, Rame, Grafite**, Terre rare per magneti permanenti; in tre diversi scenari.*
**Per Litio si considera il contenuto di litio, non il carbonato equivalente (LCE)*
***Per Grafite si intendono sia quella estratta sia quella sintetica* (IEA, 2024c).

Poiché la domanda nel 2023 dei metalli critici per gli ambiti della transizione energetica è stata di 8496 kt, si può notare che nello scenario che si presenterebbe seguendo le attuali politiche (STEPS) la domanda sarebbe circa 2.2 volte la richiesta attuale entro il 2030, mentre nello scenario APS sarebbe di 2.5 volte. Secondo l'approccio NZE, il picco di richiesta si avrebbe nel 2040, con una richiesta di circa 4.5 volte quella attuale. La richiesta nei tre scenari si stabilizza o addirittura diminuisce dal 2040 in poi, secondo un trend che rispecchia un andamento del ciclo di vita di un prodotto (in questo caso le tecnologie *green*) che raggiunge la fase di maturità.

In un contesto in cui verranno sempre più utilizzate fonti energetiche rinnovabili che sono influenzate da fenomeni metereologici aleatori, lo storage energetico assume un ruolo fondamentale per garantire il fabbisogno richiesto dall'utenza. Le tecnologie che utilizzano i metalli critici vengono descritte brevemente nelle sezioni successive: la prima è quella delle batterie agli ioni di litio, che permette di realizzare lo storage energetico, sia per veicoli elettrici, che per la rete elettrica. Proseguendo si descriveranno le tecnologie che sono necessarie alla generazione dell'energia elettrica, solare ed eolica, ed infine si descriveranno altre applicazioni che utilizzano le materie prime critiche. Queste ultime applicazioni possono essere viste come un servizio complementare alla transizione energetica, di assoluta importanza, ma che non sono di diretto interesse per questa trattazione incentrata sulle batterie agli ioni di litio.

1.5.1 Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio (LIB) sfruttano l'ossidazione di un anodo di grafite e la riduzione di un catodo realizzato di vari materiali. I materiali utilizzati per la costruzione delle batterie devono rispondere a dei requisiti, ritenuti fondamentali per avere le prestazioni richieste: in primis, i materiali devono permettere l'inserzione del maggior numero possibile di ioni per raggiungere l'obiettivo di massimizzare la densità di energia della batteria (questo processo reversibile è anche utile in quanto

non deve provocare una distorsione notevole del reticolo cristallino). Inoltre, i materiali utilizzati devono essere eccellenti conduttori elettrici e ionici, devono essere stabili strutturalmente e chimicamente per elevate densità di correnti e grandi intervalli di potenziale. Naturalmente, non devono essere solubili nell'elettrolita, e con quest'ultimo non devono dar vita a reazioni secondarie che possano alterare il funzionamento dei processi chimici della cella. Infine, è richiesto un buon risultato sia ad alte che a basse temperature, una cinetica di intercalazione il più veloce possibile e una lunga shelf life (Zolini et al., 2017). L'elettrolita è generalmente costituito da un sale di litio (carbonato di litio Li_2CO_3) in un solvente organico anidro: ne esistono di diverse tipologie e a seconda del loro stato fisico vengono distinti in elettroliti liquidi, elettroliti gel ed elettroliti polimerici. Generalmente il catodo è realizzato inserendo ioni di litio in una matrice cristallina di un ossido stabile.

Le principali tipologie di batterie dal punto di vista della composizione chimica sono (Fontana et al., 2019):

- **LCO**: Litio - Ossido di cobalto ($LiCoO_2$) è il catodo più diffuso e utilizzato per computer portatili e cellulari. Ha una struttura cristallina esagonale e stratificata secondo una configurazione ABCABC di CoO_2 e litio. È sconsigliabile il suo utilizzo per la trazione elettrica poiché presenta problemi di instabilità in caso di perforazione del contenitore.
- **LFP**: Litio - Ferro - Fosfato ($LiFePO_4$) possiede una stabilità termica molto alta e permette un elevato numero di cicli di carica/scarica e questo lo rende uno dei materiali maggiormente studiati e sviluppati a livello industriale. Le batterie sono migliori per sicurezza, costi e impatto ambientale, forniscono minor quantità di energia rispetto alle $LiCoO_2$, ma potenza maggiore. Queste sono utilizzate nelle auto "entry level" di fascia media e bassa prodotte in Cina e sempre di più anche in Europa.
- **LMO**: Litio - Ossido di manganese ($LiMn_2O_4$) fornisce un'elevata tensione di cella e stabilità termica, ma energia minore. Questo lo rende una delle sostanze chimiche più sicure perché sono necessarie temperature più elevate per causare una fuga termica. Il manganato di litio $LiMn_2O_4$ viene definito "green material" per la sua non tossicità. I costi sono relativamente contenuti grazie alla maggiore disponibilità di manganese rispetto a nichel e cobalto.
- **NMC**: Litio - Nichel – Manganese - Cobalto ($LiNi_xCo_yMn_zO_2$) rappresenta un buon compromesso tra le caratteristiche dei diversi catodi. Regolando le percentuali di cobalto, manganese e nickel si possono ottenere delle celle con caratteristiche diverse a seconda della peculiarità richiesta.
- **NCA**: Litio - Nichel - Cobalto - Alluminio ($LiNiCoAlO_2$) questa tecnologia è simile alla cella NMC, ma utilizza alluminio invece che manganese nel catodo. È proprio l'alluminio a garantire la massima capacità per questa tipologia di cella. Tuttavia, la capacità di carica elevata è bilanciata da un ciclo vita e da una potenza minore. Questa chimica viene utilizzata per scopi ad alta capacità e ad alta intensità energetica.
- **LTO**: Litio - Ossido di Titanio ($Li_4Ti_5O_{12}$) il catodo è a base di manganese e l'anodo è in titanato di litio. Offre caratteristiche elettriche soddisfacenti ed evita i pericoli di combustione della grafite.
- Litio - polimeriche o litio - polimero (**Li-Poly o LiPo**): l'elettrolita è disperso in un composito di polimero solido non infiammabile e la struttura delle celle è a fogli flessibili. Queste possono essere realizzate in ogni forma, generano un potenziale di 3,6 V e conducono una corrente a densità maggiore.

Tabella 3: Le diverse chimiche, le loro caratteristiche e utilizzi (ARUP, 2017).

	Type	Relative characteristics	Example use cases
LCO	Lithium-Cobalt Oxide Battery	Higher energy density Greater safety risks, especially when damaged Limited power Shorter lifespan	Portable electronic devices
LiFePO	Lithium-Iron Phosphate Battery	Lower energy density Longer life Reduced safety risk	Energy storage
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide Battery	Lower energy density Longer life Higher capacity Reduced safety risk	EVs Electric bikes Medical devices
LMO	Lithium-Manganese Oxide Battery	Good thermal stability/reduced safety risk Higher power Shorter life Lower capacity	Power tools Medical devices Electric bikes
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide	Lower energy density Longer life Reduced safety risk Less thermally stable	EVs Medical devices
LTO	Lithium-Titanate Battery	Fast recharge time Lower energy density Longer life Reduced safety risk	EVs Energy storage

Si prevede che le batterie NMC saranno le batterie chimiche più diffuse per il futuro, data la scarsità e il costo del cobalto. Le NMC, infatti, presentano un maggiore uso di nichel rispetto al cobalto.

Un fattore che può notevolmente incidere sulla scelta della chimica è il prezzo dei materiali. Nel 2022 l'NMC è stato il prodotto chimico più utilizzato (60% del mercato), seguito da LFP (30% del mercato) e NCA (8% del mercato). Il 95% delle batterie LFP è stato utilizzato da produttori di veicoli in Cina, ed il 50% è stato destinato alla produzione dell'azienda BYD. Sempre in Cina è stato prodotto l'85% dei veicoli Tesla che utilizzano la tecnologia LFP (IEA, 2023a). In *Figura 3* il grafico rappresenta la crescita del mercato globale delle batterie, in cui è possibile osservare i trend di crescita di ciascuna chimica, in cui le tecnologie NCA, NMC, LFP costituiranno la più significativa parte di mercato delle batterie agli ioni di litio per i prossimi anni.

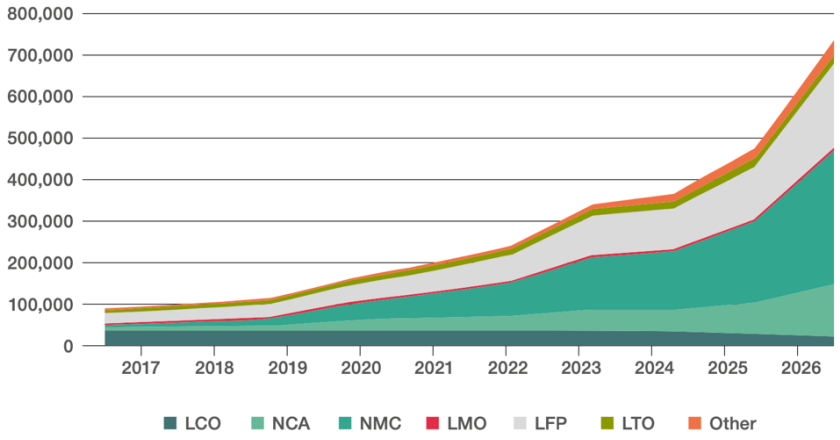


Figura 3: Previsioni di crescita dell'industria globale di batterie per tipologia di composizione chimica espressa in MWh (ARUP, 2017).

In *Figura 4* vengono indicate le materie prime che vengono attualmente utilizzate, o potranno esserlo in futuro, per la realizzazione di una batteria al litio generica, con le relative funzioni come riportato nello studio di Carrara ed allievi (Carrara et al., 2023).

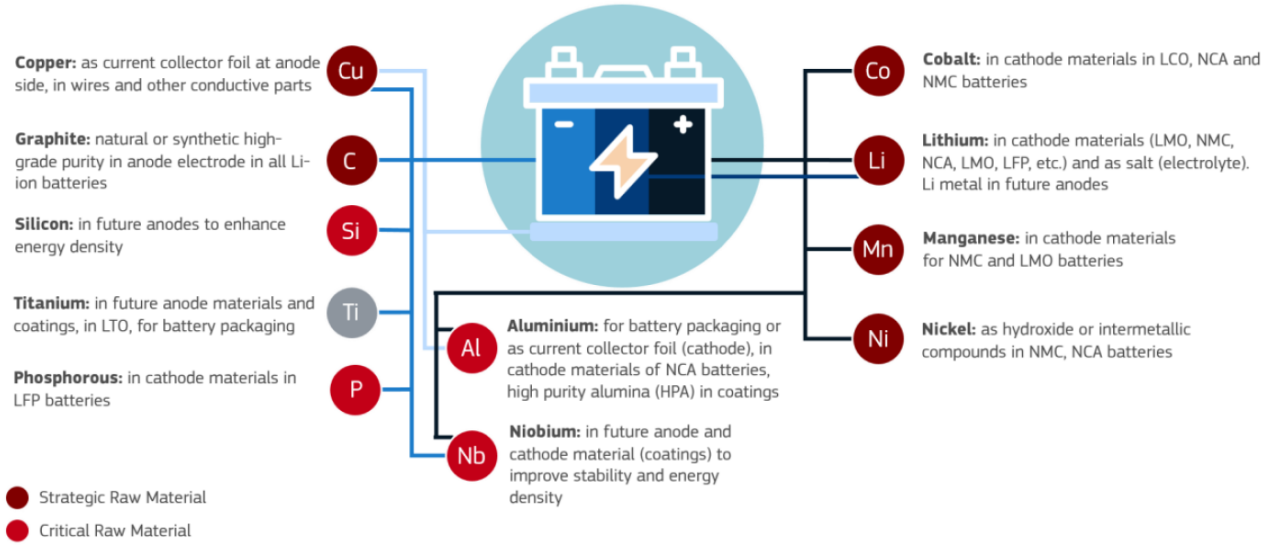


Figura 4: Materie prime utilizzate per le batterie al litio e relative funzioni (Carrara et al., 2023).

1.5.2 Veicoli elettrici (Electric Vehicle – EV)

Le auto elettriche[4] hanno costituito quasi il 20% delle automobili vendute a livello globale nel 2023, contro il 5% del 2020. Come si può notare in *Figura 5*, nel 2023 si è arrivati a vendere 13.7 milioni di unità di auto elettriche, con un aumento annuale di circa 3.5 milioni di unità all'anno a partire dal 2020. Tra le principali motivazioni vi sono le nuove tecnologie che rendono questi veicoli più economici rispetto al passato, e quindi più vantaggiosi ed appetibili per il cliente, e le forti politiche di sostegno verso i produttori di veicoli elettrici (IEA, 2024a). La Cina che primeggia nelle vendite con circa il 60% del totale di unità vendute nel 2023.

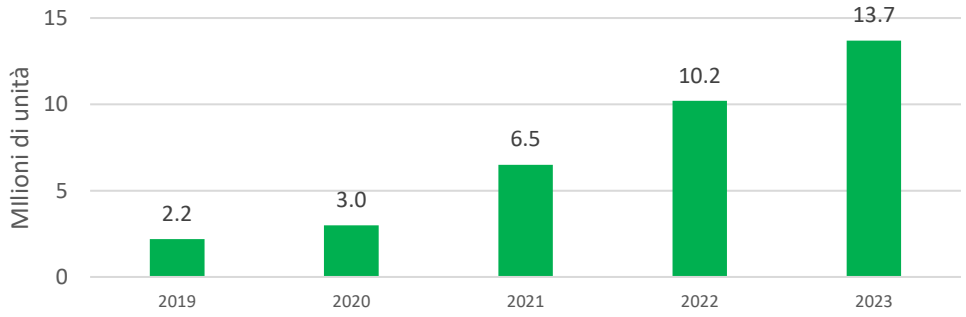


Figura 5: Incremento negli anni dei veicoli elettrici) (IEA, 2024a).

Le vendite nello scenario STEPS sono attese a più di 20 milioni di unità nel 2025, ed a 40 milioni di unità nel 2030. Le unità di auto elettriche (o Light-duty vehicles, LDVs) vendute nel 2030 sono stimate a 230 milioni, il che significa che un veicolo su sette (della categoria degli LDVs) sarà elettrico (IEA, 2023a).

Complessivamente i veicoli elettrici avranno un ruolo chiave nel processo di decarbonizzazione e transizione energetica, visto l'aumento previsto della capacità installata per la generazione

[4] Per veicoli elettrici si intende quelli che sono destinati al trasporto di persone ed i veicoli commerciali leggeri, i cosiddetti Light-duty vehicles (LDVs).

rinnovabile, eolica e fotovoltaica, e il decommissioning progressivo degli impianti termoelettrici e l'eliminazione graduale del carbone.

In *Figura 6* sono riassunte le principali materie prime che vengono utilizzate per la costruzione dei veicoli elettrici, limitandosi a telaio, motore, collegamenti elettrici.

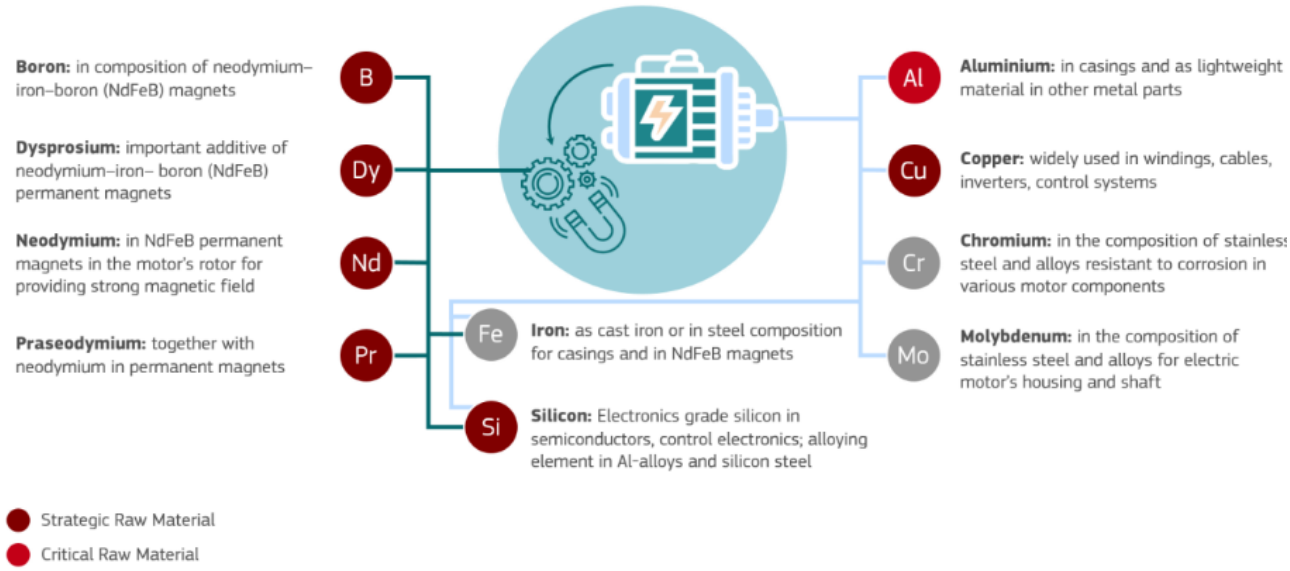


Figura 6: Materie prime utilizzate per i veicoli elettrici e relative funzioni (Carrara et al., 2023).

Oltre alle parti strutturali ed agli elementi che permettono la propulsione, i veicoli elettrici necessitano di sistemi di accumulo (batterie tipicamente agli ioni di litio) per alimentare il motore elettrico. Per i materiali destinati alla produzione delle batterie si hanno grafite, rame, nichel, litio, cobalto, manganese, silicio, neodimio, disprosio, praseodimio, terbio; all'anno 2023 la richiesta totale dei materiali critici per batterie per veicoli elettrici in peso ammonta a 1.6 milioni di tonnellate. Tale richiesta (*Figura 7*) è ripartita al 43% per grafite, al 25% per rame, 19% nichel, 5% litio, 4% cobalto, 4% manganese e per gli altri elementi precedentemente elencati presenti in quantità minori o uguali all'1% (IEA, 2024b).

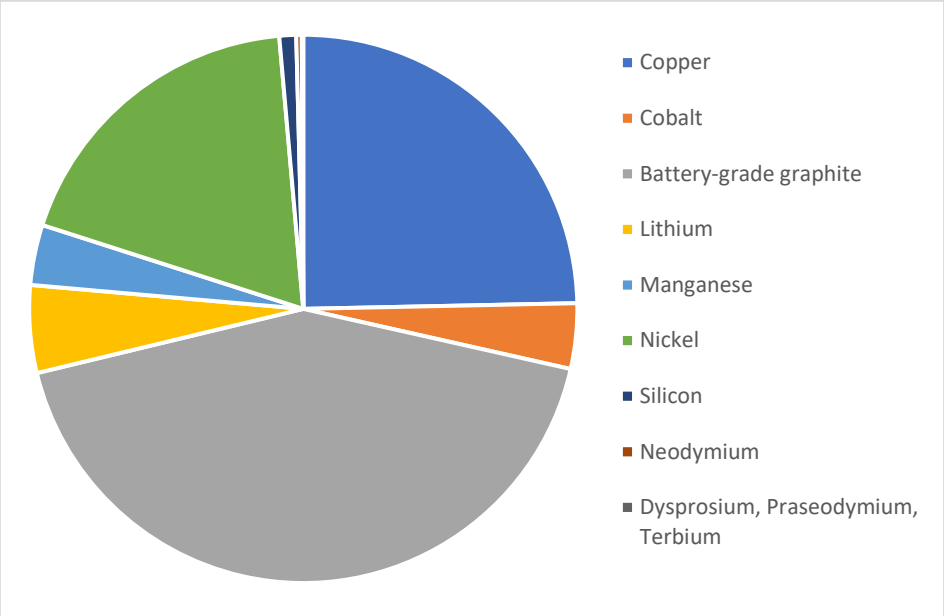


Figura 7: Percentuali di materiali critici presenti nelle batterie per veicoli elettrici (IEA, 2024b)

1.5.3 Sistemi di accumulo a batteria (grid battery storage)

La tipologia di batterie agli ioni di litio che si prevede avrà maggiore rilevanza nel mercato dello storage energetico su scala industriale per la rete elettrica è quella delle LFP, per via della loro sicurezza e del basso costo. Altre soluzioni a più alta densità energetica, come le NMC, potrebbero comunque rappresentare una fetta nel mercato.

All'anno 2023 le materie prime critiche che vengono utilizzate per la fabbricazione delle batterie per lo storage sono grafite, rame, nichel, litio, manganese, cobalto, silicio, per un totale di peso delle materie prime di circa 153 mila tonnellate. La ripartizione dei materiali di tale valore è la seguente: 57% grafite, 26% rame, 8% nichel, 6% litio, 2% manganese, 2% cobalto, silicio in quantità inferiore all'1%. (IEA, 2024b).

1.5.4 Pannelli fotovoltaici

Tra il 2010 e il 2019 il fotovoltaico è cresciuto a livello globale passando da 40 a 580 GW di capacità e questo incremento è dovuto principalmente all'innovazione tecnologica nei materiali utilizzati per la produzione delle celle fotovoltaiche. Secondo uno studio dell'IRENA (International Renewable Energy Agency), il costo dell'energia elettrica (LCOE – Levelized Cost Of Electricity) data da impianti fotovoltaici su scala industriale, mediati a livello globale è diminuito di circa il 90% tra il 2010 ed il 2023, passando da un costo di 0.460 $/kWh a 0.044 $/kWh (IRENA, 2024). Le materie prime (critiche e non) che vengono utilizzate per la fabbricazione dei pannelli fotovoltaici sono rame, silicio, cadmio, gallio, germanio, indio, piombo, molibdeno, nickel, selenio, argento, tellurio, stagno, zinco, arsenico ed all'anno 2023 il totale di peso richiesto per i materiali elencati è di circa 2.3 milioni di tonnellate. La quantità di rame richiesta nei pannelli fotovoltaici è circa il 52% rispetto al peso del pannello fotovoltaico, ed il silicio è circa il 47% (la restante percentuale di peso è data dagli altri elementi elencati in precedenza) (IEA, 2024b). In *Figura 8* vengono mostrati gli elementi che sono utilizzati per la costruzione dei pannelli fotovoltaici, con le rispettive funzioni.

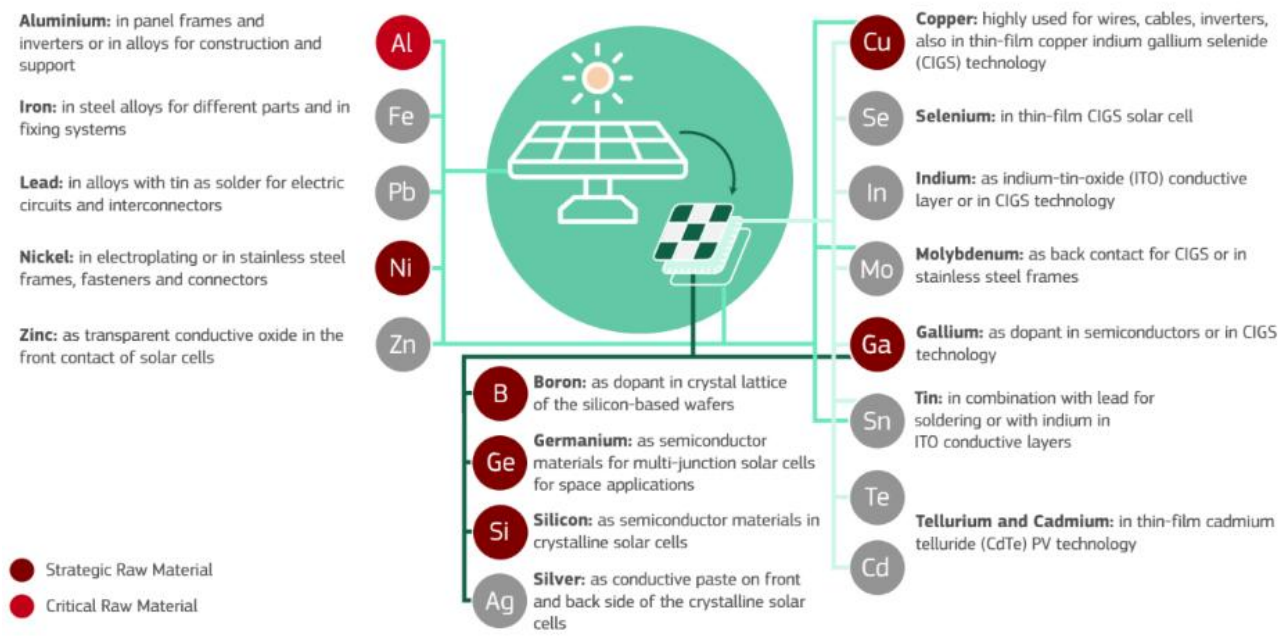


Figura 8: Materie prime utilizzate per i pannelli fotovoltaici e relative funzioni (Carrara et al., 2023)

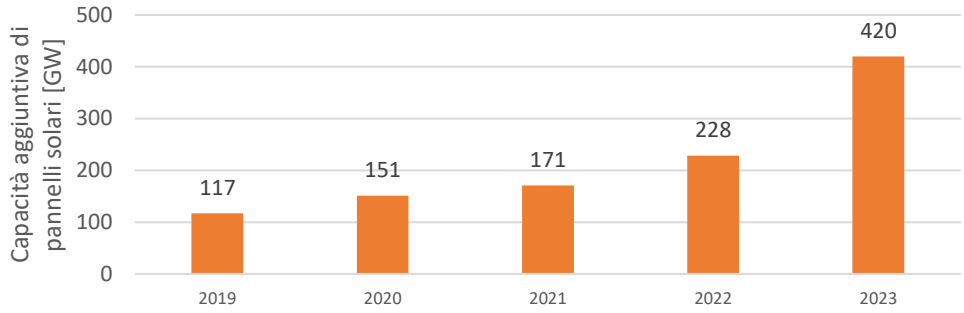


Figura 9: Incremento negli anni per i pannelli fotovoltaici a livello mondiale, misurato in GW (IEA, 2024a).

Come si può notare in *Figura 9* la capacità aggiuntiva di pannelli fotovoltaici installata ogni anno cresce in modo notevole. Dei 420 GW di capacità aggiuntiva a livello globale installata nel 2023, la Cina pesa per circa il 62% (ha installato 261 GW), mentre nel 2022 aveva installato 100 GW aggiuntivi (circa il 44% del totale dell'installato nell'anno). Segue l'Unione Europea, che ha visto nel 2023 un'aggiunta di capacità di pannelli solari di 53 GW (13%) e di 41 GW nel 2022 (18%). Stati Uniti ed India sono i Paesi che negli ultimi cinque anni hanno incrementato meno la capacità di pannelli fotovoltaici e nel 2023 hanno installato rispettivamente 32 GW e 12 GW. Il resto del mondo completa i contributi di capacità installata di pannelli solari (IEA, 2024a).

1.5.5 Eolico

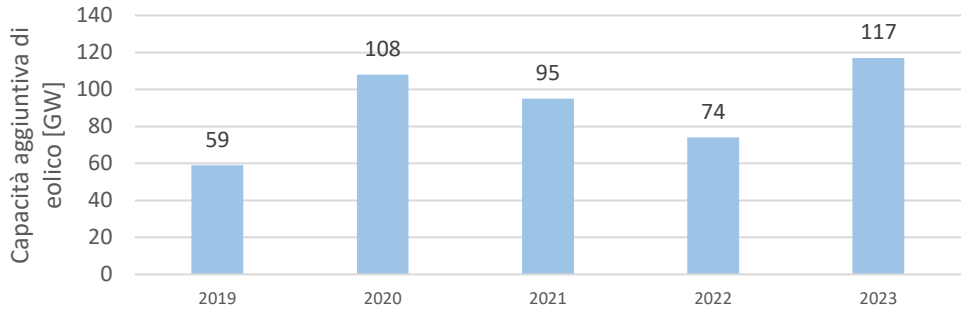


Figura 10: Incremento negli anni per eolico a livello mondiale, misurato in GW (IEA, 2024a).

La capacità installata dell'eolico è sempre cresciuta negli ultimi anni anche se, come si nota in *Figura 10*, il delta di crescita a livello globale che c'è stato tra un anno e l'altro non è stato costantemente in aumento. Nel 2022, la capacità eolica di fatto non è cresciuta come quella dei pannelli fotovoltaici, perché il settore è stato esposto a colli di bottiglia, ritardi nei programmi e pressioni sui margini di guadagno; tuttavia, nel 2023 c'è stato un incremento di capacità di eolico perché sono stati terminati numerosi progetti in ritardo.

Le materie prime (critiche e non) utilizzate per la fabbricazione delle turbine eoliche sono zinco, rame, manganese, cromo, nichel, boro, molibdeno, neodimio, praseodimio, terbio e nel 2023 la quantità richiesta per gli elementi precedentemente elencati è stata di circa 1.4 milioni di tonnellate, ripartita nella modalità seguente: 49% zinco, 35% rame, 7% manganese, 4% cromo, 3% nichel, altri elementi precedentemente elencati in quantità minori o uguali a 1%. In *Figura 11* è possibile identificare le materie prime critiche elencate in precedenza e la relativa funzione che hanno nella tecnologia delle turbine eoliche.

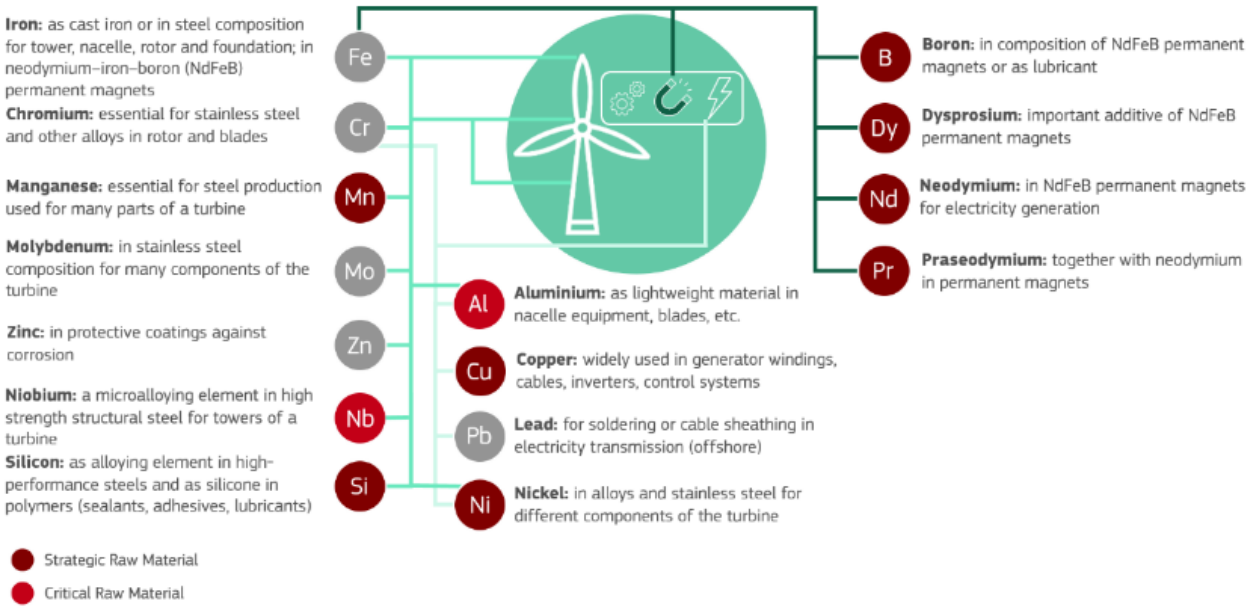


Figura 11: Materie prime utilizzate per le turbine eoliche e relative funzioni (Carrara et al., 2023).

1.6 Altri utilizzi delle materie prime

Oltre all'uso delle materie prime (critiche e non) di cui si è discusso in precedenza per le energie rinnovabili e la mobilità sostenibile, è possibile indicare altri usi delle materie prime critiche che contribuiscono allo sviluppo globale tecnologico: nell'elettronica di consumo, nella sanità, siderurgia, difesa, esplorazione spaziale e aviazione. In particolare, litio, nichel, cobalto, manganese e grafite sono indispensabili per applicazioni utilizzate quotidianamente in larga scala come le batterie dei computer portatili e dei telefoni cellulari. Inoltre, per la realizzazione di turbine eoliche, motori elettrici, ma anche elettrodomestici e prodotti hi-tech, sono essenziali gli elementi delle terre rare. Le materie prime critiche vengono utilizzate per la realizzazione di pannelli fotovoltaici, di laser, radar e attrezzature militari. Infine, grandi quantità di rame e alluminio sono richieste per la produzione di reti elettriche e di telecomunicazioni.

1.6.1 Digitale

I microchip, o semiconduttori, sono un insieme di circuiti elettronici disposti su una placchetta di materiale semiconduttore che possono acquisire, archiviare, trattare e utilizzare dati, potremmo definirli come "il DNA della tecnologia moderna". L'utilizzo di questi microchip lo si ha nella vita quotidiana (sono presenti nei computer, negli smartphone, nelle carte di credito…), nelle applicazioni critiche (automobili, aerei, attrezzature di diagnostica medica), e nelle infrastrutture essenziali (energia, difesa, mobilità). Secondo le stime europee si prevede un raddoppio della domanda di chip tra il 2022 e il 2030, e nel 2022 il mercato dei chip aveva un valore stimato di 640 miliardi di dollari.

L'Europa ha istituito un regolamento europeo sui chip, che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo dei semiconduttori; il regolamento si basa su tre pilastri:

1. sostegno dello sviluppo di capacità tecnologiche e dell'innovazione su larga scala;
2. presenza di un quadro volto a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la resilienza attirando maggiori investimenti;
3. esistenza di un sistema di monitoraggio e di risposta alle crisi di carenza.

Grazie a questo regolamento l'UE intende affrontare la carenza di microchip in Europa, ridurre la dipendenza dell'Europa da fornitori stranieri, primo tra tutti Taiwan che ha una situazione geopolitica estremamente rischiosa (piano Cina 2050), e migliorare la nostra sovranità tecnologica. L'obiettivo europeo è di raddoppiare la quota del mercato globale dei semiconduttori entro il 2030, attualmente l'UE detiene circa il 10% del mercato globale.

1.6.2 Difesa settore aerospaziale

A marzo 2022 l'Unione Europea ha sviluppato la Bussola Strategica, un'iniziativa guidata dagli Stati membri dell'UE che mira a fornire chiarezza e orientamenti sulla politica di sicurezza e di difesa comune dell'UE, nonché a stabilire una comprensione comune delle principali sfide e minacce per l'Europa a breve e medio termine. Questo dimostra come il segmento dello spazio e della difesa ricopra sempre di più un ruolo molto significativo nelle politiche europee a seguito del conflitto russo-ucraino. Le materie prime di particolare importanza per la realizzazione di droni e satelliti sono terre rare, magnesio, bismuto e niobio.

2.I metalli critici per la mobilità sostenibile e le batterie: supply chain e scenari di domanda

In questo capitolo viene descritta la filiera produttiva che coinvolge la vita di un prodotto, dalla fase in cui vengono estratte le materie prime al suo fine vita, focalizzando l'attenzione sulle fasi che implicano la lavorazione delle materie prime elencate nel **Capitolo 1**. Dei sette metalli critici (litio, nichel, manganese, cobalto, rame, nichel, grafite, terre rare per magneti permanenti) verranno descritte nel dettaglio i primi stadi della filiera produttiva, e verranno proposte le stime di domanda futura secondo i tre scenari definiti da IEA, valutati in relazione alle riserve esistenti ed alle proiezioni di estrazione e raffinazione fino al 2040.

2.1 Panoramica degli stadi della filiera produttiva

La *Figura 12*, individua le tipiche fasi del ciclo di vita di un generico prodotto. La fase di distribuzione e di utilizzo verranno meglio trattate nella **Sezione 5.2**, mentre la fase di fine vita verrà trattata più in dettaglio nel **Capitolo 4**.



Figura 12: Fasi della filiera produttiva.

La prima fase è quella di **estrazione (Extraction/Mining)**, che riguarda:

a) Le *materie prime primarie*, che possono trovarsi sia allo stato grezzo sia in uno stato per cui è richiesto di intervenire meccanicamente (mediante lavaggio, frantumazione, macinazione, polverizzazione, vagliatura, …), termicamente (ad esempio riscaldando per rimuovere l'umidità), e/o concentrando la materia prima (mediante flottazione, separazione magnetica o altri processi meccanici o fisici), senza però alterarne la struttura chimica o cristallina. Esempi di materie prime primarie sono i concentrati di rame e minerali lateritici di nichel.
b) Le *materie prime primarie complementari*, che si presentano insieme ad uno o due metalli più comuni e possono essere prodotte solo come parte del processo produttivo dei metalli principali. Il gallio, ad esempio, è una materia prima complementare della bauxite, mentre selenio, tellurio, renio ed altri, sono materie prime complementari del rame.
c) Gli *intermedi*, che nei processi metallurgici si riferiscono a materiali o prodotti realizzati durante le varie fasi del processo metallurgico, ma non sono il metallo o la lega finale che si desidera ottenere. Sono da considerarsi intermedi quei prodotti minerali più "concentrati", che sono soggetti ad un trattamento metallurgico preliminare, come fusione, calcinazione, torrefazione, lisciviazione, in modo da poter diventare commercializzabili. Per esempio, il cosiddetto "copper matte" (letteralmente "rame opaco") è una miscela di solfuri metallici ed impurità, che si può considerare un prodotto intermedio. Un altro esempio è il precipitato misto di idrossido di nichel, prodotto durante la raffinazione e la lavorazione dei minerali di nichel ed è un prodotto intermedio necessario alla produzione di materiali a base di nichel (come nichel metallico e solfato di nichel).
d) I *co-prodotti o sottoprodotti metallurgici per il recupero dei materiali*, che si riferiscono a materiali tipicamente derivati dalla lavorazione e raffinazione del principale metallo grezzo. I co-

prodotti metallurgici possono avere un valore commerciale significativo, quindi in alcuni casi ha senso recuperarli dagli scarti del prodotto principale. Negli scarti prodotti nel processo di raffinazione del rame, per esempio, ci sono molte impurità, tra cui selenio e tellurio che però possono essere recuperati, a seconda della loro concentrazione e a seconda della convenienza economica del processo.

e) Le *materie prime biologiche*, che rappresentano materiali naturali provenienti da organismi viventi e che si trovano nel loro stato grezzo, come per esempio il legno.

La seconda fase della catena del valore è quella di **raffinazione (Processing/Refining)**, che comprende operazioni volte ad ottenere forme lavorate e sostanze purificate di uno o più materiali (come le leghe), partendo da materie prime primarie o secondarie (ottenute da sfridi di lavorazione o riciclo). Tra le materie prime derivanti dalla fase di raffinazione si hanno:

a) Gli *intermedi*, che si riferiscono a materiali prodotti durante varie fasi della lavorazione metallurgica, ma non sono il metallo finale o la lega che si desidera. Per esempio, nella produzione dell'acciaio la ghisa è un prodotto intermedio. Solitamente è lo stesso produttore che trasforma il prodotto intermedio nel prodotto finale desiderato.
b) Le *materie prime raffinate*, sono quelle che provengono dai materiali grezzi di estrazione che vengono lavorati, comportando la modifica della struttura chimica o cristallina. Il materiale grezzo subisce un processo di purificazione per eliminare le impurità ed ottenere una materia prima con un grado di purezza superiore, come il "copper matte" (introdotto precedentemente) che se raffinato permette di ottenere un rame con grado di purezza superiore. Vengono anche classificate come materie prime raffinate i composti chimici, come il ***carbonato di litio***, che si ottiene a seguito di una conversione chimica delle brine o dalle miniere di litio.
c) Le *materie prime processate*, che si riferiscono a materiali che hanno subito trattamenti termici o chimici (calcinazione, attivazione, espansione, ecc.) per migliorarne le proprietà o renderle adatte a delle determinate applicazioni industriali o civili.
d) I *materiali sintetici processati*, che sono ottenuti artificialmente, tipicamente prodotti mediante processi chimici o metodi industriali. Questi materiali sono progettati per imitare le proprietà e le caratteristiche dei materiali naturali corrispondenti, ad esempio la grafite sintetica e la gomma sintetica sono l'analogo sintetico della grafite e della gomma.
e) Le *materie prime biologiche processate*, sono quelle che hanno subito dei processi o trattamenti a seguito del loro iniziale prelievo (in qualità di materie prime biologiche), come per esempio i nastri di gomma naturale che sono usati nella produzione delle gomme delle automobili.

La fase che segue la produzione delle materie prime nella filiera produttiva è quella della **fabbricazione (Fabrication)** di semilavorati, che sono sostanzialmente delle materie prime che subiscono delle lavorazioni, per poi essere utilizzati nella fase di produzione dei prodotti finiti: le barre in alluminio, per esempio, sono destinate a diversi utilizzi successivi per creare un prodotto finito. Oppure la fabbricazione di componenti, che sono parti che servono a creare il prodotto finito (per esempio i materiali del catodo per una cella di una batteria, che provengono dal carbonato di litio, o ancora, i magneti permanenti).

A seguito della fabbricazione c'è la fase di produzione del prodotto (Manufacturing), destinato all'utilizzo da parte del cliente. Un prodotto finito può essere frutto di un processo di fabbricazione (per esempio le scale in alluminio), oppure di assemblaggio delle diverse parti, o di entrambe le attività. Un esempio di prodotto assemblato è il motore elettrico, in cui i componenti (per esempio i

magneti permanenti) vengono assemblati assieme a semilavorati in rame che costituiscono le spire dello statore. Il prodotto finale può assumere nel suo più ampio significato quello di sistema, raggruppare in un prodotto utilizzabile più parti, costituite a loro volta da prodotti assemblati e/o super-assemblaggi e/o componenti. Un esempio di sistema è un satellite, in cui i super-assemblaggi che lo compongono (sistemi di propulsione) e componenti (iniettori) sono montati per ottenere un unico prodotto-sistema.

Nella filiera produttiva vengono incluse anche le fasi di distribuzione (Distribution) ed utilizzo (Use), che sono la parte essenziale per poter permettere al consumatore del bene di poterne usufruire. In maniera più dettagliata la distribuzione generica di un bene può comprendere anche tutte quelle fasi di trasporto precedenti a quelle della distribuzione del prodotto finito vero e proprio, e comprendere anche il trasferimento dei materiali tra fabbriche differenti, non necessariamente vicine. Allo stesso modo l'utilizzo può essere visto come il prodotto finito di un'attività manifatturiera, ma non necessariamente il bene da vendere all'utilizzatore finale. Facendo riferimento alla filiera produttiva delle batterie agli ioni di litio utilizzate per i veicoli elettrici, di cui un modello di calcolo per emissioni gas serra verrà presentato nella Sezione 5.2.1, è possibile individuare la fase di distribuzione come quella che permette lo spostamento delle materie prime dai siti estrattivi alle raffinerie, poi dalle raffinerie alla fabbrica produttrice delle celle e del pacco batteria, poi dalla fabbrica produttrice del pacco batteria a quella di assemblaggio del veicolo elettrico destinato all'utente privato. La fase di utilizzo invece può essere suddivisa per step produttivi del pacco batteria, intendendo come prodotto da utilizzare quello in ingresso ad un impianto manifatturiero e dell'utente finale; in ordine quello di produzione delle celle, quello di produzione del pacco batteria, quello di assemblaggio del veicolo elettrico, quello della vendita al dettaglio per l'utilizzo di un consumatore privato.

Al termine della fase di utilizzo, viene indicato il **riciclo** (**End Of Life**) riferito al prodotto finito, ma anche ai materiali di scarto ottenuti nel corso della filiera produttiva. Per questa ragione i materiali riciclati vengono denominati "materie prime seconde". (Georgitzikis, 2023).

2.2 Litio

Il litio è il venticinquesimo elemento più diffuso sulla crosta terrestre, si trova in tracce in quasi tutte le rocce ignee e anche in numerose salamoie naturali, in combinazione quindi con altri elementi o composti.

Per poter utilizzare il litio è necessario quindi eseguire dei processi di estrazione, purificazione, concentrazione, trasformazione chimica, per renderlo adatto a determinate applicazioni. In *Figura 13* viene mostrata la filiera produttiva del litio, che come utilizzi finali ha una serie di applicazioni anche molto diverse tra loro, dal settore farmaceutico, a quello energetico, a quello manifatturiero. Nella tecnologia delle batterie agli ioni di litio, il litio viene impiegato sotto forma di composti chimici, tipicamente il carbonato di litio (Li_2CO_3).

Osservando lo schema della filiera produttiva del litio di *Figura 13*, si possono individuare le due materie prime primarie, litio proveniente da estrazione mineraria e litio contenuto nelle salamoie, entrambi classificabili come "litio estratto", ovvero come output della fase di *Extraction/Mining*. Il litio estratto viene concentrato e subisce delle trasformazioni chimiche nelle fasi di raffinazione e complessivamente, dopo una serie di lavorazioni si ottengono i prodotti desiderati, nella fase di *Processing/Refinig*. In seguito la fase di *Fabrication* intende la produzione dei prodotti chimici utilizzate per le diverse tipologie di batterie agli ioni di litio.

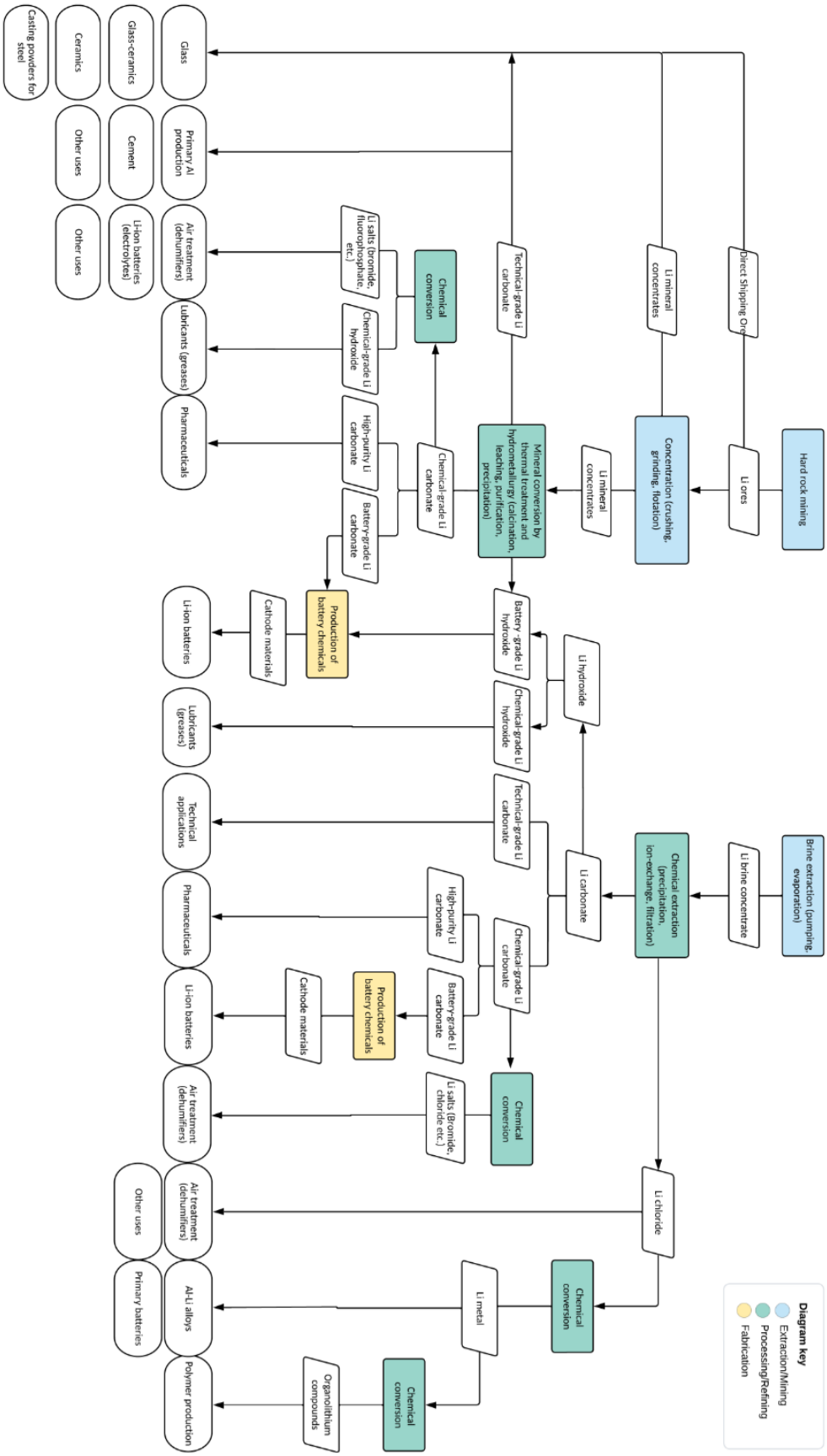


Figura 13: Filiera produttiva del litio (Georgitzikis, 2023).

2.2.1 Il mercato del litio: domanda, riserve e capacità produttiva

Le riserve di litio minerarie ammontano ad un totale stimato al 2023 di 28 milioni di tonnellate, ripartite come mostrato in *Figura 14:* in America Latina (Cile, Argentina, e Brasile) sono presenti il 47% delle riserve globali di minerale di litio, in Australia il 22%, mentre in Cina sono presenti l'11% delle riserve globali.

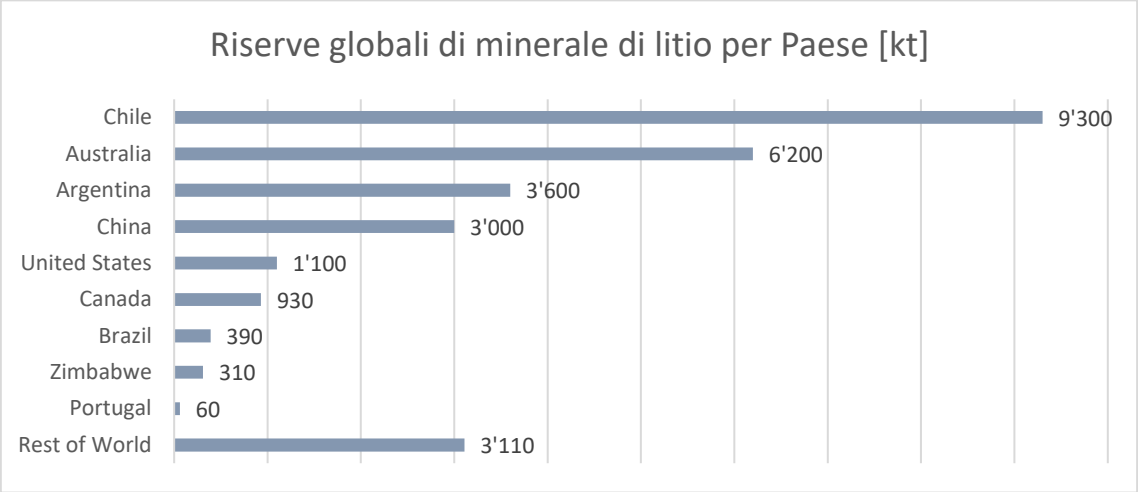


Figura 14: Riserve globali di minerale di litio in migliaia di tonnellate stimate (all'anno 2023). Tot=28'000 kt (USGS, 2024a).

Nel Grafico in *Figura 15* si riporta la ripartizione geografica delle circa 194 kt di Litio proveniente da estrazione mineraria nell'anno 2023. Australia, Cile e Cina, assieme detengono l'85% della capacità estrattiva, e l'Australia da sola quasi la metà del totale (43%). Circa 120 kt provengono da minerali e le altre circa 70 kt provengono dalle salamoie. I principali giacimenti di minerali di litio, in particolare di spodumene, si trovano in Australia, che complessivamente ha estratto 84 kt di litio sotto forma di concentrato di spodumene. La Cina, il Cile e l'Argentina invece estraggono il litio principalmente dalle salamoie.

Dal litio estratto si raffinano i composti chimici che contengono litio, che sono ossido di litio (Li_2O), carbonato di litio (Li_2CO_3), idrossido di litio (LiOH) e altri, si può notare in *Figura 16* che delle 176 kt totali di composti chimici prodotti, la Cina riesce a raffinare 114 kt di litio, arrivando quindi al 65% della capacità produttiva mondiale. L'idrossido di litio ed il carbonato di litio sono utilizzati per la produzione delle batterie al litio (IEA, 2024c).

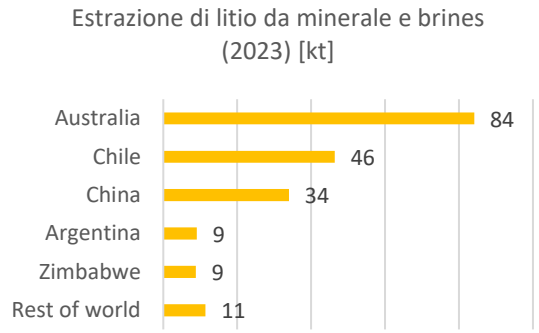


Figura 15: Principali Paesi estrattori di litio, nell'anno 2023. Per litio estratto si intende quello proveniente da minerale di roccia dura, argille e salamoie. Tot=194 kt (IEA, 2024b).

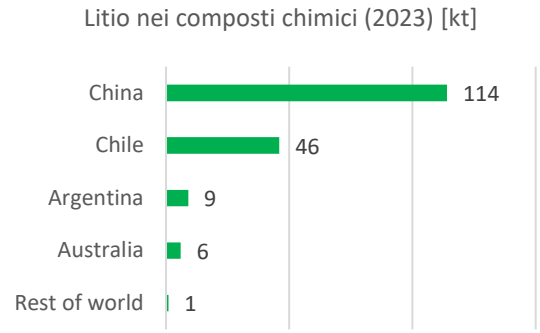


Figura 16: Principali Paesi produttori di composti chimici contenenti litio, nell'anno 2023. Per composti chimici contenenti litio si intende il carbonato di litio, idrossido di litio, solfati e cloruri. Tot=176 kt (IEA, 2024b).

Per i prodotti chimici contenenti litio si può definire il contenuto equivalente di carbonato di litio, LCE (Lithium Carbonate Equivalent), che viene calcolato con la percentuale di litio presente nel composto chimico (a partire dal peso atomico degli elementi componenti il prodotto chimico specifico). In *Tabella 4* si riportano i fattori di conversione che permettono di stabilire il contenuto di LCE dei prodotti chimici elencati. La colonna che riporta il "Contenuto di litio nel composto chimico" si ottiene facendo il rapporto tra la massa atomica del litio contenuto nel composto e la massa molecolare del composto stesso. La colonna "LCE (Lithium Carbonate Equivalent)" si ottiene facendo il rapporto tra il contenuto di litio del composto scelto (1.000 per litio, 0.464 per ossido di litio, 0.188 per carbonato di litio, 0.165 per idrossido di litio) ed il contenuto di litio che ha il carbonato di litio (0.188). Per comprendere meglio l'utilità della tabella di conversione, si propone un esempio: se si volessero ottenere 5.32 kg di carbonato di litio, occorrerebbe 1 kg di litio puro.

Tabella 4: Fattori di conversione di litio e composti chimici contenenti litio in LCE. Valori ottenuti mediante la massa atomica degli elementi che costituiscono i composti chimici. Massa atomica dei vari elementi di interesse: H=1.008 u, Li=6.941 u, C=12.011 u, O=15.999 u.

Composto chimico	Formula chimica	Contenuto di litio nel composto chimico	LCE (Lithium Carbonate Equivalent)
Litio	Li	1.000	5.323
Ossido di litio	Li_2O	0.465	2.473
Carbonato di litio	Li_2CO_3	0.188	1.000
Idrossido di litio[5]	$LiOH.H_20$	0.165	0.880

Nella produzione mondiale di litio le imprese cinesi hanno un ruolo molto significativo, soprattutto in America Latina e Australia. Per esempio, la cinese Tianqi Lithium è una società estremamente verticalizzata, che si occupa dell'estrazione del litio e della sua raffinazione, ed ha stretto partnership strategiche per conseguire una posizione di forza nella catena del valore. Nel 2018 Tianqi Lithium ha acquistato una quota minoritaria della società cilena Sociedad Quìmica y Minera (SQM), ed attualmente possiede il 51% della più grande miniera di litio al mondo, in Australia, a Greenbushes.

[5] L'idrossido di litio termodinamicamente più stabile è monoidrato, e si indica con LiOH.H2O

In America Latina alcune turbolenze politiche hanno creato problemi alla produzione ed alle attività logistiche. Inoltre, la carenza di acqua in queste regioni costituisce un problema in quanto, per la raffinazione del litio, si usano grandi quantità d'acqua: in Cile il cambio di governo ha portato ad una maggiore attenzione sulle tematiche ambientali, in Bolivia l'estrazione e la raffinazione del litio sono nazionalizzate. In generale il processo di estrazione del litio ha impatti importanti per via della trasformazione che l'ambiente stesso subisce. Un caso significativo riguarda il sito estrattivo argentino chiamato "Salar del Hombre Muerto", in cui sono stati presi provvedimenti per non creare nuovi siti lungo il fiume principale "Los Patos" e cercare quindi di salvaguardare il territorio (Agencia de noticias Tierra Viva, 2024).

Il prezzo del litio ha subito una variazione significativa concentrata nel corso dell'anno 2022, come mostrato in *Figura 17*, per via dell'aumento generale dei prezzi delle materie prime, a seguito della ripresa delle attività produttive post pandemia Covid-19. Infatti il prezzo del litio ha raggiunto un minimo proprio in corrispondenza del fermo delle attività che ha interessato l'anno 2020, raggiungendo dei valori inferiori ai 10 USD al chilogrammo, per poi riprendere a crescere e raggiungere un picco oltre gli 80 USD al chilogrammo a fine 2022. A questo è seguita una rapida discesa nel 2023 ed una stabilizzazione nella seconda parte del 2024, intorno a valori di circa 10 USD al chilogrammo, prossimi a quelli del periodo pandemico.

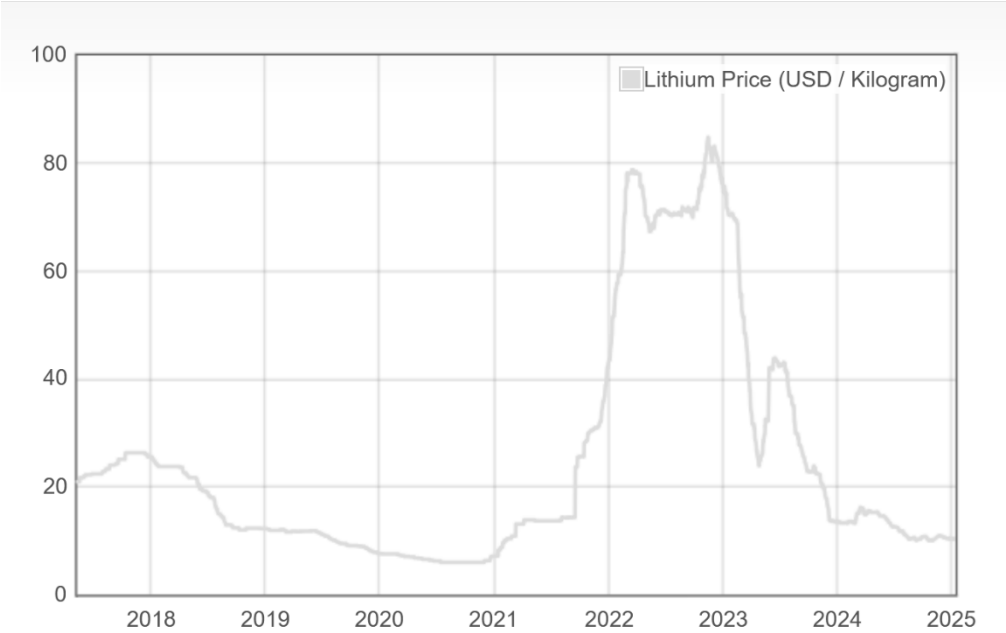
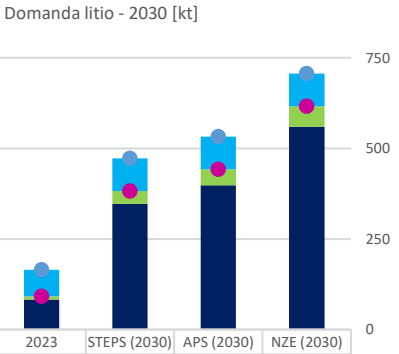


Figura 17: Andamento nel tempo del prezzo del litio (Daily Metal Prices, 2025).

La *Figura 18* mostra la domanda di litio prevista nell'anno 2035 nei tre scenari STEPS (Stated Policies Scenario), APS (Announced Pledges Scenario), NZE (Net Zero Emissions by 2050) descritti nella Sezione 1.4. La domanda è in forte aumento se confrontata alla domanda del 2023, qualunque sia lo scenario che si consideri (*Figura 19*): l'applicazione tecnologica che assorbe il maggior utilizzo di litio sono le batterie, in special modo utilizzate per la mobilità sostenibile. Quando si menziona l'utilizzo di litio per altri scopi si intendono i settori dei lubrificanti, medicale, ceramiche, vetro, elettronica di consumo (IEA, 2024b).

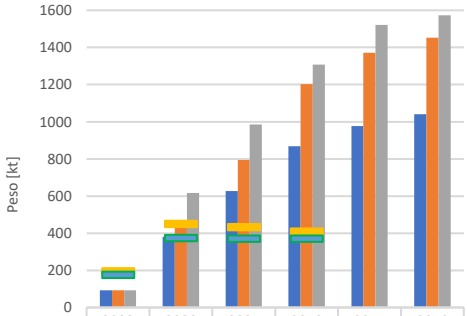
Se si restringe l'analisi al solo campo di utilizzo del litio per le tecnologie per la transizione energetica (veicoli elettrici e grid battery storage), la *Figura 19* permette di mostrare come la richiesta di litio possa essere già non soddisfatta dalla produzione prevista all'anno 2030, con lo scenario STEPS in carenza di fornitura di composti chimici del litio. Il trend della richiesta di litio per la transizione energetica (prettamente di composti chimici del litio) è sempre crescente, mentre la capacità di fornitura non si prevede cresca dopo il 2030, e ancora di più se si considera la richiesta totale di 472 mila tonnellate.

Esiste quindi un concreto rischio legato alla scarsità della produzione di litio rispetto alla domanda, con potenziali criticità di fornitura già nei prossimi anni. Questo suggerisce che la richiesta di litio potrà essere soddisfatta solo attraverso il riciclo (materia prima seconda).



	2023	STEPS (2030)	APS (2030)	NZE (2030)
Altro	73	90	90	90
Grid battery storage	9	35	44	56
Veicoli elettrici	83	347	398	560
Totale "green"	92	382	442	616
Totale	165	472	532	706

Figura 18: Domanda complessiva di litio per la produzione di batterie (veicoli elettrici, battery storage), altro (lubrificanti, settore medicale, ceramiche, vetro, elettronica di consumo), classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2030. I pesi indicati sono in quantità di litio puro (non LCE) (IEA, 2024b).



	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	92	381	627	868	977	1041
domanda APS	92	442	794	1203	1372	1452
domanda NZE	92	616	986	1308	1522	1573
estratto	194	450	432	408		
fornitura da prodotti chimici	176	373	370	370		

Figura 19: Richiesta di litio per tecnologie green nei tre scenari STEPS, APS, NZE vs fornitura. I pesi indicati sono in quantità di litio puro (non LCE). I dati di fornitura di litio comprendono quello estratto e quello contenuto nei prodotti chimici e corrispondono ai pesi di litio puro complessivamente contenuti. Con i dati di fornitura da miniere si considera l'estrazione di litio da minerale di roccia, argilla (spodumene, petalite, lepidolite ed altri minerali) e salamoia (IEA, 2024b) (Georgitzikis, 2023).

2.2.2 Estrazione del litio

I metodi di estrazione del litio variano in base alla regione di estrazione a causa delle diverse modalità estrattive del litio a partire da fonti differenti: il litio può essere estratto dai minerali, dalle salamoie o dall'acqua marina. Per l'estrazione dall'acqua marina ci sono numerose ricerche in corso, ma attualmente è un metodo poco utilizzato a causa dei costi molto elevati.

2.2.2.1 Estrazione da minerali

I minerali contenenti litio sono oltre 145, tuttavia solo cinque tra questi vengono estratti attivamente per la produzione di litio: lo spodumene, che è di gran lunga il più estratto e con la maggiore quantità di litio al suo interno, la lepidolite, la petalite, l'amblygonite e l'eucryptite. Gli altri minerali hanno varie criticità, tra cui le ridotte percentuali di litio rispetto allo spodumene e difficoltà di processo nella separazione del litio dagli altri elementi componenti il minerale. I depositi di minerali sono spesso più ricchi di litio rispetto alle salamoie, tuttavia, l'accesso è costoso poiché devono essere estratti da formazioni rocciose dure. A causa del consumo aggiuntivo di energia, sostanze chimiche

e materiali coinvolti nell'estrazione del litio dal minerale, il processo può costare il doppio del recupero della salamoia, un fattore che ha contribuito alla sua minore quota di mercato.

Le tre più grandi miniere di estrazione di litio attualmente sfruttate sono:

1. la miniera "Greenbush", situata in Australia, posseduta da Albemarle Corporation, che nel 2023 ha prodotto 210 kt di composti di litio, e si prevede che rimanga attiva fino al 2039;
2. la miniera "Wodgina", situata nell'Australia ovest, anch'essa posseduta da Albemarle Corporation, che ha prodotto, nel 2023 56 kt di composti di litio, con una chiusura prevista nel 2053;
3. una miniera superficiale nell'ovest dell'Australia denominata "Progetto del Monte Marion", posseduta dal Gangfeng Lithium Group, che ha prodotto 47 kt di composti di litio nel 2023, con una chiusura prevista nel 2047.

Il processo per recuperare il litio dal minerale può variare in base allo specifico giacimento in questione. In generale, il processo prevede la rimozione del materiale minerale dalla terra, il suo riscaldamento e la sua polverizzazione. La polvere minerale frantumata viene combinata con reagenti chimici, come l'acido solforico, quindi l'impasto liquido viene riscaldato, filtrato e concentrato attraverso un processo di evaporazione per formare carbonato di litio vendibile, mentre le acque reflue risultanti vengono trattate per il riutilizzo o lo smaltimento.

Attualmente i metodi di estrazione del litio contenuto in alcuni minerali argillosi includono la lisciviazione diretta, la clorazione-solforazione e la lisciviazione tramite torrefazione assistita (J. Liu et al., 2024).

- La lisciviazione diretta può essere effettuata con acqua, nonostante il tasso di estrazione del litio sia molto basso, intorno all'1%, oppure con acido solforico, più costoso dell'acqua ma molto più efficace, con un tasso di estrazione del litio che può arrivare fino all'89%. Il rapporto tra acido solforico ed argilla contenente litio è di 0.56 kg di acido per ogni kg di argilla, ma un utilizzo così massiccio dell'acido solforico rappresenta una criticità, a causa dei problemi di corrosione delle apparecchiature provocati dall'acido.
- Il metodo di clorazione-solforazione raggiunge un tasso di estrazione del litio fino all'85.8%, utilizzando 0.45 kg di SO_2 per ogni kg di minerali argillosi contenenti litio; le criticità principali di questo metodo sono i problemi di sicurezza e di scarsa operabilità causati dall'utilizzo di gas tossici, quali il biossido di zolfo sopracitato (SO_2) che, se in basse concentrazioni è irritante per gli occhi e per il tratto superiore delle vie respiratorie, mentre ad alte concentrazioni, come nel caso preso in esame, può dar luogo a irritazioni delle mucose nasali, bronchiti e malattie polmonari (ARPAT).
- Il metodo della lisciviazione con torrefazione assistita ha un'ampia applicazione nell'estrazione del litio da minerali argillosi grazie alla sua semplicità ed alla velocità di estrazione, utilizzando anche agenti ausiliari come, per esempio, il solfato di calcio ($CaSO_4$): utilizzando 50 grammi di $CaSO_4$ ogni 100 grammi di minerali argillosi si può raggiungere un tasso di estrazione del litio del 72%, mantenendo la reazione a 1000 °C per 4 ore; la criticità di questo processo è rappresentata dalla difficoltà dello smaltimento degli scarti, dove la quantità di residui post-lisciviazione aumenta a causa di agenti ausiliari.
  In alternativa, la lisciviazione può essere effettuata anche per calcinazione, anche se si tratta ancora di un processo sperimentale. Uno studio effettuato dai ricercatori della Central South University in Cina focalizzato sull'estrazione con il metodo della lisciviazione per calcinazione (J. Liu et al., 2024) affronta il problema dello smaltimento degli scarti. I ricercatori hanno studiato

l'estrazione del litio con la calcinazione diretta dei minerali grezzi, senza l'aggiunta di agenti ausiliari, seguita poi dalla lisciviazione con acido solforico. Da un esperimento di lisciviazione, con acido cloridrico (HCl) ad una temperatura di 75 °C, si è recuperato solo il 10% del litio dai minerali argillosi, ma, dopo la combinazione della calcinazione a 600 °C, il recupero del litio è significativamente aumentato, raggiungendo tassi fino all'80%: da ciò si può dedurre che il trattamento di calcinazione può attivare efficacemente i minerali argillosi contenenti litio, rendendo il litio scambiabile con altri elementi, permettendone quindi l'estrazione. Un ulteriore vantaggio dell'utilizzo del metodo di calcinazione, rispetto a quello di torrefazione assistita, è dato dalla temperatura più bassa di conduzione, che diminuisce i costi di processo, e il non utilizzo degli agenti ausiliari. In questo processo il gas utilizzato come agente lisciviante è un acido organico, più precisamente l'acido ossalico ($C_2H_2O_4$), e gli acidi organici sono meno corrosivi degli acidi inorganici usati convenzionalmente, come il solfuro di calcio o l'acido cloridrico; un altro motivo dell'utilizzo dell'acido ossalico è che il prodotto estratto, cioè l'ossalato di litio ($Li_2C_2O_4$), può essere usato come materiale catodico per accumulatori al litio; se correttamente trattato, è possibile ottenere il difluoro (ossalato) borato di litio ($C_2BF_2LiO_4$), che è una delle materie prime utilizzate nella preparazione dell'elettrolita per le batterie al litio ad alte prestazioni.

2.2.2.2 Estrazione da salamoie

Una gran parte del litio immesso oggi sul mercato deriva dall'estrazione dalle salamoie naturali: vengono definite salamoie le soluzioni saline acquose, artificiali o naturali, con una concentrazione superiore al 5%: si indicano con tale nome, per esempio, le acque saline di pozzi contenenti dal 10% al 30% di cloruro di sodio e le soluzioni saline usate per la preparazione e la conservazione di certi alimenti (Treccani-c).

Le principali salamoie attualmente sfruttate producono litio commercialmente vendibile sotto forma di carbonato di litio (Li_2CO_3), ma si possono ottenere diversi composti in base al prodotto desiderato, con opportuni trattamenti. La produzione delle tre più grandi salamoie è fatta da:

1. la miniera "Salar de Antofagasta", situata in Cile di proprietà della società mineraria "Quimica y Minera de Chile" che nel 2023 ha avuto una produzione di 160 kt di carbonato di litio (l'equivalente di circa 30 kt di litio puro), con l'attività della miniera prevista fino al 2030;
2. la miniera "Salar de Atacama", di proprietà della "Albemarle Corporation", situata in Cile, con una produzione nel 2023 di 52 kt di carbonato di litio (l'equivalente di circa 10 kt di litio puro), con una data prevista di chiusura nel 2043;
3. la miniera "Salar del Hombre Muerto", di proprietà de "Arcadium Lithium PLC", situata in Argentina, nel 2023 ha prodotto 24 kt di carbonato di litio (l'equivalente di circa 4.5 kt di litio), con una data prevista di chiusura della miniera nel 2062.

I metodi tradizionali usati per estrarre il litio si basano sull'evaporazione della salamoia in stagni aperti, utilizzando quindi l'energia solare. Per accedere ai depositi sotterranei di salamoia è necessario perforare il terreno, in modo da pompare la salamoia in superficie e distribuirla agli stagni di evaporazione. I bacini di essiccazione sono riempiti in modo tale che il volume della salamoia sia distribuito al fine di esporre alla radiazione solare la maggior superficie possibile: infatti i bacini hanno un'estensione superficiale molto elevata ed una profondità limitata. Questo serve a rendere il processo di evaporazione dell'acqua il più efficiente possibile. Generalmente gli impianti gestiscono diversi bacini di essiccazione di varie età e possono anche estrarre altri metalli da bacini più giovani

in attesa che il contenuto di litio raggiunga una concentrazione ottimale per l'ulteriore lavorazione. A seconda della composizione chimica della salamoia e delle condizioni ambientali, è possibile effettuare l'evaporazione in più fasi mentre si raccolgono sali di altri elementi come sodio (Na), magnesio (Mg) e potassio (K). In alcuni casi, l'osmosi inversa o *reverse osmosis* viene utilizzata per concentrare la salamoia al litio per accelerare il processo di evaporazione (SAMCO, 2018). La concentrazione del litio nella salamoia deve essere intorno a 6000 ppm (parti per milione) per un recupero del litio praticabile, e fino a che non raggiunge queste concentrazioni rimarrà all'interno del bacino di essiccazione.

La criticità maggiore del metodo di estrazione da salamoie sono i lunghi tempi di attesa per l'essiccazione naturale, che si basano sulle condizioni territoriali e stagionali: un bacino di essicazione può avere una durata di esposizione al sole fino a 24 mesi, quindi piuttosto prolungata; unito a questo aspetto c'è da considerare anche la necessità di grandi spazi necessari per la costruzione dei questi bacini.

In *Figura 20* si può osservare un processo di estrazione del carbonato di litio da salamoia con un livello di dettaglio che indica la presenza di filtrazioni e riutilizzi di prodotti di scarto dalle fasi intermedie, necessarie al processo industriale, ma meno significative per conoscere il prodotto finale che si vuole ottenere.

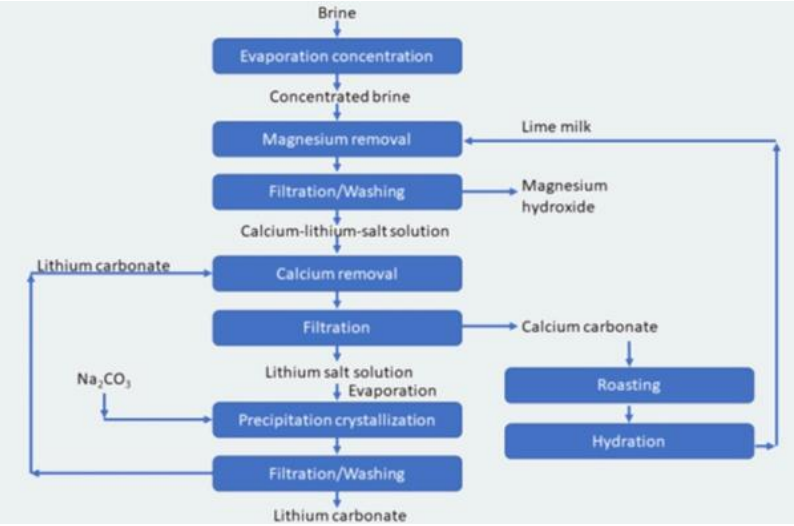


Figura 20: Diagramma di flusso per l'estrazione del litio come carbonato di litio dalla salamoia (Lenntech).

Quando la salamoia ha raggiunto la concentrazione di litio desiderata, viene pompata in un impianto di recupero del litio per effettuare l'estrazione; questo processo varia in base alla composizione del campo salino, ma generalmente comporta i seguenti passaggi principali:

- **Pretrattamento**: questa fase serve per rimuovere eventuali contaminanti o costituenti indesiderati dalla salamoia, come magnesio ed è generalmente usata la filtrazione o la purificazione a scambio ionico.
- **Trattamento chimico**: questa fase serve per isolare i prodotti ed i sottoprodotti da estrarre, applicando una serie di solventi e reagenti chimici con la precipitazione.
- **Filtrazione**: in questa fase si effettua una filtrazione della salamoia per separare i soliti precipitati dalla soluzione.

- **Produzione di litio vendibile**: in questa fase si tratta la salamoia con un reagente, ad esempio il carbonato di sodio (Na_2CO_3), per formare il carbonato di litio (Li_2CO_3), successivamente il prodotto viene filtrato ed essiccato per la vendita; a seconda del prodotto desiderato è possibile applicare diversi reagenti per produrre altre forme di litio comunemente vendute, come idrossido di litio (LiOH), cloruro di litio (LiCl), bromuro di litio (LiBr) o n-butil litio (C_4H_9Li).

Ultimato il processo di estrazione del litio, la soluzione salina rimanente viene restituita al deposito sotterraneo.

2.2.2.3 Estrazione dall'acqua marina

Sono stati sviluppati vari processi di estrazione del litio dall'acqua di mare, ma per ora non sembrano praticamente applicabili per una criticità fondamentale: la concentrazione del litio nell'acqua marina. Nel mare si stima che ci siano ben 230 miliardi di tonnellate di litio, una quantità quasi illimitata, ma il problema consiste nell'estrema diluizione del litio dell'acqua marina: il litio contenuto nell'acqua di mare è generalmente intorno alle 0.2 ppm, un valore estremamente più basso delle salamoie tipicamente utilizzate per l'estrazione del litio, dove la concentrazione di partenza è compresa tra le 300 e le 7000 ppm.

Di seguito vengono descritti alcuni metodi di estrazione dall'acqua marina:

- **Co-precipitazione**: una criticità per il recupero del litio è l'alta presenza di metalli alcalini nell'acqua marina. Anche il litio, infatti, è un metallo alcalino, e questi elementi hanno parametri molto simili: si utilizzano quindi vari reagenti, come potassio (K) o idrossidi di alluminio, per co-precipitare il litio, che viene isolato in un processo successivo di scambio ionico.
- **Scambio e assorbimento ionico**: questo metodo permette di estrarre direttamente il litio senza doverlo co-precipitare, ma il processo di recupero richiede che il litio rimanga a contatto con elementi assorbenti, come ossidi di litio-manganese o ossidi di litio, per lunghi periodi di tempo, ed inoltre questi elementi assorbenti sono molto costosi, e sono acquistabili principalmente in forme di polvere; questo rappresenta un'ulteriore criticità, a causa del rischio di degradazione di quest'ultimi durante il processo.
- **Processo a membrana**: per questo metodo si utilizzano delle membrane nanostrutturate, con dimensioni dei pori nell'ordine dei nanometri; attualmente è il metodo più promettente grazie alla sua efficienza energetica, della sua facilità d'uso e a una continuità del processo, ma è ancora in fase di sviluppo.

2.3 Nichel

Il nichel è utilizzato come metallo puro in piccole quantità, e la maggior parte della produzione è destinata alla fabbricazione di acciai inossidabili e leghe di nichel, ma viene utilizzato anche in molti beni industriali e di consumo, tra cui magneti Alnico (alluminio, nichel e cobalto), monete, batterie ricaricabili, corde di chitarra elettrica, capsule microfoniche, placcature su impianti idraulici e leghe speciali come Permalloy, Elinvar e Invar. Il nichel funge da rivestimento in metallo per la protezione dalla corrosione (la cosiddetta nichelatura) di oggetti metallici: per le sue proprietà protettive contro l'ossidazione, i metalli, in particolare il ferro, sono rivestiti mediante la tecnologia galvanica con uno strato di nichel per determinati scopi tecnici. La presenza di nichel nell'acciaio lo rende resistente alla corrosione e ne aumenta la durezza, tenacità e duttilità, per questo gli acciai alto legati con nichel sono utilizzati in ambienti particolarmente corrosivi.

Il nichel viene estratto da miniere di laterite o di solfuri (*Figura 21*): fino al 2018 le principali miniere di nichel erano di tipo solfuri, mentre dal 2018 al 2023 c'è stata un'inversione di tendenza, con l'aumento di estrazione da laterite, soprattutto grazie all'apertura di nuove miniere in Indonesia.

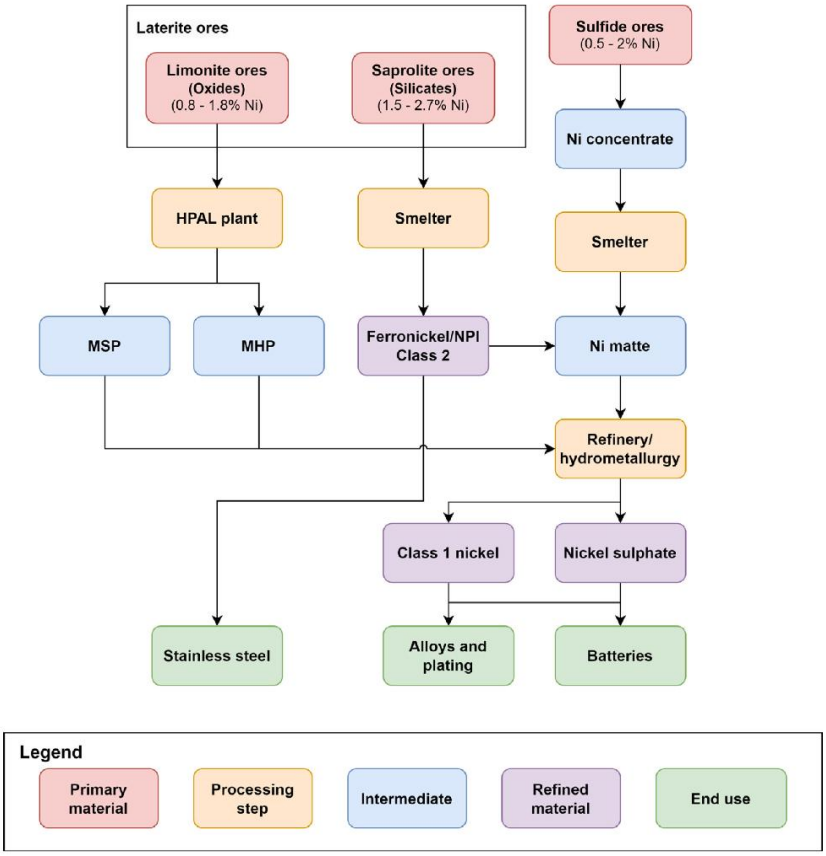


Figura 21: Filiera produttiva del nichel (IEA, 2024c).

Per la laterite si possono distinguere due minerali, la limonite e la saprolite; la limonite viene lavorata mediante un processo idrometallurgico di lisciviazione acida ad alta pressione (*High Pressure Acid Leach* HPAL), oppure di biolisciviazione, che si differenzia dall'HPAL per l'utilizzo di batteri. Si ottengono quindi dei prodotti intermedi come precipitato di idrossido misto (*Mixed-Hydroxide Precipitate* MHP), o precipitato di solfuro misto (*Mixed Sulphide Precipitate* MSP). Dalla saprolite invece è possibile ottenere mediante il processo di fusione in altiforni o in forni elettrici ad arco, la lega di ferro-nichel oppure quella con minore contenuto di nichel, la cosiddetta ghisa di nichel (*Nichel Pig Iron* NPI).

Dai solfuri è possibile quasi sempre trasformare nel sito della miniera ciò che viene estratto in un concentrato di nichel, che può essere già spedito in strutture centralizzate per produrre il cosiddetto *nichel matte*, ovvero una lega di nichel a base di nichel e zolfo (Nickel Institute, 2024) (Andayani et al., 2020).

In fase di raffinazione il nichel viene classificato in due modalità a seconda della purezza del prodotto finito: la *Classe 1* è quella dei prodotti che hanno una quantità di nichel maggiore o uguale al 99.8%, mentre la *Classe 2* è quella che contiene prodotti con meno del 99.8% di nichel. La Classe 1 permette di ottenere un nichel utilizzabile per la produzione di leghe metalliche o per rivestimenti (nichelature),

mentre il nichel di Classe 2 può essere ulteriormente lavorato oppure viene utilizzato nella produzione di acciaio inossidabile.

Per produrre i catodi delle batterie è necessario il solfato di nichel, storicamente prodotto dal nichel di Classe 1, ma può essere prodotto anche attraverso gli MSP e gli MHP, dal nickel matte, oppure dalla lega ferro-nichel. (IEA, 2024c).

Le riserve mondiali di nichel stimate nell'anno 2023 ammontano approssimativamente a 131 milioni di tonnellate, e da come si nota in *Figura 22*, l'Indonesia è il Paese con maggiore disponibilità, con 55 milioni di tonnellate; seguono l'Australia con 24 milioni di tonnellate, il Brasile con 16 milioni di tonnellate, la Russia con 16 milioni di tonnellate, mentre la Cina ha riserve di nichel che ammontano a 4.2 milioni di tonnellate.

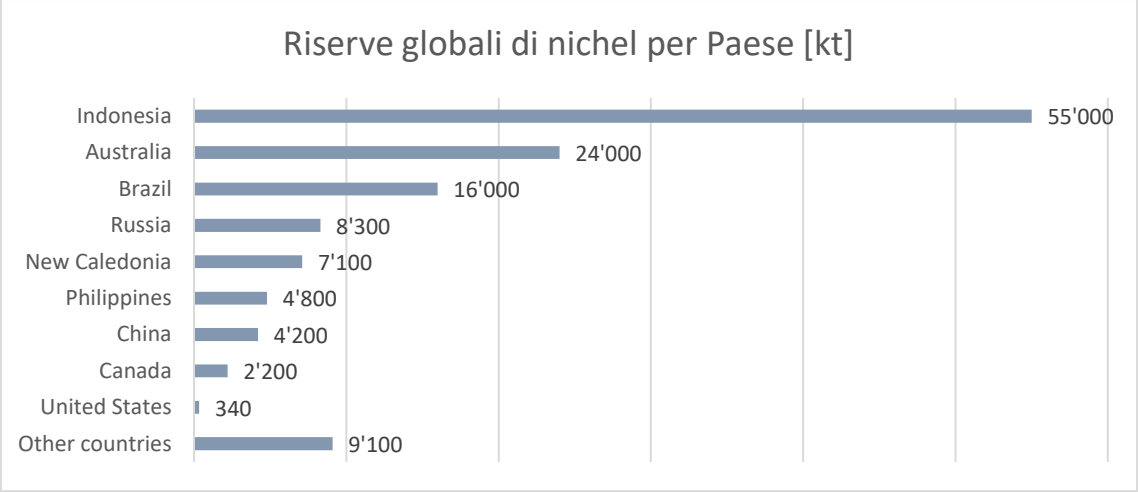


Figura 22: Riserve globali di minerale di nichel in migliaia di tonnellate stimate (all'anno 2023). Tot=131'000 kt (USGS, 2024b).

Più di 25 Paesi in tutto il mondo attualmente estraggono nichel e nel 2023 globalmente sono state estratte circa 3600 mila tonnellate, che equivalgono a circa il 3% del totale delle riserve stimate all'anno 2023 (131000 mila tonnellate), mentre il nichel raffinato raggiunge circa 3900 mila tonnellate (*Figura 23*, *Figura 24*). L'Indonesia domina il mercato globale dell'estrazione alla raffinazione di nichel, detenendo il 50% della capacità estrattiva (1787 kt) ed il 36% della capacità di raffinazione (1414 kt). La Cina, pur non avendo una capacità estrattiva significativa, è riuscita a raffinare nel 2023 il 27% del totale (1065 kt), mantenendo un ruolo di spicco rispetto ad altri Paesi che sono meno attivi nella raffinazione, e maggiormente nell'estrazione. Nonostante l'Australia sia il secondo Paese con maggiori riserve stimate, ha estratto nel 2023 una quantità limitata (111 kt), indicando un minore sviluppo minerario specifico per questo metallo. La Russia ha mantenuto un ruolo di importanza estrattiva e di raffinazione che ricalca la disponibilità globale di nichel. In Europa l'estrazione di nichel ha poco peso, vista anche la scarsa disponibilità di riserve, ma la Finlandia è stata in grado di raffinare circa il 4% del nichel raffinato nel 2023 (138 kt).

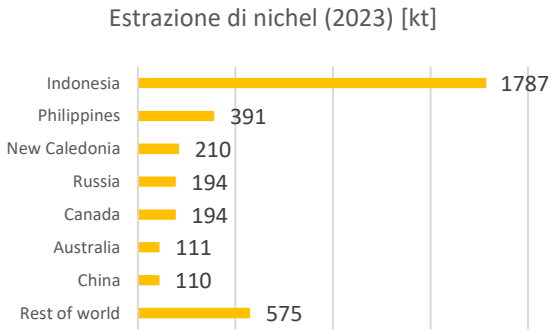


Figura 23: Principali Paesi estrattori di nichel, nell'anno 2023. Tot=3572 kt (IEA, 2024b) (USGS, 2024b).

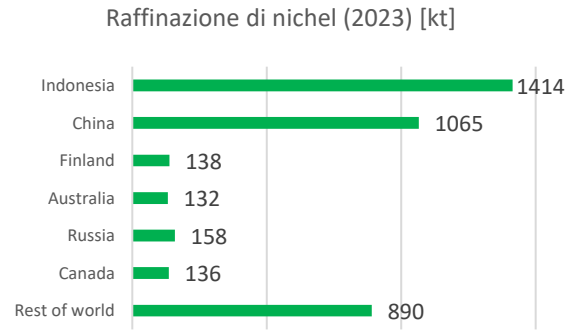


Figura 24: Principali Paesi raffinatori di nichel, nell'anno 2023. Per raffinazione di nichel si include il nichel che viene trasformato in metallo, ossido, ghisa di nichel (NPI) o ferro-nichel, ed esclude gli output dalle fasi di produzione intermedie. Tot=3932 kt (IEA, 2024b).

Dal grafico in *Figura 25*, si nota l'aumento del prezzo del nichel negli anni 2000, per via del boom delle materie prime critiche in Cina, a fronte di una massiccia crescita del consumo di nichel in questo periodo. Le fluttuazioni di prezzo dal 2010 ad oggi dipendono da alcuni divieti di esportazioni di nichel in Indonesia, dall'interruzione, per cause ambientali, delle miniere nelle Filippine, da un aumento di richiesta di nichel per la mobilità elettrica, dalla crisi del Covid-19 e dalla crisi della guerra tra Russia e Ucraina, con la Russia che, come già detto precedentemente, ha un ruolo di spicco (World Bank, 2024).

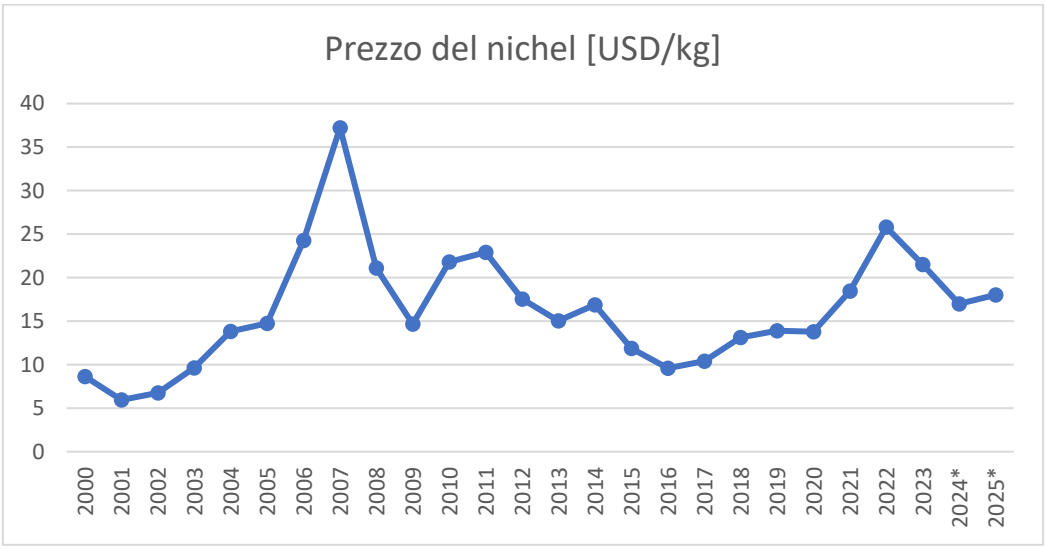
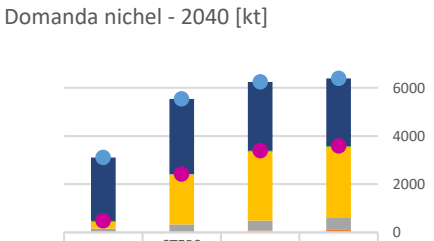


*Figura 25: Andamento nel tempo del prezzo del nichel. * indica che sono dei dati frutto di previsioni* (World Bank, 2024).

Dalla *Figura 26* è possibile notare la domanda di nichel che interesserà l'anno 2040 sarà sostanzialmente data da due categorie di impiego, ovvero i veicoli elettrici ed i cosiddetti "altri usi", che comprendono produzione di acciaio inossidabile e la produzione di batterie destinate all'utilizzo per l'elettronica di consumo. La richiesta futura di nichel utilizzato per i veicoli elettrici è particolarmente più onerosa rispetto al 2023, rendendo la richiesta nello scenario più "green" NZE, circa 10 volte la richiesta attuale. L'altra parte sostanziale di utilizzo del nichel, data dagli usi diversi rispetto a quelli delle tecnologie rinnovabili, mantiene una richiesta pressoché costante, anche considerando i diversi

scenari. Per quanto riguarda le altre applicazioni tecnologiche per energie pulite, si nota che le quantità richieste di nichel sono di gran lunga inferiori, fatta eccezione per varie tecnologie per la generazione di potenza a basse emissioni, come nucleare, biomassa, geotermico e solare a concentrazione.



	2023	STEPS (2040)	APS (2040)	NZE (2040)
Altri usi	2627	3120	2857	2803
Idrogeno	1	4	32	68
Grid battery storage	12	0	0	0
Veicoli elettrici	299	2081	2862	2921
Altre tenologie di generazione di potenza a basse emissioni	119	277	410	492
Eolico	46	48	75	101
Pannelli fotovoltaici	4.4E-01	6.2E-01	7.7E-01	8.7E-01
Totale "green"	477	2411	3380	3583
Totale	3104	5531	6237	6386

Figura 26: Domanda complessiva di nichel per la produzione di pannelli fotovoltaici, eolico, altre tecnologie di generazione di potenza a basse emissioni (nucleare, biomassa, geotermico e solare a concentrazione), batterie (veicoli elettrici, battery storage), produzione di idrogeno ed altri usi (produzione di acciaio inossidabile, batterie utilizzate per scopi diversi da quello energetico) classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2040. (IEA, 2024b).



	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	478	1585	2072	2411	2291	2074
domanda APS	478	1953	2743	3381	3283	3132
domanda NZE	478	2794	3426	3584	3452	3094
estratto	3562	4182	4342	4314		
raffinato	3932	4445	4723	4712		

Figura 27: Richiesta di nichel per tecnologie green nei tre scenari STEPS, APS, NZE vs fornitura (IEA, 2024b).

La domanda di nichel per le sole tecnologie green viene mostrata in *Figura 27* ed il picco di richiesta che interessa il periodo da oggi al 2040 si presenta intorno al 2040, per tutti e tre gli scenari. Da come presentato in precedenza nella filiera produttiva, il nichel raffinato (di Classe 1 e di Classe 2) rappresenta la materia prima che viene utilizzata nelle applicazioni tecnologiche. I catodi delle batterie utilizzano il solfato di nichel, che storicamente viene prodotto dal nichel di Classe 1, perciò la domanda per le sole batterie per veicoli elettrici, che è quella più intensiva al 2040, va confrontata con la produzione di nichel di Classe 1, e quindi solfato di nichel. A partire dal 2030, il solfato di nichel potrà avere delle criticità di fornitura, come viene evidenziato in *Figura 28* anche considerando i casi di fornitura intensiva e con riciclo (IEA, 2024c).

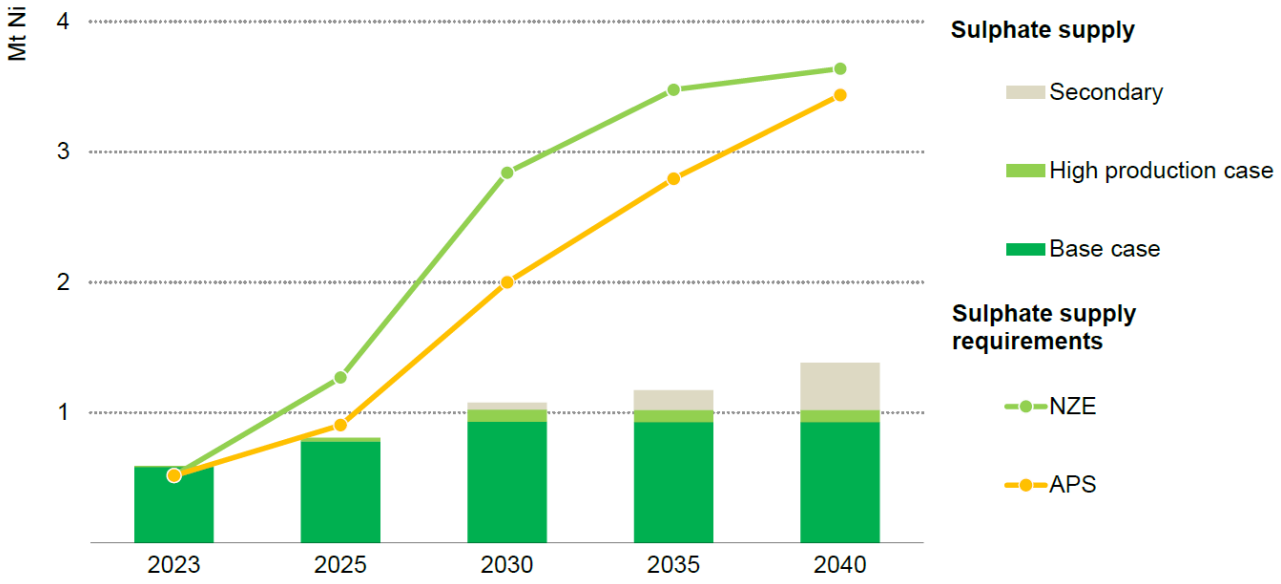


Figura 28: Confronto tra domanda e fornitura attese di solfato di nichel totale della richiesta (come da Figura 27) (IEA, 2024c).

La fornitura di nichel raffinato è elevata, ma se si considera che la richiesta di nichel deve comprendere anche i cosiddetti "altri utilizzi", allora la sola fornitura diretta di nichel prevista nel 2040 è molto inferiore alla domanda complessiva per l'insieme delle applicazioni. La richiesta totale prevista di nichel in tale anno infatti ammonta a 5531 kt (2411+3120) per lo scenario STEPS, a 6238 kt (3381+2857) per lo scenario APS, a 6387 kt (3584+2803) per lo scenario NZE, oltrepassando le disponibili 4712 kt. Ma la criticità sulla capacità di fornitura, sempre senza considerare il riciclo, può essere individuata nell'anno 2030 e nello scenario STEPS che è quello che richiede l'utilizzo meno intensivo di nichel, prevedendo un totale di 4451 kt (1585 dalle tecnologie green, più 2866 dagli altri usi) che non verrà soddisfatto dalle 4182 kt di nichel raffinato.

2.4 Grafite

La grafite è una forma allotropica del carbonio e grazie alle sue proprietà chimiche, termiche ed elettriche, trova applicazione in svariati campi, dall'elettrotecnica (spazzole dei motori elettrici) alla metallurgia (elettrodi per forni elettrici, crogioli refrattari), all'industria aerospaziale (ugelli di scarico di endoreattori), all'industria chimica (scambiatori di calore, recipienti di reazione), ad altri campi generici (produzione di matite, produzione di lubrificanti) (Treccani-b). La grafite viene anche ampiamente utilizzata nella tecnologia delle batterie agli ioni di litio, sia per veicoli elettrici che per applicazioni di storage e la sua funzione è quella di anodo, contribuendo all'80% del mercato globale per gli anodi. Per poter essere utilizzata nelle batterie la grafite deve essere lavorata in modo da ottenere la cosiddetta grafite per batterie (*battery-grade graphite)*.

La grafite si trova in depositi geologici in forma di vene di grafite, amorfa, in scaglie di grafite, ma può essere ottenuta anche artificialmente sintetizzando la grafite da combustibili fossili come coke di petrolio, tipicamente applicando il *processo Acheson*. Questo processo è relativamente semplice ed economico, ma per salvaguardare la salute dei lavoratori e preservare l'ambiente sono necessari dei costi aggiuntivi. La produzione di grafite sintetica è largamente applicata in Cina, in cui attualmente non si ha la stessa attenzione sui temi di sostenibilità che si ha nei Paesi occidentali, quindi è permesso

fare dei tagli sui costi complessivi del processo, rendendolo praticamente esclusivo alla Cina (Adham & Francey, 2023).

La grafite per batterie viene prodotta a partire sia dalla grafite naturale che dalla grafite sintetica (*Figura 29*). Le scaglie di grafite naturale vengono arrotolate in un processo denominato sferonizzazione, in modo da conferire al prodotto delle proprietà isotropiche, aumentando la diffusione degli ioni di litio; questo processo comporta la perdita della metà della grafite che si aveva a inizio lavorazione (Fischer et al., 2023). Seguono dei processi di purificazione e di rivestimento superficiale (IEA, 2024c).

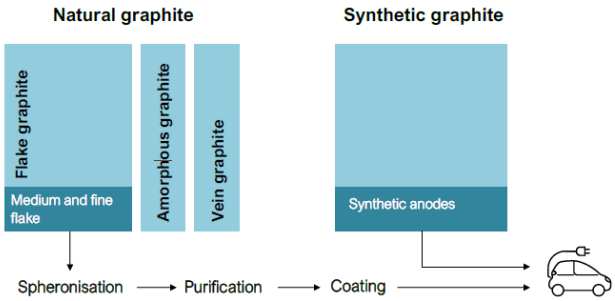


Figura 29: Supply chain della grafite per batterie (IEA, 2024c).

Le riserve di grafite naturale stimate nell'anno 2023 ammontano ad un totale di circa 280 milioni di tonnellate, con Cina e Brasile che possiedono circa il 54% delle riserve globali, mentre in Africa (in Mozambico, Madagascar e Tanzania) si trovano circa il 24% delle riserve globali (*Figura 30*).

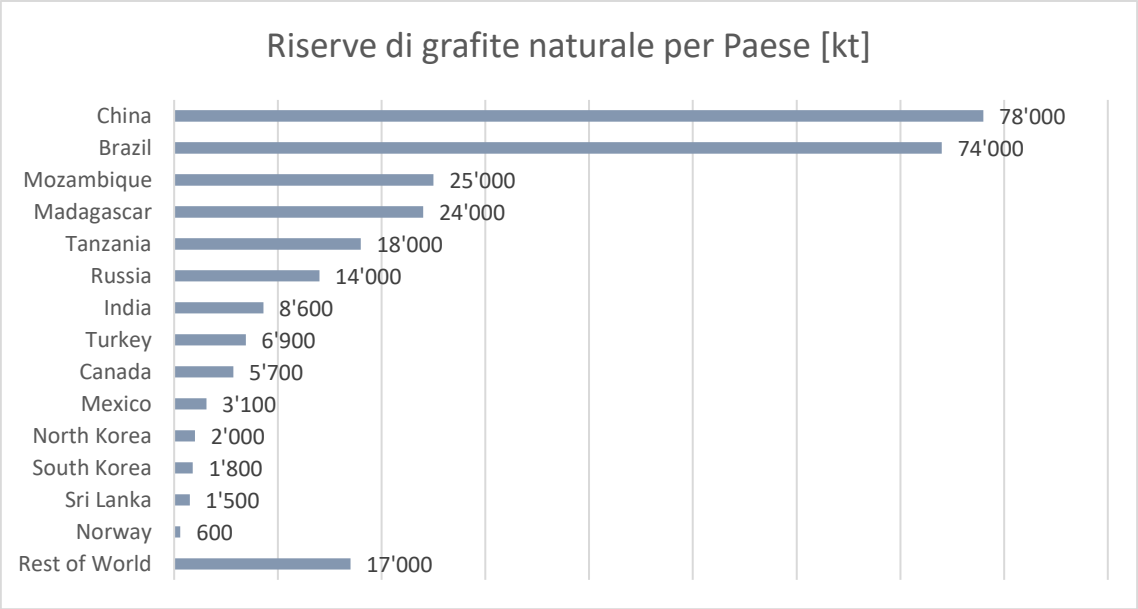


Figura 30: Riserve globali di grafite in migliaia di tonnellate stimate nell'anno 2023. Il resto del mondo (Rest of World) comprende Stati Uniti d'America, Austria, Germania, Ucraina, Vietnam. Tot=280'000 kt (USGS, 2024c).

Come mostra la *Figura 31*, la Cina attualmente è lo Stato che riesce ad estrarre più grafite e questo la pone nel mercato come il leader indiscusso, nonostante le riserve di altri Paesi siano considerevoli.

La raffinazione della grafite per batterie può avvenire partendo da grafite naturale, oppure sintetizzando combustibili fossili. Anche in questo caso la Cina ha un ruolo di leadership, detenendo

il 90% della capacità di raffinazione mondiale (*Figura 32*). Il dominio globale della Cina le garantisce una posizione di estrema importanza nella produzione delle batterie e per i veicoli elettrici.

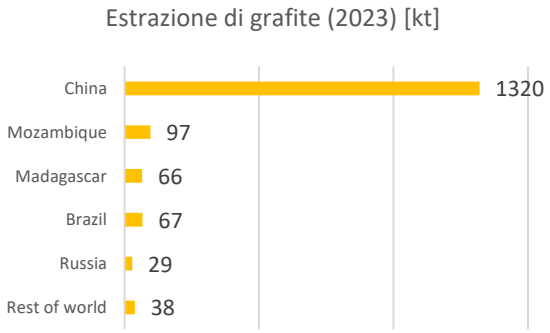


Figura 31: Principali Paesi estrattori di grafite nell'anno 2023. L'estrazione di grafite comprende tutte le forme di grafite naturale. Tot=1617 kt (IEA, 2024b).

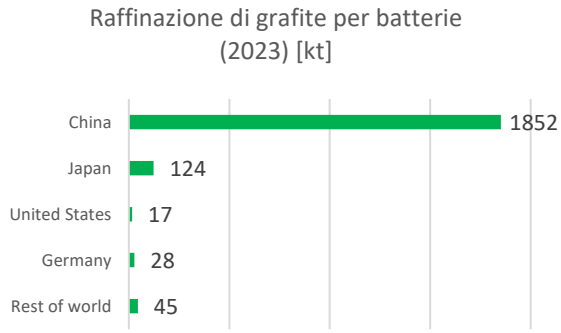
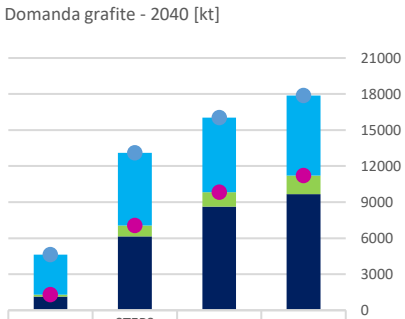


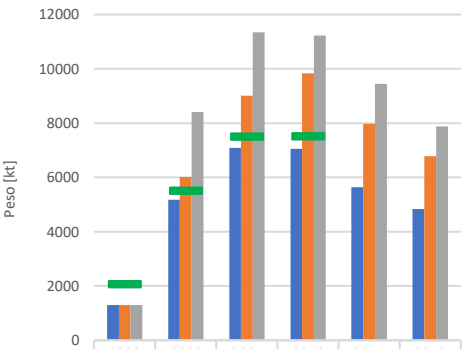
Figura 32: Principali Paesi raffinatori di grafite per batterie, nell'anno 2023. Per raffinazione di grafite per batterie si intende la produzione di grafite purificata e rivestita dopo la sferonizzazione, partendo dalla grafite naturale, oppure la grafite sintetica. Tot=2065 kt (IEA, 2024b).

Rispetto al 2023, la previsione della domanda di grafite nell'anno 2040 rappresentata in *Figura 33* comporta un significativo aumento, per via della crescita della richiesta di veicoli elettrici e di batterie per lo storage. Ovviamente negli scenari in cui le tecnologie green sono maggiormente utilizzate, la richiesta di grafite cresce in modo ancora più considerevole.



	2023	STEPS (2040)	APS (2040)	NZE (2040)
Altro	3340	6047	6185	6650
Grid battery storage	145	904	1210	1555
Veicoli elettrici	1147	6148	8629	9668
Totale "green"	1292	7052	9839	11223
Totale	4632	13099	16024	17873

Figura 33: Domanda complessiva di grafite per la produzione di batterie (veicoli elettrici, battery storage), altro (elettrodi per fornaci elettriche ad arco per la produzione di acciaio, elettronica di consumo), classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2040. (IEA, 2024b).



	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	1292	5179	7087	7053	5633	4839
domanda APS	1292	6013	9005	9839	7976	6777
domanda NZE	1292	8407	11349	11222	9441	7879
fornitura di grafite per batterie	2065	5504	7501	7514		

Figura 34: Richiesta di grafite per batterie di veicoli elettrici o per battery storage e relativa fornitura. Con grafite per batterie si intende quella prodotta da grafite naturale e sintetica (IEA, 2024b).

Nell'anno 2035 ci si attende il picco di domanda per la grafite utilizzata per la produzione di batterie (*Figura 34*), con la fornitura che riesce a coprire la domanda per le sole batterie e per il solo scenario STEPS. Per gli altri scenari la soluzione potrebbe essere data dal riciclo, oppure dallo sviluppo di tecnologie che utilizzano diversi materiali anodici per le batterie agli ioni di litio (IEA, 2024c).

2.5 Manganese

Il manganese è un elemento comune sulla Terra, nella crosta continentale è presente in una concentrazione dello 0.095%, simile a quella del fosforo o del fluoro: dopo ferro e titanio, è il terzo metallo di transizione più comune. I minerali di manganese estraibili contengono almeno il 35% di manganese e, a seconda di altri elementi contenuti, i minerali sono utilizzati per varie applicazioni: il minerale di manganese che viene utilizzato in ambito metallurgico contiene tra il 38% ed il 55% di manganese e viene estratto principalmente sottoterra.

Il 90% del manganese estratto viene usato per la produzione di diversi tipi di acciai, come quello inossidabile, partendo dalle leghe a base di ferro e manganese (ferromanganese), o a base di ferro, manganese e silicio (il cosiddetto *Spiegeleisen)* o leghe di manganese e silicio. Viene anche utilizzato come elemento in leghe di alluminio e silicio, in qualità di disossidante, con effetto di miglioramento delle proprietà delle leghe; come metallo puro viene utilizzato in misura molto limitata. La lega ferromanganese viene ottenuta facendo ridurre l'ossido di manganese e i minerali di ferro con coke in una fornace elettrica, e similmente può essere ottenuta la lega di ferro-silicio-manganese, aggiungendo il quarzo, che serve ad apportare la silice.

Per ottenere il manganese puro non è conveniente utilizzare un processo di separazione ad alte temperature; il manganese tipicamente si trova in composti di carburi stabili come Mn_7C_3 e solo raggiungendo temperature superiori a 1600 °C si arriva a separare il manganese puro. Il manganese, a queste temperature, si trova sotto forma di vapore e questo rende il processo non conveniente dal punto di vista economico. Più efficiente invece è l'impiego dell'idrometallurgia, in cui il minerale di manganese viene ossidato, poi lisciviato ed il solfuro di manganese che si ottiene viene alla fine sottoposto ad elettrolisi. (ISE-b).

La richiesta attuale di manganese per le batterie non è elevata, ma si prevede una rapida crescita per via dell'aumento della diffusione dei veicoli elettrici. Il manganese è cruciale nella tecnologia delle batterie NMC, in cui viene utilizzato come uno dei componenti del catodo e di cui si è già detto si prevede un futuro incremento (**Sezione 1.5.1**) (IEA, 2024c).

Il totale delle riserve di manganese stimate al 2023 è di 1908 milioni di tonnellate (*Figura 35*), che in maggior parte si trovano in Sud Africa (32%), Australia (26%), Cina (15%) e Brasile (14%).

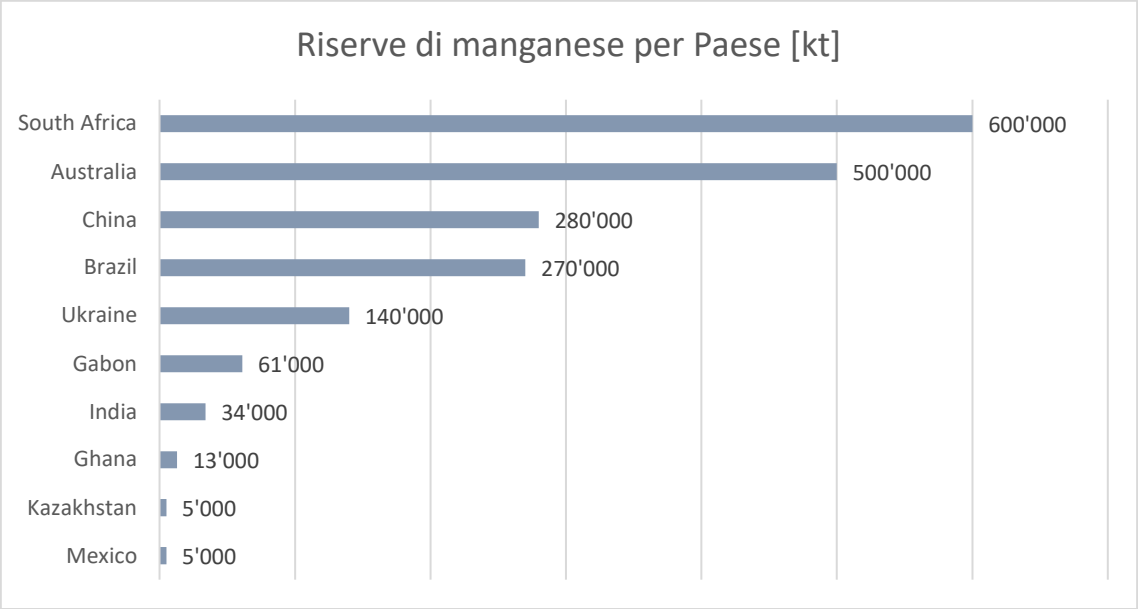


Figura 35: Riserve globali di manganese in migliaia di tonnellate stimate nell'anno 2023. Tot=1'908'000 kt (USGS, 2024d).

L'estrazione globale del 2023 di manganese ammonta a circa 20'000 kt, dominata da Sud Africa, Gabon e Australia, che realizzano circa i tre quarti del totale (*Figura 36*).

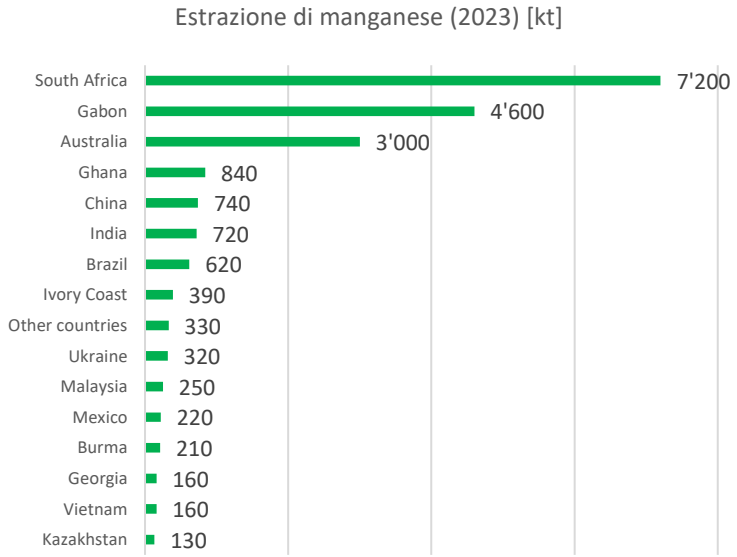


Figura 36: Principali Paesi estrattori di manganese, nell'anno 2023. Tot=19'890 kt (USGS, 2024d).

Nella primavera del 2022 il prezzo globale in USD al chilogrammo, del manganese (*Figura 37*) ha raggiunto picchi elevati, in particolare il minerale greggio ha segnato un record storico, di quasi 7.5$ al chilogrammo, ritornando a valori leggermente più alti rispetto a quelli pre-pandemia Covid-19.

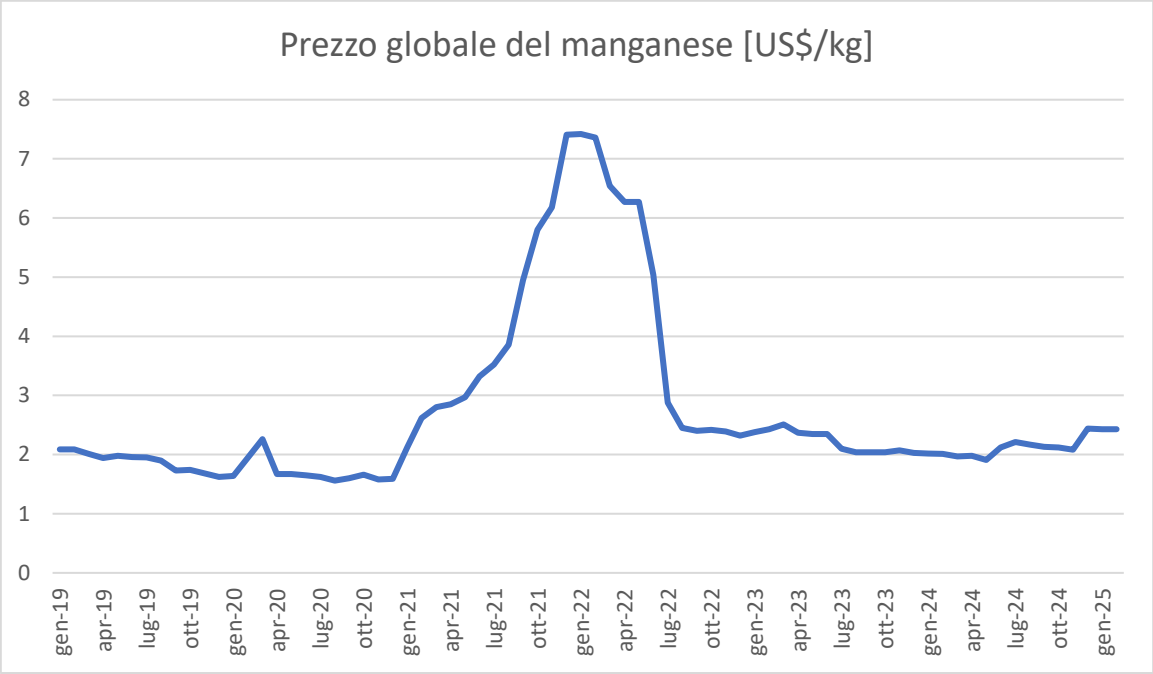


Figura 37: Andamento del prezzo a livello globale del manganese in US$/kg (Business Analytiq, 2025).

La domanda di manganese per le tecnologie green viene presentata nei tre grafici di *Figura 38*. Si può notare come quella per veicoli elettrici sia in forte crescita per tutti gli scenari presentati per i prossimi anni. Considerando che il manganese viene utilizzato per la stragrande maggioranza nell'industria siderurgica (90%) è possibile affermare che attualmente il rischio di incapacità di soddisfare la domanda complessiva per il manganese è basso, ma il problema potrebbe presentarsi nei prossimi decenni. Oltretutto, il composto chimico di manganese che serve alle batterie NMC è il solfato di manganese, e questo deve avere una purezza estremamente elevata (*High-Purity Manganese Sulphate Monohydate* HPMSM).

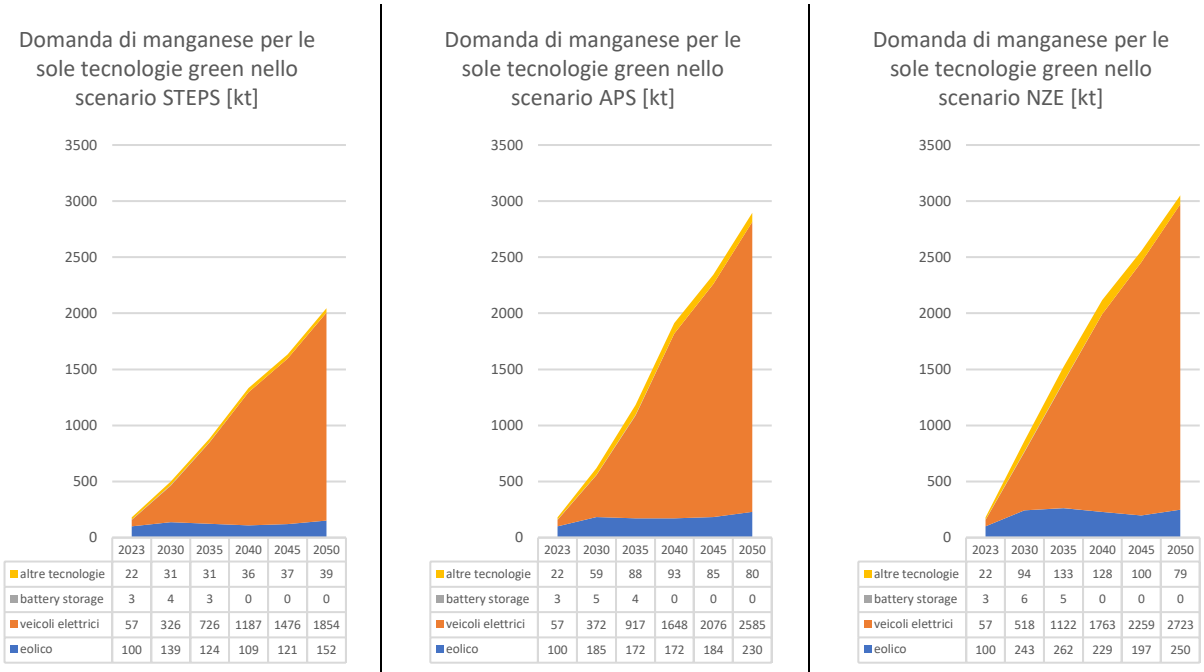


Figura 38: Domanda di manganese per le sole tecnologie green nei tre scenari STEPS, APS, NZE. Per "altre tecnologie" si intendono nucleare, idroelettrico, geotermico, solare a concentrazione, ed elettrolizzatori (IEA, 2024b).

2.6 Cobalto

Il Cobalto è un elemento raro con una presenza nella crosta terrestre dello 0.004%, ed i principali giacimenti si trovano nella Repubblica Democratica del Congo (RDC) e nello Zambia. Il Cobalto, nelle sue forme non radioattive, viene utilizzato come componente di lega per aumentare la resistenza al calore di acciai legati e alto legati, in particolare acciaio rapido e superleghe, come fase legante di metalli duri e utensili diamantati, denominati comunemente Widia. Dall'avvento delle batterie agli ioni di litio negli anni 1990, il cobalto è stato utilizzato in particolare per le applicazioni mobili, poiché la batteria agli ossidi di litio-cobalto ha una densità energetica particolarmente elevata, rendendo le prestazioni del veicolo più efficienti.

Il cobalto è ottenuto principalmente da minerali di rame e nichel, ed il metodo di estrazione dipende dalla composizione del minerale madre, in quanto la maggior parte del cobalto si ottiene riducendo i sottoprodotti del cobalto delle miniere di nichel e rame. Poiché il cobalto è in genere un sottoprodotto, la sua offerta dipende in larga misura dalla redditività economica dell'estrazione del rame e del nichel in un determinato mercato. Esistono diversi modi per separare il cobalto dal rame e dal nichel, a seconda della concentrazione di cobalto e dell'esatta composizione del minerale utilizzato; un metodo è il galleggiamento della schiuma, in cui i tensioattivi si legano a vari componenti minerali, portando ad un accumulo di sali di cobalto. La successiva torrefazione converte i minerali in solfato di cobalto (II) e ossida rame e ferro. Lavando con acqua, il solfato viene estratto insieme agli arseniati. I residui vengono ulteriormente lisciviati con acido solforico, producendo una soluzione di solfato di rame. Il cobalto può anche essere lisciviato dal rame fuso. (ISE).

A livello mondiale le riserve di cobalto all'anno 2023 ammontano a circa 11 milioni di tonnellate ed il Paese che possiede la maggiore quantità di riserve, come già detto, è la Repubblica Democratica del Congo, con circa il 55% delle riserve mondiali, che in totale si stima ammontino a 10'529 mila

tonnellate (*Figura 39*). Le riserve dell'Australia sono circa un terzo di quelle della Repubblica Democratica del Congo. Al di fuori di questi paesi, la dispersione geografica è estremamente elevata, con similitudini rispetto alle terre rare (che sono estremamente sparse nel globo, ma in concentrazioni molto basse).

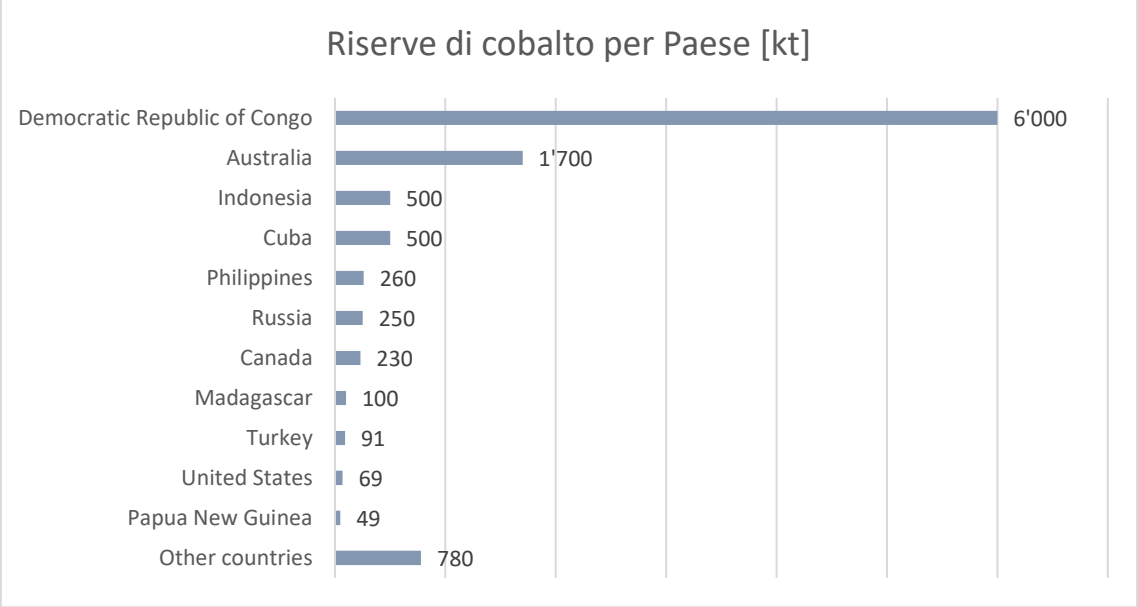


Figura 39: Riserve globali di manganese in milioni di tonnellate stimate nell'anno 2023. Tot=10'529 kt (USGS, 2024e).

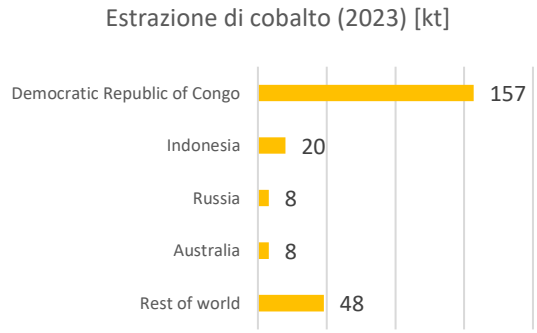


Figura 40: Principali Paesi estrattori di cobalto, nell'anno 2023. Tot=240 kt (IEA, 2024b).

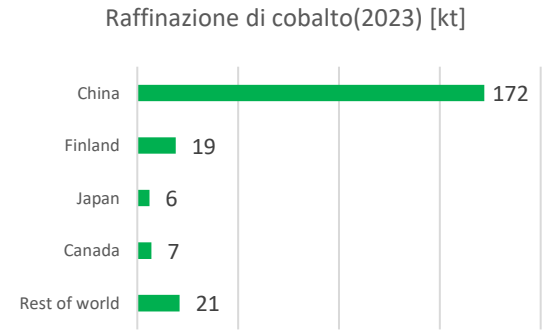


Figura 41: Principali Paesi raffinatori di cobalto, nell'anno 2023. Tot=224 kt (IEA, 2024b).

La Repubblica Democratica del Congo conta circa il 65% della produzione a livello mondiale del Cobalto, con 157 kt (*Figura 40*). La Cina domina invece la fase di raffinazione, con 172 kt (*Figura 41*): dal minerale di cobalto grezzo si ottiene tramite arricchimento e raffinazione l'ossido di cobalto, che in seguito viene riscaldato e mescolato con acido solforico per ottenere solfato di cobalto ($CoSO_4$). La maggior parte dei minerali di cobalto grezzo sono minerali che contengono il cobalto come "impurità" ed infatti il contenuto del cobalto è generalmente basso, quindi sono necessari dei processi di arricchimento, separazione e raffinazione, che però sono complessi ed hanno un consumo di energia e agenti chimici elevati. Inoltre la distanza di spedizione tra il Congo, il principale produttore di minerale di cobalto e la Cina, il principale produttore di prodotti dalla raffinazione del cobalto, aumenta anche il consumo e l'impatto ambientale legato al trasporto. La costruzione di una miniera

di Cobalto necessita di grandi investimenti e tempi lunghi, e la maggior parte delle miniere rimane localizzata nella RDC. La Cina ha adottato una strategia che le possa consentire di avere un ruolo chiave nello sviluppo della filiera globale del cobalto assicurandosi gli approvvigionamenti; nel 2018 ha formato una "Unione delle compagnie minerarie", ed ha investito in infrastrutture per trasporto e raffinazione in Africa in modo tale da poter accrescere il controllo diretto delle filiere e delle fasi più costose della produzione. A livello globale la Cina è il Paese che consuma più cobalto, principalmente per l'industria di fabbricazione di batterie ricaricabili.

I prezzi del cobalto (*Figura 42*) hanno raggiunto i massimi storici nel 2018, ma nel 2022 a causa del conflitto Russia-Ucraina si sono raggiunti valori molto vicini ai picchi record del 2018 (la Russia è il terzo fornitore a livello globale di cobalto); a fine 2024 il prezzo è ritornato al livello pre-covid.

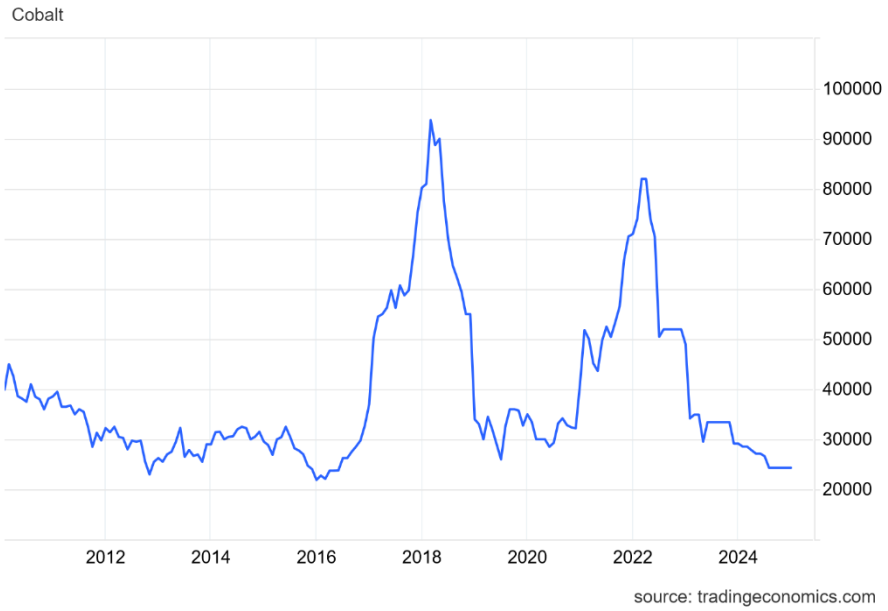
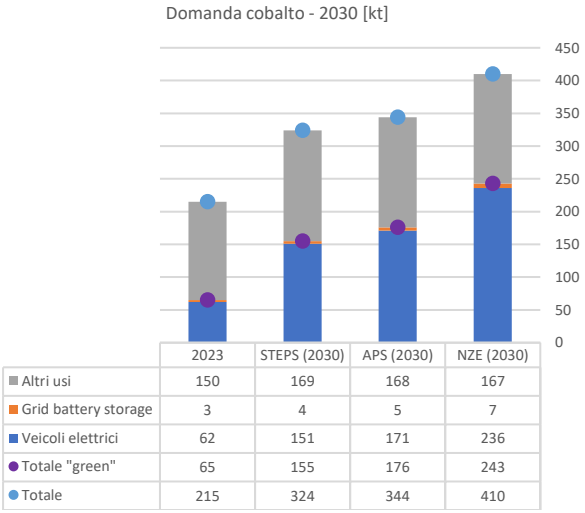


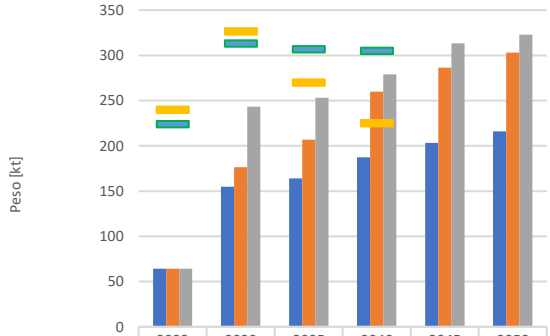
Figura 42: Andamento dei prezzi del Cobalto nel tempo [USD/t], (Trading Economics, 2025).

In *Figura 43* è rappresentata la domanda per il cobalto nell'anno 2023 e nell'anno 2030, per cui si prevede si avrà un picco della fornitura (*Figura 44*). Dai grafici la richiesta sembra essere supportata dal cobalto raffinato per tutti gli scenari per le tecnologie green, ma se si considera il totale della richiesta di cobalto, allora la fornitura già nel 2030 non soddisfa la domanda. Nel 2035 la fornitura di cobalto soddisferà a mala pena la domanda NZE e successivamente anche negli altri scenari sarà difficile coprire tutta la domanda.



	2023	STEPS (2030)	APS (2030)	NZE (2030)
Altri usi	150	169	168	167
Grid battery storage	3	4	5	7
Veicoli elettrici	62	151	171	236
Totale "green"	65	155	176	243
Totale	215	324	344	410

Figura 43: Domanda complessiva di cobalto, classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2040 (IEA, 2024b).



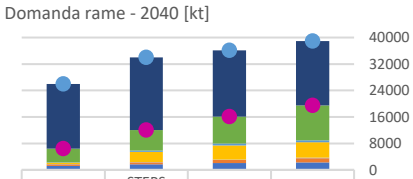
	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	64	155	164	187	203	216
domanda APS	64	177	207	260	286	303
domanda NZE	64	243	253	279	313	323
estratto	240	326	270	225		
raffinato	224	313	307	305		

Figura 44: Richiesta di cobalto per tecnologie green nei tre scenari STEPS, APS, NZE vs fornitura. (IEA, 2024b).

2.7 Rame

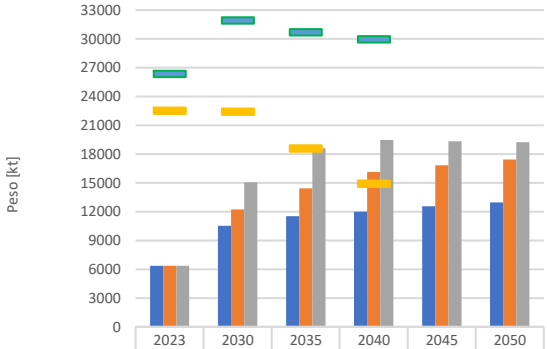
Il rame è un metallo che viene utilizzato in un'ampia serie di applicazioni elettroniche ed industriali, per via delle sue proprietà uniche di conduttività termica ed elettrica. Il rame estratto da miniere è contenuto in due minerali, solfuro di rame (che costituisce circa l'80% della produzione) e ossido di rame (che costituisce il restante 20% della produzione) (IEA, 2021).

In *Figura 45* si riporta una previsione della domanda globale del rame al 2040 confrontata con la situazione al 2023, e si può notare che l'utilizzo più oneroso di rame è per applicazioni che includono il settore dei trasporti e della generazione di potenza che non sono correlati alle energie pulite. La rete elettrica è la seconda voce a livello di domanda di rame, per via del massivo utilizzo che ne deve essere fatto per potenziare le infrastrutture a supporto delle tecnologie per le energie rinnovabili: nello scenario NZE la domanda di rame in tale ambito sarà 2.5 volte quella attuale. Il terzo utilizzo maggiore di rame futuro sarà quello dei veicoli elettrici, che rappresenterà un filone tecnologico in espansione, con il rame che viene ampiamente utilizzato per parti del motore, batteria, cavi, sistemi di controllo, ecc. con una domanda che sarà compresa dalle 8 alle 12 volte la domanda attuale, a seconda dello scenario che si considera. Seguono nella lista della domanda di rame quella per i pannelli fotovoltaici, relativamente costante nel tempo, e lo storage di energia elettrica, in crescita contenuta nei prossimi anni.



	2023	STEPS (2040)	APS (2040)	NZE (2040)
Altri usi	19543	21997	20036	19434
Rete elettrica	4143	6125	8186	10510
Grid battery storage	40	381	509	654
Veicoli elettrici	396	3131	4297	4642
Altre tenologie di generazione di potenza a basse emissioni	83	83	146	183
Eolico	502	580	939	1243
Pannelli fotovoltaici	1208	1684	2049	2245
Totale "green"	6372	11984	16127	19478
Totale	25915	33981	36163	38912

Figura 45: Domanda complessiva di rame, classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2040 (IEA, 2024b).



	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	6372	10542	11523	11984	12560	12967
domanda APS	6372	12231	14424	16127	16831	17439
domanda NZE	6372	15046	18584	19478	19326	19239
estratto	22508	22412	18553	14889		
raffinato	26336	31922	30675	29944		

Figura 46: Richiesta di rame per tecnologie green nei tre scenari STEPS, APS, NZE vs fornitura. (IEA, 2024b).

In *Figura 46* viene indicata la richiesta del rame per le sole tecnologie per energie rinnovabili, nei tre scenari proposti, in cui si nota che l'estrazione di rame calerà da qui al 2040, mentre la raffinazione si attesterà su valori pressoché costanti, che permetteranno di soddisfare la domanda delle tecnologie green nei tre scenari. Il riciclo (già ampiamente praticato) sarà necessario per poter sostenere tutte le applicazioni che utilizzano il rame, considerando anche quelle destinate ad altri utilizzi, diversi da quelli delle tecnologie green.

2.8 Terre rare per magneti

Le terre rare (*Rare Earth Elements REE*) comprendono un gruppo di 17 elementi: scandio, ittrio, lantanio e tutti gli elementi che costituiscono la famiglia dei lantanidi, ovvero cerio, praseodimio, neodimio, promezio, samario, europio, gadolinio, terbio, disprosio, olmio, erbio, tulio, itterbio, lutezio. Possono essere divise in terre rare leggere[6] (*Light Rare Earths Elements* LREE) ed in terre rare pesanti[7] (*Heavy Rare Earths Elements* HREE). Le LREE sono spesso utilizzate in purificatori d'acqua, in assorbitori di idrogeno, come stabilizzatori in composti catalitici, mentre le HREE sono usate per la produzione di schermi per dispositivi elettronici, lampade fluorescenti, cavi di fibre ottiche.

Le terre rare non sono così "rare" come suggerirebbe il nome, infatti rispetto all'oro per esempio, sono più comuni di circa 200 volte; sono reperibili in diversi minerali sparsi nel mondo[8], ma la loro concentrazione è talmente bassa da renderle "rare". Non è facile trovare giacimenti abbastanza grandi e concentrati tali da rendere conveniente l'estrazione, ma si stima che le riserve globali all'anno 2023 ammontassero a 110 milioni di tonnellate (USGS, 2024f). L'estrazione delle terre rare implica perciò dei processi complicati e costosi, che impiegano sostanze dannose per l'ambiente e la produzione di rifiuti tossici.

[6] Terre rare leggere comprendono: lantanio, cerio, praseodimio, neodimio, samario, europio.

[7] Terre rare pesanti comprendono: gadolinio, terbio, disprosio, olmio, erbio, tulio, itterbio, lutezio, scandio, ittrio.

[8] Fatta eccezione per il promezio, che è un elemento radioattivo artificiale.

Chimicamente sono classificabili come metalli e negli ultimi decenni sono stati oggetto di interesse per le applicazioni in diversi settori, come l'elettronica di consumo, l'eolico, il fotovoltaico, i motori dei veicoli elettrici, ed altre. Le proprietà magnetiche delle terre rare hanno portato ad un utilizzo nelle calamite permanenti di forti magneti, specialmente utilizzando **praseodimio, neodimio, terbio e disprosio**. La calamita più forte è la Neodimio-Ferro-Boro (NdFeB), che viene utilizzata nei motori di veicoli elettrici e nei generatori associati a turbine eoliche, per esempio. L'utilizzo di magneti potenti, infatti, permette un aumento di efficienza nei veicoli elettrici, con un conseguente risparmio energetico compreso tra il 20% ed il 40% rispetto alle altre tipologie di motori che non li utilizzano. Questo efficientamento energetico implica una potenziale riduzione di peso del veicolo, che sulle batterie contenute nei veicoli elettrici porta ad un possibile "risparmio" di 60-80 kg tra litio, nichel e cobalto, utilizzando solamente 1-2 kg di terre rare. (Bagatti et al., 2015) (IEA, 2024c).

La Cina si attesta attualmente come principale paese per l'estrazione di terre rare per magneti, estraendo il 61% di un totale di 72 kt (*Figura 47*). Anche la raffinazione delle terre rare per magneti vede come quasi assoluta protagonista la Cina, che riesce a processare il 92% del totale di 76 kt (*Figura 48*). Il predominio cinese in ambito estrattivo è stato costruito nel corso degli anni, con delle politiche interne che hanno permesso di consolidare il settore rendendolo di proprietà statale, a partire dal 2012, e sfociate recentemente nel *China Rare Earth Group,* frutto della fusione di tre grandi conglomerati minerari e due istituti di ricerca, che riuscirà a controllare gran parte delle terre rare della Cina e circa il 30-40% della fornitura globale (Agenda Digitale, 2025).

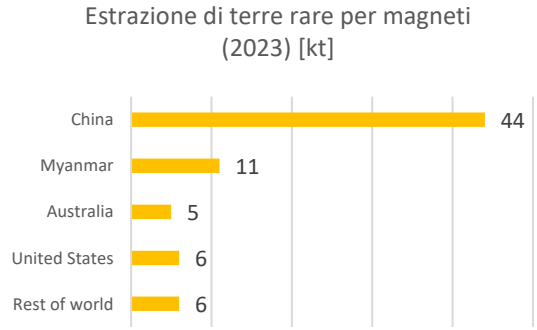


Figura 47: Principali Paesi estrattori di terre rare per magneti (praseodimio, neodimio, terbio, disprosio), nell'anno 2023. Tot=72 kt (IEA, 2024b).

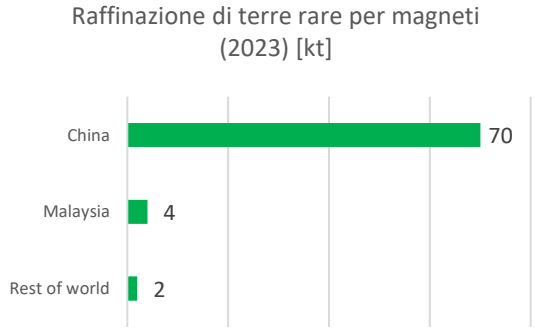
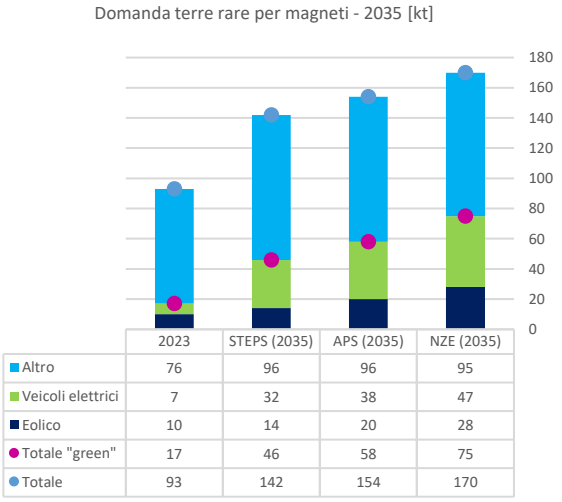


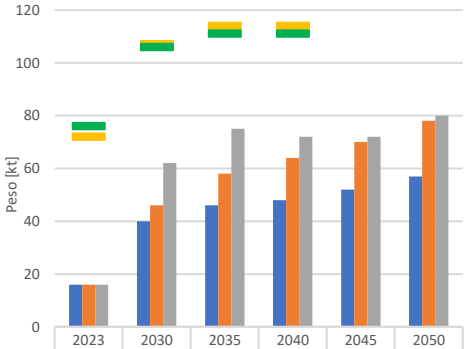
Figura 48: Principali Paesi raffinatori di terre rare per magneti (praseodimio, neodimio, terbio, disprosio), nell'anno 2023. Tot=76 kt (IEA, 2024b).

La domanda delle terre rare per magneti (*Figura 49*) è di 93 kt al 2023, tra cui le applicazioni per eolico e veicoli elettrici è minoritaria, ma già nel 2035 la domanda prevista ridistribuisce la richiesta di terre rare nelle diverse applicazioni, per cui si nota che nei tre diversi scenari, i veicoli elettrici richiederanno nello scenario STEPS il 23% del totale, nello scenario APS il 25% del totale, nello scenario NZE il 28% del totale.



	2023	STEPS (2035)	APS (2035)	NZE (2035)
Altro	76	96	96	95
Veicoli elettrici	7	32	38	47
Eolico	10	14	20	28
Totale "green"	17	46	58	75
Totale	93	142	154	170

Figura 49: Domanda complessiva di terre rare per magneti (praseodimio, neodimio, terbio, disprosio), classificata nei suoi utilizzi nei tre scenari STEPS, APS, NZE al 2035. Con "altro" si intende l'utilizzo dei magneti permanenti in settori come ceramica, vetro, leghe metalliche, elettronica di consumo, settore medicale (IEA, 2024b).



	2023	2030	2035	2040	2045	2050
domanda STEPS	16	40	46	48	52	57
domanda APS	16	46	58	64	70	78
domanda NZE	16	62	75	72	72	80
estrazione	72	107	114	114		
raffinazione	76	106	111	111		

Figura 50: Richiesta di terre rare per magneti (praseodimio, neodimio, terbio, disprosio), utilizzati in campo eolico e nei motori dei veicoli elettrici. I pesi sono indicati come contenuto di terre rare, non come ossido equivalente (REO) (IEA, 2024b).

La fornitura di terre rare per magneti utilizzati in ambito eolico e per veicoli elettrici è inferiore alla fornitura globale, ma per sostenere tutte le altre applicazioni e prevenire potenziali rischi di approvvigionamento, in tutti gli scenari futuri sarà necessario il riciclo.

3. Supply chain e ciclo di vita delle batterie agli ioni di litio

In questo capitolo verranno mostrate le fasi che nello schema della filiera produttiva del **Capitolo 2**, vengono chiamate con *Manufacturing* ed *End Of Life*, identificando i principali attori nella fase di produzione delle batterie, le gigafactories ed i flussi logistici.

3.1 Distinta base di un pacco batteria per veicoli elettrici

Le batterie agli ioni di litio destinate all'utilizzo nei veicoli elettrici sono costituite da **pacchi batteria**, ovvero una serie di celle assemblate in maniera modulare. L'assemblaggio modulare ha il vantaggio di poter adattare diverse potenze desiderate a diverse batterie, aggiungendo/togliendo celle base, ma anche il vantaggio tecnologico di poter identificare eventuali malfunzionamenti del pacco batteria e provvedere a sostituzioni mirate. Le celle delle batterie sono costituite tutte da due elettrodi e dal separatore, che separa gli elettrodi. Tra gli elettrodi è posto un elettrolita è in grado di condurre ioni (Heimes et al., 2023).

La distinta base (*Bill Of Materials* BOM) del pacco batteria si compone degli elementi rappresentati in *Figura 51*, dove l'elemento "cella" è ripetuto tante volte quanto è necessario per lo specifico pacco batteria.

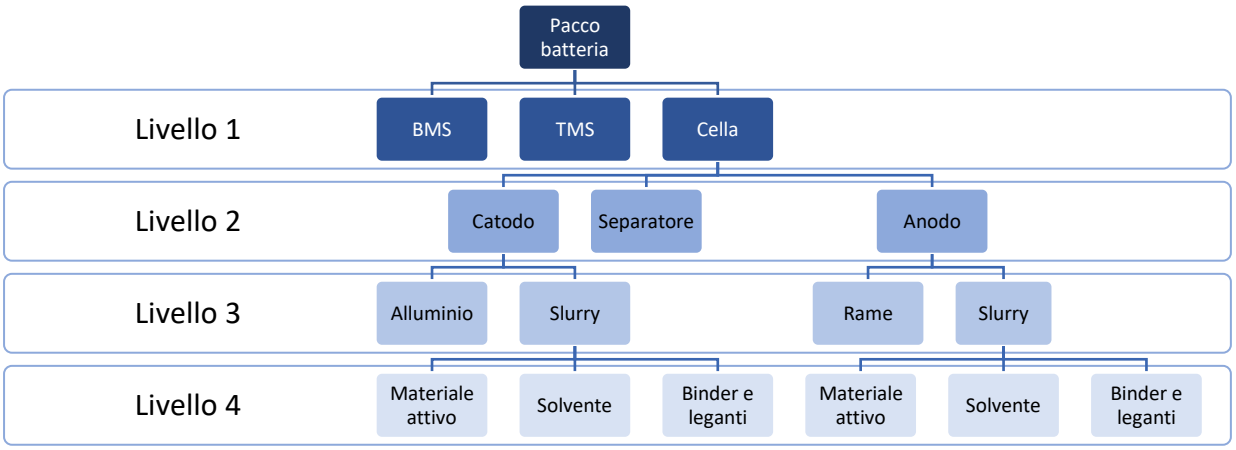


Figura 51: Distinta base tipica di un pacco batteria.

Il primo livello della distinta base di un pacco batteria che viene montato sui veicoli elettrici è costituito da tre elementi: il *Battery Management System* (BMS), il *Thermal Management System* (TMS) e le celle di batteria.

Il BMS è un sistema elettronico in grado di gestire le varie fasi di utilizzo della batteria, proteggere il suo funzionamento ed elaborare dati. Questo sistema monitora costantemente le tensioni totali e delle singole celle, la temperatura media e del refrigerante, la corrente in entrata e in uscita ed è in grado di gestire le fasi di carica e scarica. Il BMS comunica dati ed informazioni alla centralina del veicolo e al display di bordo, ma il ruolo più importante che ha è quello di bilanciamento delle batterie applicando una tensione alle celle della batteria che presentano un livello di carica maggiore in modo che le celle con tensioni più basse arrivino allo stesso livello. Non tutte le celle all'interno della batteria infatti hanno le stesse caratteristiche, in termini di capacità nominale, resistenza interna ed

autoscarica. Differenze, seppur piccole, con il normale utilizzo della batteria, o semplicemente con il passare del tempo, fanno sbilanciare le celle all'interno di una batteria. Le celle, essendo collegate in serie all'interno della batteria, vengono caricate e scaricate con la stessa energia, questo vuol dire che, se non ci fosse un sistema di bilanciamento appropriato, la differenza tra le celle aumenterebbe sempre di più azzerando progressivamente la capacità disponibile. (Flash Battery, 2021) (Flash Battery, 2022).

Il TMS è il componente deputato alla gestione termica del pacco batteria, in grado di raffreddarlo quando la temperatura esterna è troppo elevata o quando la batteria genera eccessivo calore. Allo stesso tempo è in grado anche di riscaldare le celle quando la temperatura è al di sotto della temperatura limite di funzionamento. Inoltre, grazie all'azione delle ventole, rimuove eventuali gas pericolosi rilasciati durante il funzionamento della batteria.

Le celle sono i veri e propri sistemi di accumulo elettrochimico che costituiscono il pacco batteria e le celle possono essere di diverse forme, meglio descritte nella Sezione 3.2. Esistono celle al litio cilindriche, dotate di un case esterno resistente e di varie dimensioni standardizzate. Esistono poi le celle a sacchetto (o *pouch*) con due terminali su un bordo del sacchetto. Il vantaggio delle celle a sacchetto è che sono leggere ed economiche da produrre, mentre lo svantaggio principale è che non hanno una protezione esterna e quindi possono essere danneggiate se non sono racchiuse in qualche case rigido. Infine, le celle prismatiche sono abbastanza simili a quelle a sacchetto, tranne per il fatto che hanno una custodia rigida a forma di prisma rettangolare; sono meno efficienti in termini di spazio, ma sono più durevoli.

Il secondo livello della BOM è costituito da catodo e anodo (elettrodi) e dal separatore, ovvero una membrana polimerica porosa, solitamente in polipropilene o polietilene, che evita il contatto diretto tra l'anodo e il catodo di una cella. Ciò garantisce che non si inneschino esplosioni dovute a un flusso incontrollato di ioni ed elettroni in versi opposti e che non si formino dendriti in litio metallico che creerebbero questo contatto. Il separatore contiene un elettrolita di sale di litio in un solvente tipicamente costituito da un carbonato ciclico o lineare, come carbonato di etilene, carbonato di propilene o dimetilcarbonato. Il tipico materiale del catodo è costituito per l'80-85% da polvere di ossido di metallo, per il 10% da un legante di fluoruro di polivinilidene e per il 5% da acetilene nero. La grafite è comunemente usata come materiale anodico ed è costituita da atomi di carbonio legati esagonali disposti in fogli. Durante la ricarica, gli ioni di litio vengono immagazzinati nella grafite, incastonati tra i fogli. La capacità della batteria è determinata da quanti ioni di litio possono essere immagazzinati in una data quantità di materiale anodico.

L'anodo e il catodo sono costituiti da fogli metallici composti da *slurry* e rispettivamente rame e alluminio (livello 3). Lo *slurry* è applicato sul foglio metallico ed è costituito da un materiale attivo che reagisce con gli ioni di litio, un solvente additivo conduttore per migliorare la conduzione e il binder che serve da collante (livello 4).

3.2 Le tipologie di batterie agli ioni di litio per veicoli elettrici

Esistono tre principali formati di celle di batterie:

1. **Prismatiche**: questi formati di celle sono caratterizzati da un contenitore prismatico di alluminio o di acciaio sottile. La costruzione permette di avere un'alta densità di energia,

un’ottima dissipazione del calore ed un ottimo impacchettamento con efficiente sfruttamento dello spazio. I principali produttori di celle in forma prismatica sono Samsung SDI e CATL.



Figura 52: Esempio di celle prismatiche.

2. **Cilindriche**: queste tipologie di batterie sono abitualmente utilizzate in pacchi batterie di dimensioni medio-piccole, utilizzati in micromobilità (biciclette elettriche, scooter elettrici), in strumenti portatili come laptop, o anche in dispositivi medici. Pacchi batteria più grandi non sono di alta commercializzazione poiché molto costosi. Panasonic produce alcune sue celle di batterie per Tesla in formato cilindrico.



Figura 53: Esempio di celle cilindriche.

3. **A sacchetto** (*pouch*): le celle sottili a sacchetto sono la migliore soluzione in termini di volume occupato. Non hanno un contenitore rigido, per cui anche il peso è molto ridotto. Vengono utilizzate nel settore dei veicoli elettrici perché più economiche di quelle modulari. Tesla le utilizza attualmente nei modelli entry level (model 3 e model Y), ma anche da LG Chem, A123 Systems, SK innovation le producono; sono largamente utilizzate anche per laptop o telefonia mobile.



Figura 54: Esempio di cella a sacchetto.

3.3 Processo produttivo

Il processo produttivo generale delle batterie agli ioni di litio, che si compone di 3 fasi produttive principali scorporabili in altri 18 processi produttivi di dettaglio, come riassunto in *Figura 55*. Le fasi di produzione di *electrode manufacturing* (produzione di elettrodi) e di *cell finishing* (finitura della cella) sono simili per tutte le tipologie di celle, mentre la fase di *cell assembly* (assemblaggio delle celle) varia (Y. Liu et al., 2021) (Heimes et al., 2019) (Heimes, Kampker, Wennemar, et al., 2023).

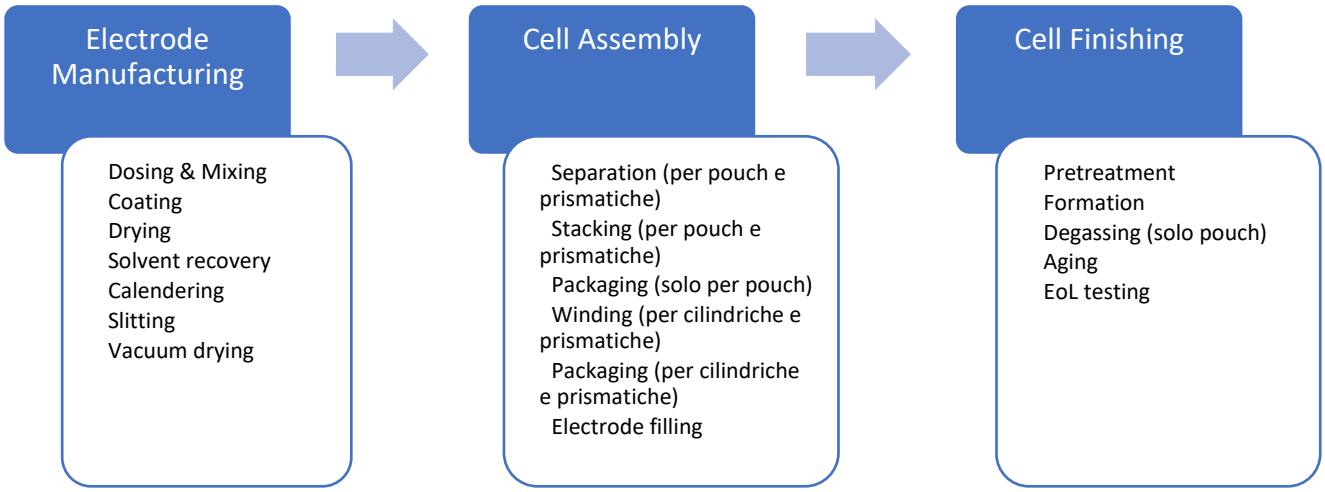


Figura 55: Processo produttivo di una batteria agli ioni di litio (Heimes et al., 2023).

3.3.1 Electrode manufacturing

Questa è la prima fase nel processo produttivo delle batterie agli ioni di litio, in cui gli elettrodi (anodo e catodo) vengono fabbricati. Gli elettrodi sono formati da piastre metalliche rivestite da entrambi i lati da miscele a base di grafite per l'anodo e composte da diversi materiali per il catodo, a seconda della tipologia di batteria.

3.3.1.1 Dosing & Mixing

Il primo step per la produzione di elettrodi consiste nel dosaggio e nella miscelazione dei materiali reattivi e solventi che costituiscono l'elettrodo, producendo i cosiddetti *slurries* (letteralmente liquami). Le particelle dei materiali attivi di cui sono fatti gli elettrodi devono avere delle specifiche dimensioni, per avere una miscelazione uniforme. I materiali attivi che costituiscono l'anodo (tipicamente grafite) hanno una struttura cristallina debole che viene facilmente danneggiata se soggetta a forze di taglio, pertanto per la miscelazione viene utilizzata la planetaria, ovvero un macchinario del tutto simile a quelli che vengono utilizzati per impastare cibi. In genere vengono utilizzati miscelatori diversi per anodo e catodo, al fine di evitare la contaminazione incrociata e ridurre il tempo non produttivo associato alla pulizia. Alla miscela vengono aggiunti dei leganti, che migliorano l'adesione tra le particelle dei materiali attivi; un buon legante deve essere sufficientemente stabile da mantenere la sua qualità adesiva anche quando viene a contatto con l'elettrolita oppure sta avvenendo una reazione di ossido-riduzione (REDOX). Altre qualità che un buon legante deve avere sono l'elevata inerzia elettrochimica e buona resistenza alla maggior parte delle sostanze chimiche. Come legante viene normalmente utilizzato il polivinilidenfluoruro (PVDF), spesso con n-metil-2-pirrolidone (NMP) come solvente catodico, oppure acqua demineralizzata come solvente anodico: questa combinazione crea un'elevata adesione, offre buona stabilità nelle reazioni REDOX ed aiuta la dispersione degli additivi conduttivi. La presenza di aria inficia le proprietà dello

slurry, perciò dopo che è stato miscelato, viene creata una camera a vuoto che permette l'estrazione di eventuali bolle d'aria. Per aumentare la densità energetica vengono utilizzati gomma stirene-butadiene (SBR) o la carbossimetilcellulosa (CMC).

3.3.1.2 Coating

Gli slurry di anodo e catodo sono applicati rispettivamente su fogli di rame e di alluminio con uno spessore predefinito ed uniforme, nel cosiddetto processo di coating, o di rivestimento. Questa fase è estremamente importante perché influisce sulla maggior parte dei parametri di progetto della batteria. Viene comunemente utilizzato un metodo denominato *slot die* (letteralmente stampo a fessura), che consente un rivestimento rapido dei fogli metallici, con lo slurry che passa attraverso lo stampo e viene depositato orizzontalmente sulla piastra metallica. I fogli metallici sono in bobine e vengono srotolati e mossi da un sistema *roll-to-roll*, che appunto srotola la bobina, e la riarrotola dopo che il rivestimento viene applicato, asciugato (drying) ed il solvente recuperato (solvent recovery system). Il rivestimento deve essere applicato su entrambi i lati del foglio metallico, che dovrà subire un successivo rivestimento ma dal lato opposto.

Nel campo dell'innovazione in questo processo, LG Energy Solution è stata la prima nel settore ad aver introdotto il metodo *Double Layer Slot Die Coating* (DLD), che consente di rivestire contemporaneamente i fanghi degli elettrodi sul collettore di corrente; rispetto al metodo a singolo strato, il DLD è migliore a disperdere i leganti in modo uniforme sugli elettrodi, e questo permette di aumentarne l'efficienza. Di conseguenza, contribuisce a migliorare la velocità di ricarica, le prestazioni e la produttività della batteria (Hawley & Li, 2019).

3.3.1.3 Drying

La fase di asciugatura è una fase a sé stante, che avviene all'interno di una camera di essiccazione. L'essicazione avviene per riscaldamento convettivo dell'aria o da un riscaldamento ad infrarossi: la temperatura raggiunta all'interno della camera di essiccazione, per cui si raggiunge una migliore efficienza, va da 50 a 160 °C. La fase di asciugatura viene effettuata in serie al coating, permettendo di risparmiare tempo e costi.

3.3.1.4 Solvent recovery

In genere, gli slurry anodico e catodico impiegano un solvente organico altamente dannoso per l'ambiente, che viene recuperato durante la fase di asciugatura successiva al rivestimento, per mezzo di evaporazione e successiva condensazione. Come già precedentemente detto, nelle celle delle batterie più comuni, i materiali catodici includono come solvente l'n-metil-2-pirrolidone (NMP), che evapora a 202 °C.

Attraversando il processo di *coating* e quello di *solvent recovery* la bobina di foglio metallico senza rivestimento diventa una bobina di elettrodo, con rivestimento da entrambi i lati del foglio metallico: complessivamente la bobina metallica inizialmente non rivestita subisce due cicli di coating-drying-solvent recovery, uno per ogni lato del foglio. I processi di drying e solvent recovery sono quelli che nella produzione delle batterie consumano più energia, circa il 47% del totale.

3.3.1.5 Calendering

Le bobine di anodo e catodo vengono inserite in un sistema roll-to-roll, vengono inizialmente srotolate, scaricate staticamente e pulite, poi subiscono il processo di *calendering* (calandratura). Il foglio metallico (di rame o di alluminio), rivestito su entrambi i lati viene compresso con una

pressione controllata da una coppia rotante di rulli, sia nella parte superiore che in quella inferiore; dopo la calandratura il foglio viene pulito ed avvolto nuovamente. Il processo di calandratura ha due principali vantaggi: il primo è quello di ridurne le dimensioni e raggiungere lo spessore desiderato ed il secondo è quello di massimizzare la densità volumetrica di energia degli elettrodi (Meyer et al., 2017). L'elettrodo è ora pronto per essere tagliato.

3.3.1.6 Slitting

Gli elettrodi provenienti dalla fase di *calendering* vengono tagliati nel processo di *slitting* (taglio), al fine di ridimensionare i fogli in base alle misure richieste. Sempre con un sistema roll-to-roll, la "bobina madre" viene divisa in diverse bobine più piccole, che prendono il nome di "bobine figlie", successivamente pulite ed arrotolate. Un parametro critico di questo processo è la qualità del taglio, che può essere realizzato mediante lame rotanti oppure laser: le lame potrebbero compromettere la qualità del taglio perché, se sono smussate, creano delle sezioni di taglio irregolari. Al contrario, un taglio a laser è più veloce e preciso ed ha minori costi di manutenzione o sostituzione rispetto alle lame.

3.3.1.7 Vacuum drying

Prima dell'assemblaggio della cella, gli elettrodi devono essere essiccati mediante riscaldamento sottovuoto. Questo processo è fondamentale per mantenere all'interno della cella la minor quantità possibile di umidità, garantendo così una durata della batteria più lunga, ma con un notevole consumo di energia e tempo. Attualmente, la tecnologia di essiccazione impiega un ambiente a bassa pressione e riscalda un lotto di bobine di elettrodi a temperature comprese tra 60 °C e 150 °C per un tempo compreso tra le 8 e le 48 ore, con la possibile aggiunta di gas inerte per prevenire eventuali reazioni di corrosione.

3.3.2 Cell assembly

In questa fase le celle vengono assemblate nei diversi formati a sacchetto, a cilindro, a prisma.

3.3.2.1 Separation (per pouch e prismatiche)

Le "bobine figlie" degli elettrodi, ottenute con il processo di taglio e successiva asciugatura in pressione, vengono srotolate per essere inserite nel macchinario che effettua la separazione, ovvero un taglio a misura che le divide in fogli di elettrodi (*Figura 56*). Solitamente il processo di taglio viene eseguito con una punzonatrice in un processo continuo. A seconda del layout di sistema i fogli così ottenuti vengono immagazzinati a rivista o trasferiti direttamente alla fase successiva del processo (stacking). Da come si nota in figura, una parte della lamiera non rivestita è mancante, questo perché precedentemente al taglio del foglio di elettrodo, è stato fatto un altro taglio (tipicamente a laser), da cui si ricava uno sfrido di materiale di foglio metallico necessario ad un successivo utilizzo come materiale per le alette delle celle.

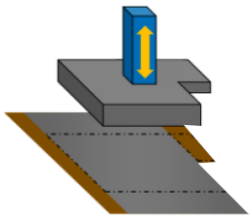


Figura 56: Fogli di elettrodi che si ottengono con la fase di separation ***(Heimes, Kampker, Wennemar, et al., 2023)****.*

3.3.2.2 Stacking (per pouch e prismatiche)

Durante il processo di stacking (impilamento), i fogli di elettrodi vengono impilati in un ciclo ripetuto di anodo, separatore, catodo, separatore. Per realizzare questo processo esistono molte tecnologie, spesso brevettate da produttori specifici. La variante più utilizzata è quella della piegatura a Z: in questa tecnologia le lamine dell'anodo e del catodo vengono inserite alternativamente da sinistra e da destra nel separatore piegato a Z; il separatore è un nastro continuo, che viene tagliato dopo il processo di impilamento, ed infine la pila di celle viene fissata con del nastro adesivo. A seconda delle specifiche di una cella, una pila può essere composta da un massimo di 120 strati singoli.

3.3.2.3 Packaging (solo per pouch)

Le alette metalliche non rivestite delle pile lamellari di elettrodi vengono tagliate a misura e saldate a laser o ad ultrasuoni, ad un collettore di corrente anodico o catodico con le linguette della cella provenienti dalla precedente fase di separation (erano lo sfrido conservato delle lamine di anodo e catodo non rivestite dal coating). Successivamente la pila di celle viene posizionata tra due strati di pellicola di alluminio, che verranno sigillati per formare una busta, contenente gli strati impilati e con le alette anodo-catodo "sporgenti".

La cella a sacca viene di solito sigillata ermeticamente su tre lati mediante un processo di sigillatura a impulso o a contatto, mentre un lato non viene sigillato per consentire il riempimento della cella con elettrolita nella fase successiva del processo.

3.3.2.4 Winding (per cilindriche e prismatiche)

A seguito dell'operazione di asciugatura in pressione delle "bobine figlie", quattro rotoli di elettrodi e separatori vengono sovrapposti secondo l'ordine separatore-anodo-separatore-catodo. Il foglio multistrato può essere avvolto intorno ad un perno in modo da formare un avvolgimento concentrico (il cosiddetto *jelly roll*), destinato all'utilizzo in celle cilindriche, oppure può essere avvolto intorno ad un mandrino di avvolgimento per formare un avvolgimento più piatto (il cosiddetto *flat jelly roll*), destinato all'utilizzo in celle prismatiche[9]. Per il jelly roll, prima dell'avvolgimento viene saldata una linguetta all'anodo. Nell' avvolgimento piatto i fogli della bobina di anodo e catodo sono sovrapposti in modo da far sporgere da un lato il foglio metallico di catodo e dall'altro il foglio metallico dell'anodo (*Figura 57*). Al termine dell'avvolgimento i jelly roll vengono assicurati con del nastro adesivo ed il perno centrale può essere rimosso o meno.

[9] Per le celle prismatiche possono anche essere utilizzati gli strati delle celle come quelle ottenute mediante lo stacking (per pouch).

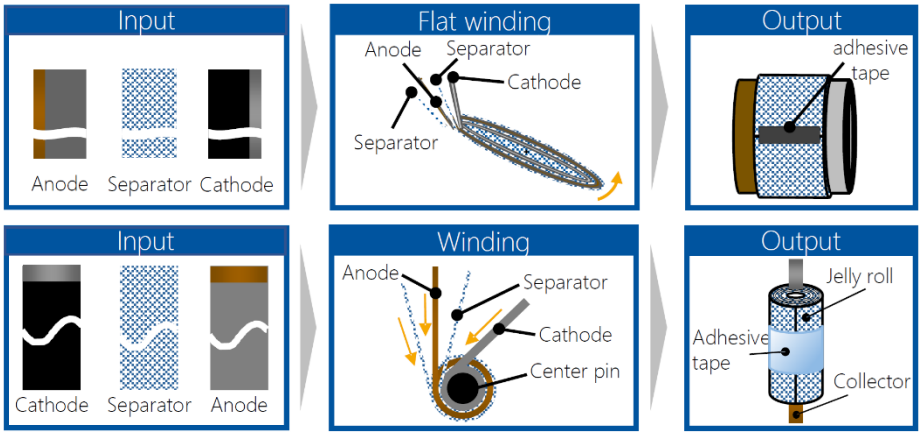


Figura 57: Fase di winding (Heimes et al., 2019) .

Il corretto posizionamento e allineamento delle lamine sui fogli è un importante criterio di qualità, ed i tempi di avvolgimento sono molto più brevi rispetto al processo di stacking, descritto in precedenza per le celle a pouch.

3.3.2.5 Packaging (per cilindriche e prismatiche)

Viene posizionato un anello di isolamento sul lato anodico del jelly roll (sul lato superiore), quello su cui è stata saldata una linguetta e viene inserito un alloggiamento metallico di forma cilindrica con l'estremità superiore chiusa e mediante una saldatrice a resistenza l'aletta viene saldata al fondo della cella. Il tutto viene capovolto e quindi sul lato superiore, ora il catodo, viene posto un altro anello isolante ed un coperchio viene saldato sopra, ma non completamente, in modo da poter successivamente riempire il cilindro con l'elettrolita.

Per la tipologia di celle a geometria prismatica fatte da flat jelly roll le estremità non rivestite vengono compresse e saldate tra loro ad ultrasuoni, il flat jelly roll viene poi rivestito da un involucro isolante che separa le celle dal case esterno ed il tutto inserito nel case esterno. Le celle vengono collegate ai poli del coperchio della batteria e, prima della saldatura finale del case della batteria, si provvede ad aggiungere l'elettrolita.

Se le celle a geometria prismatica sono fatte da fogli ottenuti mediante separation e successiva stacking, allora le estremità vengono tagliate a misura e saldate ad ultrasuoni al coperchio della cella; le pile lamellari di elettrodi vengono rivestite in un involucro isolante, che separa le celle dal *case* esterno. Come per il caso delle flat jelly roll, il tutto viene inserito in un *case*, collegato ai poli esterni, aggiunto l'elettrolita e successivamente saldato il coperchio.

3.3.2.6 Electrode Filling

Il processo di riempimento dell'elettrolita è l'ultimo processo dell'assemblaggio della cella, e le modalità di svolgimento del processo sono comuni per tutti i tipi di celle. Inizialmente si ha un riempimento della cella con l'elettrolita che viene inserito per mezzo di un dosatore ad ago ad alta precisione, successivamente si pone la cella sottovuoto[10] favorendo la cosiddetta bagnatura. L'elettrolita viene tolto e ri-aggiunto per un numero di volte che dipende dal produttore, con i processi di riempimento e bagnatura che vengono ripetuti, in modo da garantire una distribuzione

[10] Creare il vuoto permette di favorire l'assorbimento dell'elettrolita, da parte del coating dell'elettrodo, per capillarità.

dell'elettrolita il più ottimale possibile. Infine, a seconda delle tipologie di celle, il foglio del pouch viene sigillato, oppure i coperchi cilindrici o prismatici vengono saldati.

3.3.3 Cell finishing

In questa ultima fase della produzione delle batterie agli ioni di litio, vi sono i processi che permettono di migliorare le prestazioni delle celle e renderle finalmente operative.

3.3.3.1 Pretreatment

Questo processo, opzionale, varia a seconda del tipo di celle. Per esempio, è possibile eseguire una *roll pressing* per i pouch, che consiste nel far passare i sacchetti delle celle tra due rulli: l'applicazione di una specifica pressione favorisce ulteriormente una distribuzione uniforme ed ottimale dell'elettrolita. Per tutti i tipi di celle comunque è possibile sottoporre a temperature[11] tra 30 e 50 °C le celle, in modo sempre da favorire una migliore diffusione dell'elettrolita all'interno della cella.

3.3.3.2 Formation

La formazione descrive i primi processi di carica e scarica della cella della batteria. Le celle vengono inserite in speciali supporti e vengono messe in collegamento grazie a dei perni di contatto a molla. Le celle saranno quindi caricate, o scaricate, secondo delle curve di corrente e tensione ben definite; durante la formazione gli ioni di litio vengono incorporati nella struttura cristallina della grafite sul lato dell'anodo, e qui verrà formata la SEI (*Solid Electrolyte Interface*), che creerà uno strato solido di interfaccia tra elettrolita ed elettrodo. I parametri durante la formazione variano a seconda del produttore della cella, ed hanno un forte impatto sulle prestazioni finali.

3.3.3.3 Degassing (solo pouch)

In molte celle a sacchetto, soprattutto in quelle di maggiore grandezza, durante la prima fase di carica eseguita con la formation, c'è una forte generazione di gas all'interno della cella; per questo è necessaria l'operazione di degassaggio. I gas vengono convogliati in uno spazio morto del sacchetto, detto anche "sacca del gas", che viene poi forata in una camera a vuoto ed i gas che fuoriescono vengono aspirati. La cella è definitivamente sigillata sottovuoto e la sacca del gas viene separata e smaltita come rifiuto pericoloso. I gas estratti dovranno essere trattati prima di essere convogliati nel sistema di scarico, a seconda di varie normative ambientali e di sicurezza sul lavoro.

3.3.3.4 Aging

Il processo di *aging*, o di invecchiamento, è l'ultimo processo nella produzione di celle agli ioni di litio ed è utilizzato per assicurare la qualità del prodotto. Durante l'invecchiamento le caratteristiche della cella vengono monitorate misurando regolarmente la tensione a circuito aperto della cella per un periodo massimo di tre settimane. L'operazione di invecchiamento può essere fatta ad alta temperatura (30-50 °C) o a temperatura ambiente (20-25 °C) ma solitamente le celle subiscono entrambi i trattamenti, prima ad alta temperatura e successivamente a temperatura ambiente. La cella sarà considerata idonea alla vendita se, alla fine del periodo di invecchiamento, non presenta cambiamenti significativi nelle sue proprietà. La durata del processo di invecchiamento comunque dipende molto dal produttore della cella e dalla chimica della cella.

[11] Aumentare la temperatura implica una riduzione di viscosità dell'elettrolita, con conseguente migliore assorbimento da parte del coating dell'elettrodo.

3.3.3.5 EoL testing

Prima che le celle lascino la fabbrica vengono testate su un banco *End of Life* (EoL), dove le celle vengono rimosse dai supporti degli appositi scaffali utilizzati per il processo di invecchiamento e vengono alimentate alla stazione dove si effettuano i test, e qui sottoposte ad una misura della loro capacità: ci sono vari test, tra i quali ispezioni ottiche, test a impulsi o misurazioni della resistenza interna. Dopo che le celle superano i controlli potranno essere imballate con una copertura solitamente in materiale plastico e impilate in comuni scatole di cartone.

3.4 Le gigafactories

Le più grandi fabbriche di batterie agli ioni di litio per veicoli elettrici, accumulatori di energia e altri dispositivi alimentati a batteria vengono dette *gigafactories*. Il termine venne coniato da Elon Musk, riferendosi alle sue fabbriche di batterie, ma ora viene utilizzato per descrivere generalmente grandi fabbriche di produzione per batterie. Tecnicamente una fabbrica di batterie si può definire *gigafactory* quando la sua produzione di energia su base annuale è superiore a 1 GWh[12].

Alla fine del 2023 erano presenti più di 240 gigafactories in tutto il mondo, e si prevede un aumento entro il 2030 ad un numero di oltre 400 gigafactories, che complessivamente saranno in grado di produrre una quantità di batterie sempre maggiore (Benchmark Minerals, 2023).

La produzione delle batterie agli ioni di litio, destinate ai diversi utilizzi di automotive, storage energetico ed elettronica portatile, è attualmente concentrata in Asia, in particolare in Cina, che sfrutta la sua decennale esperienza nel settore di fornitura mondiale di componentistica elettronica. Gli investimenti in ricerca e sviluppo associati alla produzione su larga scala hanno permesso alla Cina di avere e di mantenere il ruolo di leader indiscusso nel settore della produzione delle batterie. La Cina, come riportato nella *Figura 58*, nel 2023 deteneva il 78% della capacità produttiva mondiale. Le previsioni indicano che questa quota diminuirà nel 2027 al 68% e nel 2030 al 58%, per via della crescita di altre industrie produttrici non cinesi.

[12] Generalmente la produzione delle *gigafactories* è di molto superiore a questo limite minimo.

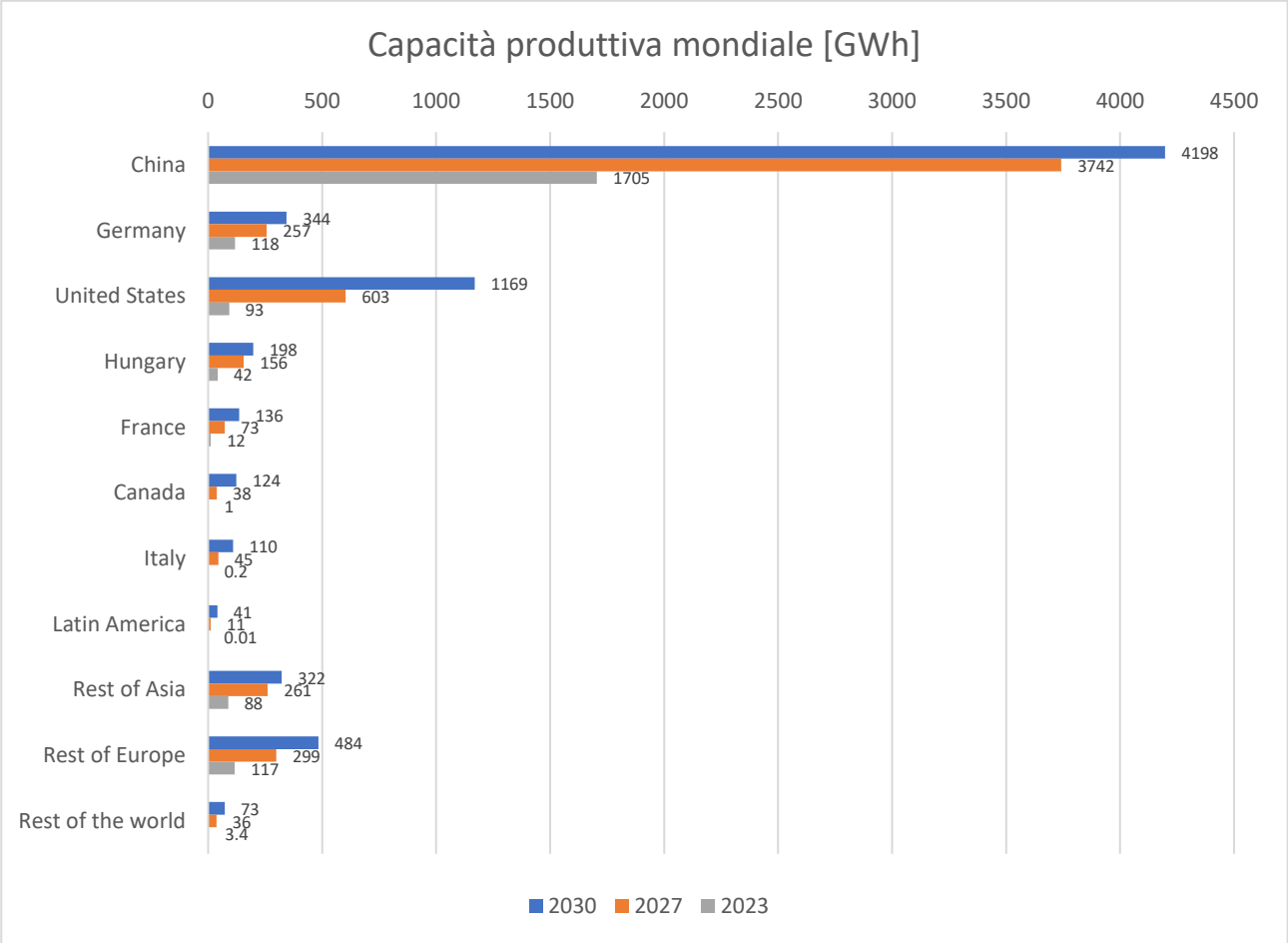


Figura 58: Capacità produttiva globale di batterie con valori previsti per 2027 e 2030. Valori in GWh. Totale 2023: 2180 GWh, totale stimato 2027: 5521 GWh, totale stimato 2030: 7199 GWh. La domanda di batterie al litio comprende batterie ricaricabili usate per automotive, energy storage, settore dell'elettronica portatile. (S&P Global Market Intelligence, 2024).

Per i soli veicoli elettrici, nel 2023 sono stati prodotti 712 GWh totali di batterie; in *Figura 59* sono riportate le dieci principali aziende produttrici.

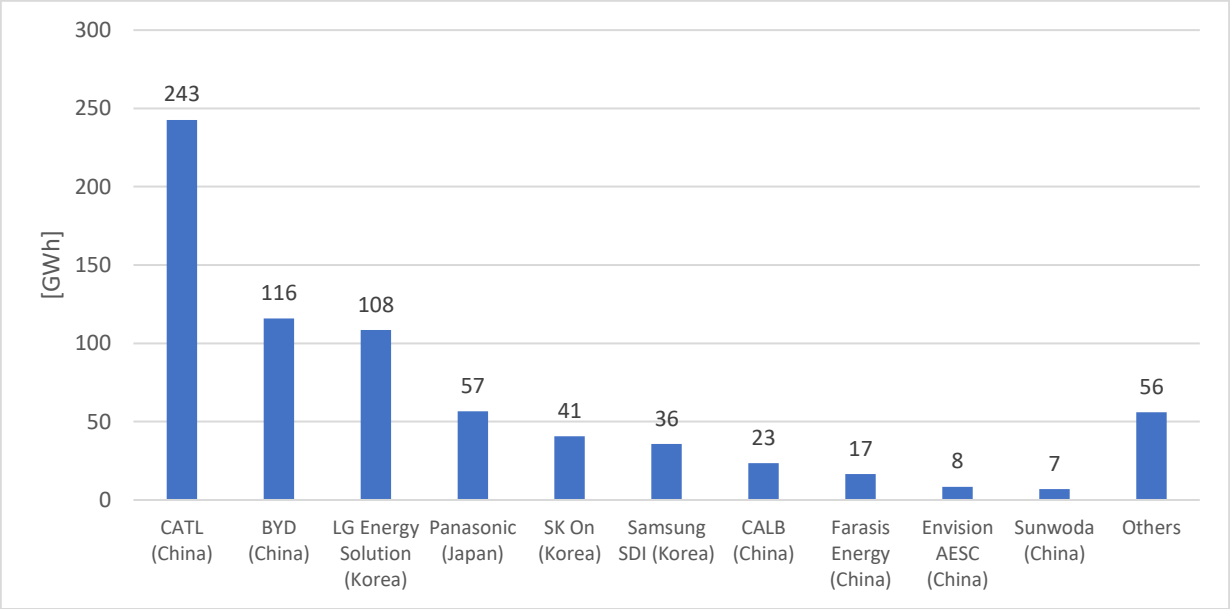


Figura 59: Capacità produttiva di batterie per veicoli elettrici in GWh, suddivisa per produttore. Totale di 712 GWh. (Visual Capitalist, 2024).

Le principali aziende produttrici (Manly Battery Company, 2024) sono:

- CATL, con una quota di mercato del 34%, è l'azienda cinese leader della produzione di batterie di tipo LFP;
- BYD Company, con una quota di mercato del 16%, è l'azienda cinese leader nella produzione delle batterie ferro-fosfato, con più di 24 anni di esperienza nel settore;
- LG energy solution, con una quota di mercato del 15%, è un'azienda sudcoreana di produzione di batterie, con inoltre un'importante attività come azienda di prodotti chimici, unica tra le 4 aziende più grandi al mondo di batterie agli ioni di litio. Ha iniziato a produrre batterie nel 1999 ed oggi ricopre un ruolo molto importante nella supply chain di Tesla, insieme ad altre case automobilistiche;
- Panasonic, azienda giapponese, con una quota di mercato dell'8% è importante per la fornitura di batterie a Tesla. Produce attualmente le celle 2170 per Tesla, ed è la maggior collaboratrice di Tesla per le nuove celle 4680;
- SK On, con una quota di mercato del 6%, è l'azienda coreana partner di Ford, ed una realtà emergente nel panorama delle batterie per veicoli elettrici, che mira ad espandere le sue capacità produttive nei prossimi anni;
- Samsung, con una quota di mercato del 5%, è l'azienda coreana in prima linea per l'innovazione delle batterie al litio. Samsung, è la più specializzata nella produzione di celle prismatiche di piccole dimensioni.

Il governo degli Stati Uniti, per non rimanere indietro in questo mercato, ha attuato una campagna di importanti interventi pubblici, quali sovvenzioni dirette e crediti d'imposta, per promuovere la crescita del mercato di EV all'interno del suo paese e per la catena del valore delle batterie; in particolare il governo degli USA fornisce due tipi di supporto: sovvenzioni dirette per sostenere gli investimenti per la produzione nazionale di batterie e componentistica relativa (6 miliardi di dollari sono stati stanziati a titolo della "Bipartisan Infrastructure Law" tra il 2022 e il 2026), oppure crediti d'imposta per produzione di moduli o elementi di batteria fino a 7500 dollari. Per ciascun veicolo

elettrico immesso sul mercato statunitense che soddisfi determinate soglie di assemblaggio finale e di produzione di componenti negli Stati Uniti.

In *Figura 60* si nota che l'Ungheria è il Paese in Europa che attualmente possiede il maggior numero di gigafactories, anche se la Germania ha in programma di costruire altre due gigafactories. Complessivamente si stima che entro il 2030 in Europa vi saranno 38 gigafactories.

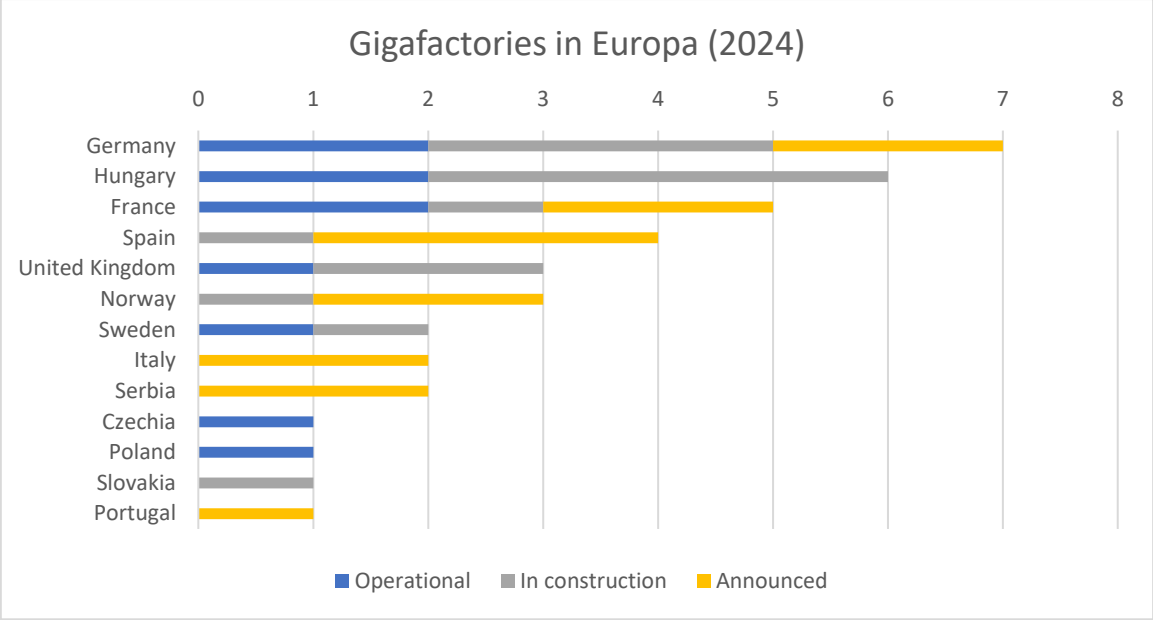


Figura 60: Numero di Gigafactories in Europa, con previsioni al 2030 (The Faraday Institution, 2024).

In Italia ci sono attualmente due progetti significativi per le gigafactories, e sono:

1. De Nora: Fabbrica attualmente in fase di costruzione, situata a Cernusco sul Naviglio (Milano), che sarà destinata alla produzione di elettrolizzatori per la generazione di idrogeno verde, con una capacità produttiva prevista, entro il 2030, di 2 GW;
2. Stellantis: I piani erano quelli di trasformare uno stabilimento di Termoli in una gigafactory, ma non ci sono ancora state conferme sull'inizio dei lavori (Panorama, 2024).

L'Unione Europea, inoltre, sta cercando di aumentare il tasso di **riciclo** delle batterie, in modo da estrarne i materiali costituenti per creare delle nuove celle: in questo modo si ridurrebbe di molto la dipendenza dagli stati estrattori.

4. Il fine vita (*End* of *Life*) delle batterie: riutilizzo, rigenerazione, riciclo (o riciclaggio)

Questa fase della filiera produttiva diretta (*Figura 12*) è quella finale per la vita di un prodotto, ma in ottica circolare il riciclo diventa la fase che permette di trasformare un bene esausto e non più utilizzabile per l'applicazione per cui è stato progettato, in una risorsa per utilizzi futuri.

4.1 Quadro normativo europeo

L'Unione Europea ha aggiornato il *regolamento europeo sulle batterie e i rifiuti di batterie* entrato in vigore, il 18 febbraio 2024 (Regulation (EU) 2023/1542, 2023), che mira a garantire che in futuro le batterie avranno un'impronta a basse emissioni di carbonio, utilizzando una quantità minima di sostanze nocive e meno materie prime provenienti da paesi al di fuori dell'Unione Europea e siano raccolte, riutilizzate e riciclate in misura elevata all'interno dell'Unione Europea. Il regolamento si applica a tutti i tipi di batterie: batterie portatili, batterie per veicoli elettrici, batterie industriali, per l'avviamento, l'illuminazione e l'accensione e batterie per mezzi di trasporto elettrici leggeri (biciclette, ciclomotori e scooter). Le nuove norme mirano a promuovere un'economia circolare disciplinando le batterie durante tutto il loro ciclo di vita. Il regolamento stabilisce pertanto prescrizioni per la fine del ciclo di vita, tra cui obiettivi e obblighi di raccolta, obiettivi per il recupero dei materiali e obblighi di responsabilità estesa del produttore.

In questo documento l'**articolo 2** esprime gli obiettivi generali da raggiungere, che sono, testualmente: "…contribuire al funzionamento efficiente del mercato interno, prevenendo e riducendo nel contempo gli effetti negativi delle batterie sull'ambiente, nonché proteggere l'ambiente e la salute umana prevenendo e riducendo gli effetti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti di batterie".

L'**articolo 7** è incentrato sull'impronta di carbonio delle batterie per veicoli elettrici, per batterie industriali ricaricabili e per le batterie per mezzi di trasporto leggeri.

L'**articolo 8** di questo regolamento pone diversi obiettivi, ed è concentrato sul "contenuto riciclato nelle batterie industriali, nelle batterie per veicoli elettrici, nelle batterie per mezzi di trasporto leggeri e nelle batterie per autoveicoli", con alcuni punti elencati in seguito:

- A decorrere dal 18 agosto del 2028 (eccetto per le batterie dei mezzi di trasporto leggeri, il cui anno di decorrenza è il 2033) tutte le batterie industriali con capacità superiore a 2 kWh, fatta esclusione per quelle con stoccaggio esterno, batterie per veicoli elettrici e per autoveicoli che contengono cobalto, piombo, litio o nichel dovranno contenere informazioni sulla percentuale di questi elementi contenuta all'interno della batteria che è stata recuperata dai rifiuti di fabbricazione di batterie e dai rifiuti post-consumo.
- A decorrere dal 18 agosto 2031, per tutte le batterie sopracitate, la documentazione obbligatoria, che dovrebbe essere entrata in vigore nel 2028, attesta che le batterie contengono nei materiali attivi (cobalto, piombo, litio e nichel) delle percentuali minime di materiali attivi riciclati, rispettivamente: 16% di cobalto riciclato, 85% di piombo riciclato, 6% di litio riciclato e 6% di nichel riciclato.

- A decorrere dal 18 agosto 2036, sempre per tutte le tipologie di batterie sopracitate, le percentuali di materiali attivi che derivano dal riciclo aumenterà e le nuove percentuali saranno: 26% di cobalto riciclato, 85% di piombo riciclato, 12% di litio riciclato e 15% di nichel riciclato.

Gli obiettivi dell'Articolo 8 del nuovo regolamento non si applicheranno alle batterie che sono state sottoposte alla preparazione per il riutilizzo, alla preparazione per il cambio di destinazione, al cambio di destinazione ovvero alla ri-fabbricazione, o se le batterie sono già state immesse sul mercato o messe in servizio prima di essere sottoposte a tali operazioni.

Negli **articoli 9 e 10** si tratta di requisiti in materia di prestazioni e durabilità di batterie portatili di uso generale, per batterie di mezzi di trasporto, di autoveicoli e batterie ricaricabili industriali: l'obiettivo della commissione europea è di aumentare la durabilità delle batterie per ridurre il numero di batterie da smaltire, cercando gradualmente di rimuovere dal mercato le batterie a bottone (non ricaricabili).

L'**articolo 11** tratta dell'obbligo della rimovibilità e sostituibilità delle batterie portatili e delle batterie per mezzi di trasporto leggeri: ogni persona fisica o giuridica che immette sul mercato dei prodotti contenenti batterie portatili deve fare in modo che esse siano sempre rimovibili dal consumatore finale in qualsiasi momento egli desideri, per tutta la durata di vita del prodotto.

L'**articolo 59** tratta della raccolta dei rifiuti di batterie portatili, dove le organizzazioni per l'adempimento della responsabilità del produttore dovranno provvedere alla raccolta di tutti i rifiuti di batterie portatili, istituendo un sistema di ritiro e raccolta per i rifiuti di batterie portatili, distribuendo gratuitamente adeguati contenitori per i rifiuti di batterie ai punti di raccolta designati: la raccolta di questi rifiuti sarà un servizio gratuito per il consumatore finale. Questo articolo fissa anche obiettivi di raccolta di rifiuti di batterie, pari al 63% entro il 31 dicembre 2027, per arrivare poi al 73% entro il 31 dicembre 2030. Gli utilizzatori finali, oltre la possibilità gratuita di disfarsi dei rifiuti di batterie portatili nei punti di raccolta costituiti, non hanno l'obbligo di acquistare una nuova batteria dai produttori che hanno istituito i punti di raccolta.

L'**articolo 60** tratta lo stesso tema dell'articolo 59 ma come soggetto ha i rifiuti di batteria per mezzi di trasporti leggeri; anche qui le organizzazioni, per l'adempimento della responsabilità del produttore, dovranno istituire centri di raccolta gratuiti per i rifiuti di batteria, nelle stesse modalità dell'articolo 59. Gli obiettivi da perseguire sono di una raccolta di rifiuti di batterie per mezzi leggeri pari al 51% entro il 31 dicembre 2028 e del 61% entro il 31 dicembre 2031.

L'**articolo 61** tratta la raccolta dei rifiuti di batterie per autoveicoli, di rifiuti di batterie industriali e di rifiuti di batterie per veicoli elettrici, anche qui, come negli articoli sopra citati, i produttori di batterie dovranno organizzare raccolte gratuite, presso centri di raccolta, di rifiuti di batterie, garantendo che tutti i rifiuti di batterie siano raccolti separatamente; in questo articolo non sono specificati obiettivi numerici o percentuali da raggiungere con la raccolta di batterie.

L'**articolo 77** tratta dell'introduzione di un "passaporto delle batterie", in formato elettronico, per tutte le batterie per mezzi di trasporto leggeri, le batterie industriali con capacità superiore a 2 kWh e le batterie per veicoli elettrici immesse sul mercato o messe in servizio. Il passaporto conterrà informazioni relative al modello di batteria e specifiche del modello con alcune di queste informazioni che riguardano lo smantellamento della batteria, comprese le misure di sicurezza da adottare durante

lo smantellamento, e la composizione dettagliata del modello della batteria, informazioni essenziali per consentire a riparatori, rifabbricanti ed operatori della seconda vita e riciclatori di svolgere le rispettive attività economiche a norma del presente regolamento. Il passaporto sarà accessibile tramite la scansione di un QR-code e cesserà di esistere dopo il riciclo della batteria. Vengono inoltre fissati i livelli di materiali recuperati dai rifiuti di batterie, nello specifico: per il litio 50% entro il 2027 e 80% entro il 2031; per il cobalto, rame, piombo e nichel 90% entro il 2027 e 95% entro il 2031.

Un documento integrativo della normativa UE 2023/1542 redatto il 23 marzo 2025 decreta che la documentazione sul riciclo dovrà seguire delle linee guida ben precise, rendicontando efficienza di riciclaggio e tassi di recupero dei materiali (cobalto, rame, litio, nichel e piombo).

4.2 Inquadramento generale del fine vita delle batterie

La gestione dei rifiuti viene promossa a livello globale dalle agenzie ambientali attraverso l'acronimo delle "5R". Sebbene la specifica interpretazione di questo acronimo possa variare, solitamente le cinque "R" si riferiscono a *reduce, reuse, recycle, recover e residual management*. In *Figura 61* viene mostrato un diagramma di flusso che spiega il concetto delle 5R nel contesto del ciclo di vita delle batterie agli ioni di litio. Il diagramma parte dal ciclo produttivo, che include l'estrazione delle materie prime e la produzione delle batterie, per poi seguire la fase di utilizzo fino a quando la batteria raggiunge la fine del suo ciclo di vita.

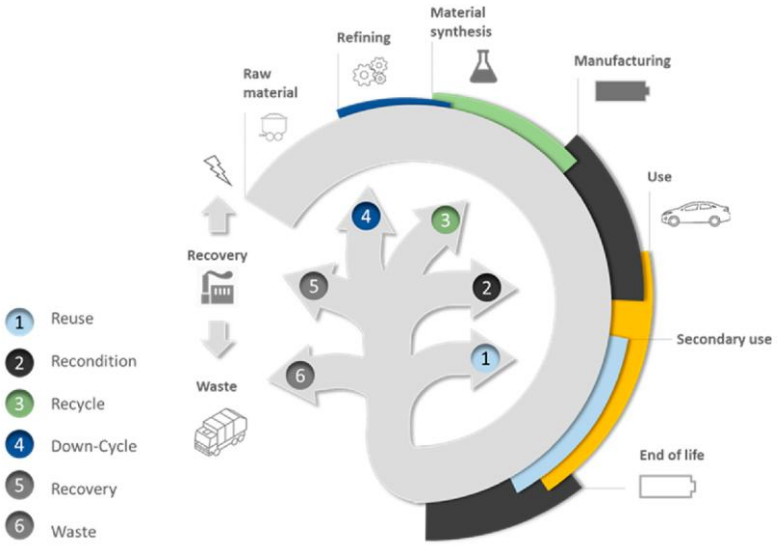


Figura 61: Diagramma di flusso circolare del fine vita delle batterie agli ioni di litio (Larouche et al., 2020).

La durata delle batterie agli ioni di litio si misura in **cicli di carica**. Un ciclo di carica consiste nella carica e scarica completa di una batteria ricaricabile; una batteria agli ioni di litio generalmente può realizzare 1000/1500 cicli di ricarica prima di subire una considerevole diminuzione della sua capacità. Si definisce stato di salute della batteria o ***State of Health*** (SoH) la capacità residua che essa possiede in un certo momento rispetto a quella originale. Lo stato di salute di una batteria dipende dalle abitudini di ricarica, dalla tipologia di ricarica, dal numero di cicli di ricarica e dalle temperature di funzionamento, fattori che sommati causano in media un deterioramento delle prestazioni e della carica residua del 2% annuo e portano ad avere una durata del **primo ciclo di vita** della batteria per autoveicoli di circa 10 anni. In funzione dello stato di salute di una batteria si possono prevedere

diverse soluzioni circolari per lo smaltimento e riutilizzo di batterie a fine vita: generalmente le batterie per le auto elettriche vengono sostituite quando raggiungono una capacità inferiore all'80% rispetto a quella nominale, ma contengono molte celle ancora riutilizzabili, che possono essere sfruttate a seguito di opportune operazioni. Le batterie che hanno capacità residua inferiore al 65%, invece, vengono generalmente destinate al riciclo.

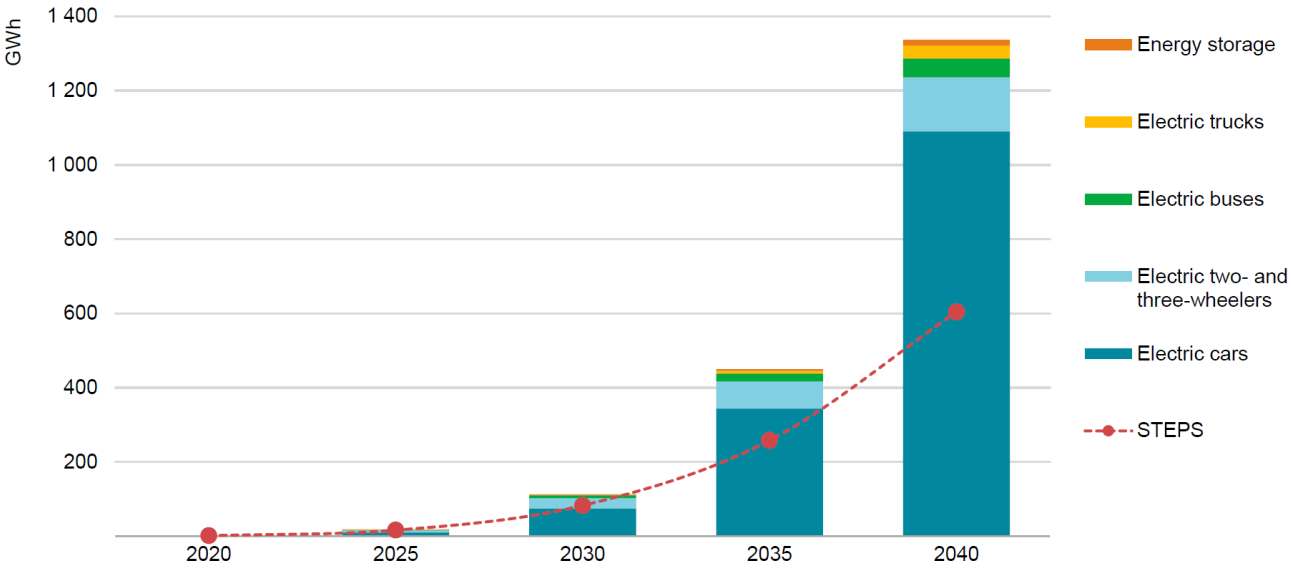


Figura 62: Quantità di batterie esauste per veicoli elettrici e storage divise (quantificate in capacità delle batterie [GWh]) per utilizzo, confrontando lo scenario che si prospetta rispettando gli obbiettivi dell'Accordo di Parigi (Sustainable Development Scenario SDS) con lo scenario STEPS. Lo scenario SDS è rappresentato nel grafico dalle colonne, lo scenario STEPS è rappresentato nel grafico dalla linea rossa tratteggiata (IEA, 2021).

In *Figura 62* vengono messi a confronto due scenari di previsione di quantità di batterie agli ioni di litio per veicoli elettrici e storage che raggiungeranno il loro primo fine vita nello scenario SDS (Sustainable Development Scenario), rappresentato dalle colonne, che prevede il rispetto degli obbiettivi siglati nell'Accordo di Parigi nel 2015, e nello scenario STEPS (si veda la Sezione 1.4), rappresentato dalla linea rossa tratteggiata, che mette in pratica le politiche attuali. Lo scenario SDS si basa sul fatto che i paesi e le aziende raggiungano i loro obiettivi di emissioni nette zero dichiarati (principalmente entro il 2050) nei tempi previsti e in modo completo, il che spinge il mondo intero a raggiungere tale obiettivo prima del 2070. Il confronto tra i risultati di questi due scenari offre una panoramica della gamma di futuri possibili.

Il volume delle batterie che hanno raggiunto la fine della loro prima vita nel 2020 è stato inferiore a 2 GWh, ma secondo le traiettorie di diffusione dei veicoli elettrici e dello stoccaggio di energia previste, tale volume aumenterà, raggiungendo circa 100 GWh entro il 2030, per poi crescere ancor più rapidamente fino a raggiungere nel 2040, 600 GWh nello scenario STEPS e oltre 1.3 TWh nello scenario SDS. Nel 2040, oltre l'80% di queste batterie esauste, nello scenario SDS, proverranno da auto elettriche, mentre oltre il 10% sarà rappresentato da veicoli elettrici a due e tre ruote, più del 5% da autobus e camion, e poco più dell'1%, ovvero circa 15 GWh, dal settore dello stoccaggio di energia. (IEA, 2021).

4.3 Opzioni del fine vita

Di seguito vengono descritte le soluzioni da applicare al fine vita delle batterie agli ioni di litio, in modo da avere un approccio di circolarità.

4.3.1 Riutilizzo e ricondizionamento

La **rigenerazione** è un processo che permette di ricondizionare le batterie, per poterle usare nuovamente per la loro applicazione originale, quando il loro stato di salute è compreso **tra il 65% e il 75%**. Grazie ad un esame delle celle costituenti il pacco batteria è possibile individuare solo le celle esauste e mediante la rigenerazione sostituirle all'interno del pacco batteria. Operativamente il processo di rigenerazione delle batterie agli ioni di litio comporta la diagnosi, il disassemblaggio parziale dei pacchi batteria, la sostituzione delle celle o moduli danneggiati ed il successivo riassemblaggio in modo da ripristinare parte della capacità iniziale.

Il **riutilizzo** è un'operazione che permette di riconfigurare le batterie ad un utilizzo differente da quello per cui erano state originariamente progettate, quando si trovano ad avere uno stato di salute compreso **tra il 75% e il 90%** (Ewiva, 2024). Le soluzioni più comuni sono l'impiego di queste batterie come accumulatori di energia elettrica per fonti rinnovabili direttamente sulla rete o per singole abitazioni in modo tale da garantire linearità del servizio e disaccoppiare la produzione dal consumo. In alternativa, vengono montate su veicoli e dispositivi che richiedono prestazioni inferiori. L'applicazione che avrà una batteria durante la sua "seconda vita" sarà meno stressante, in modo tale da ottenere comunque un utilizzo longevo della batteria non più performante come appena uscita dalla fabbrica. Tipicamente il riutilizzo di una batteria agli ioni di litio non è un processo semplice, in quanto, oltre a sostituire eventuali celle o moduli danneggiati, bisogna anche riconfigurare i moduli e i pacchi batteria, con la necessità della creazione di un nuovo BMS, per adattarsi ad un'applicazione non automobilistica.

La richiesta di accumulatori energetici sembra destinata a crescere sensibilmente nel futuro principalmente nel settore delle energie rinnovabili, che necessitano di sistemi di stoccaggio per l'energia prodotta. È possibile riutilizzare le batterie dei veicoli elettrici (anche a seguito di 8-10 anni di utilizzo) come accumulatori energetici senza modificare il pacco batteria, realizzando un sistema di storage che utilizzi un numero di batterie sufficiente a soddisfare la richiesta di accumulo energetico. Un esempio pratico è quello dello stadio "Johan Cruijff Arena" di Amsterdam, in cui si ha una capacità di stoccaggio di 3 MW di potenza nominale e 590 pacchi batteria, di cui 250 sono stati recuperati da veicoli usati. Questo progetto permette allo stadio di immagazzinare e utilizzare in modo mirato l'energia prodotta attraverso i suoi 4.200 pannelli solari e, al contempo, di trasformarsi in fornitore di energia grazie all'inverter bidirezionale di cui è dotato il sistema: nei parcheggi dello stadio ci sono più di 200 posti riservati ad auto elettriche, e alcuni di questi sono bidirezionali, cioè permettono allo stadio di prelevare energia dall'auto parcheggiata quando necessario, per poi ricaricarle prima che il conducente torni. Lo stadio è utilizzato per partite di calcio e concerti, quindi è possibili sapere verso che ora è necessario aver caricato l'auto, con il benefit per il conducente del parcheggio gratuito. (Wired, 2018).

La soluzione di utilizzare il pacco batteria senza modifiche è sicuramente quella più semplice, ma non la più efficiente perché, per un corretto funzionamento dell'accumulatore, è necessario avere le batterie di partenza il più omogenee possibile: nello stadio dell'esempio precedente sono infatti utilizzate le batterie dello stesso modello di auto (Nissan Leaf). Anche utilizzando lo stesso modello

di batteria, ma montato su due veicoli diversi, si possono avere performance differenti a seconda della storia del veicolo sulla quale le batterie erano precedentemente montate, e una forte disomogeneità può compromettere l'efficienza del sistema complessivo. (HAIKI Cobat, 2022). Per costruire un sistema di stoccaggio di energia più efficiente bisogna smontare il pacco batteria originale per estrarre le singole componenti di accumulo, che possono essere direttamente le singole celle o i moduli di celle, per poterne verificare lo stato di salute generale e le capacità residue. Nonostante infatti i pacchi batteria originari possano essere molto diversi fra loro, per le celle non è così, in quanto le caratteristiche delle celle, o dei moduli, rispondono a criteri di produzione più standardizzati, e questo garantisce di poter creare un sistema di storage molto più uniforme.

Le applicazioni di seconda vita devono affrontare numerose sfide tecnologiche e normative per essere diffuse su ampia scala. Il primo problema rimane quello dei prezzi: i nuovi sistemi di stoccaggio stanno diventando sempre più economici e le batterie a fine prima vita per essere riutilizzate devono affrontare procedure di ristrutturazione costose. Ad ostacolare questa soluzione circolare c'è anche la poca tracciabilità della batteria e la mancanza di informazioni essenziali. Perciò, sono indispensabili linee guida chiare sulla certificazione, sulla standardizzazione e sulla responsabilità in termini di garanzia delle batterie dei veicoli elettrici usate

4.3.2 Riciclo (riciclaggio)

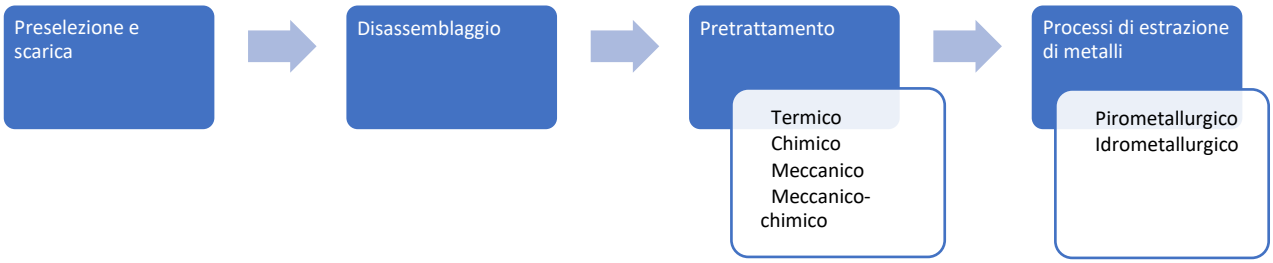
Le batterie con uno stato di salute **inferiore al 65%** vengono generalmente destinate al **riciclo** (Ewiva, 2024). Le materie prime seconde che si ottengono dai processi di riciclo vengono utilizzate per la produzione di nuove batterie, o nell'industria metallurgica per la produzione di altri materiali, nel settore automobilistico per la manutenzione di componenti danneggiati oppure per creare altri composti chimici industriali. Anche componenti elettronici e dispositivi elettronici di consumo possono essere realizzati utilizzando materiale riciclato da batterie agli ioni di litio. Il riciclaggio delle batterie assume un grande valore strategico dal momento che permette di ridurre il rischio di approvvigionamento di metalli critici da Paesi terzi, incentivando l'utilizzo di materiale proveniente da filiere locali e contribuendo alla domanda, in modo tale da evitare l'innalzamento dei prezzi. Inoltre, riciclare le batterie richiede un consumo di energia inferiore all'estrazione del materiale vergine e alla raffinazione. Questo aumenta la sostenibilità ambientale della filiera e promuove un nuovo mercato nazionale ed europeo.

Sebbene molte aziende siano attive o mostrino interesse nel settore, il riciclaggio delle batterie agli ioni di litio deve ancora raggiungere la maturità tecnologica necessaria per espandersi sufficientemente e diventare economicamente redditizio. La fattibilità commerciale del riciclaggio dipende dai costi di raccolta e smontaggio delle batterie, nonché dal valore dei materiali riciclati. A differenza del settore del riciclaggio delle batterie al piombo, che è già maturo, l'industria del riciclaggio delle batterie agli ioni di litio deve ancora affrontare diverse sfide per raggiungere dimensioni e redditività. Alcuni di questi sono vincoli tecnici, altri riguardano l'economia, la logistica e la mancanza di politiche semplificate. (IEA, 2023a).

Nella maggior parte dei paesi mancano anche linee guida o regolamenti specifici per lo scarico, lo smontaggio e lo stoccaggio delle batterie esaurite. La Cina è uno dei pochi paesi a disporre di linee guida tecniche sullo smantellamento e il ripristino delle batterie dei veicoli elettrici esaurite e sulla riqualificazione del personale delle case automobilistiche. La logistica del trasporto delle batterie agli ioni di litio a fine vita rappresenta un'altra sfida perché l'elevata densità energetica delle celle, unita

alla presenza di elettroliti organici infiammabili, crea un rischio di fuga termica. C'è quindi la necessità di applicare misure di sicurezza più rigorose per la gestione e il trasporto dei pacchi batterie dei veicoli elettrici usati. I colli di bottiglia tecnologici includono la mancanza di standardizzazione dei progetti di pacchi batteria, moduli e celle. Diversi produttori di veicoli hanno adottato diverse caratteristiche chimiche delle batterie, in particolare per il catodo, e tendono a non divulgare informazioni sulla progettazione e sulle caratteristiche chimiche delle celle. Questa ampia varietà di tipi di celle e prodotti chimici presenti sul mercato rappresenta una grande sfida per il riciclaggio, e in particolare per l'automazione dei processi di riciclaggio, poiché ciascun pacco batteria e tipo di modulo richiede approcci diversi per lo smontaggio.

Il processo di riciclo delle batterie agli ioni di litio può essere schematizzato in quattro principali fasi: preselezione e scarica, disassemblaggio, pretrattamento e trattamento (Motus-E et al., 2023) (He et al., 2024).



4.3.2.1 Preselezione e scarica

Prima che abbia luogo il riciclaggio, lo smistamento e la separazione delle batterie in base alla chimica del catodo aiutano a rendere più efficiente il processo di recupero complessivo. Ciò riduce il mescolamento dei metalli, riducendo di conseguenza la quantità di reagenti e di energia necessaria per separare i metalli durante il processo di riciclaggio. Poiché l'involucro esterno di una batteria agli ioni di litio solitamente non specifica quale tipo di materiale catodico utilizza, fare una distinzione preliminare può essere un'operazione complicata; per esempio, sono stati sviluppati dei dispositivi di smistamento ottico per rilevare la chimica interna di diversi tipi di batterie senza doverli smontare.

A seguito della preselezione avviene la fase più critica dell'intero processo di riciclo, che consiste nel rimuovere l'intero pacco batteria dal veicolo o dal dispositivo sul quale è montato e iniziare il processo di scarica, mettendo in sicurezza il dispositivo di accumulo per mezzo di una scarica elettrica controllata. Questa prima fase avviene presso autodemolitori esperti in grado di garantire misure di sicurezza e comportamenti adeguati.

I metodi di scarica possono essere classificati come congelamento criogenico, scarico fisico e scarico chimico. Tra questi, lo scarico chimico ha attirato molta attenzione grazie alla sua elevata efficienza e sicurezza. Tuttavia, all'elevata efficienza è collegata anche una notevole corrosione. La perdita di elettroliti causata dalla corrosione ostacola il recupero dei metalli preziosi e comporta costi elevati per il trattamento dei liquidi di scarto. Nello scarico chimico, infatti, le batterie esaurite vengono immerse in una soluzione diluita di cloruro di sodio al 5% per un giorno per scaricarle completamente, con il rischio di rottura dell'involucro della batteria, e conseguente reazione con l'elettrolita $LiPF_6$ generando acido fluoridrico e altri gas tossici, causando potenziali danni all'ambiente circostante e agli operatori. In alcuni studi le batterie agli ioni di litio esauste sono state poste in ambiente a temperatura di -5 °C per eseguire la scarica a bassa temperatura. Il vantaggio di questo approccio è

che l'attività chimica dei materiali degli elettrodi diminuisce alle basse temperature. Tuttavia, il processo di scarico a bassa temperatura richiede apparecchiature più sofisticate e tempi di scarico molto più lunghi.

4.3.2.2 Disassemblaggio

In questo passaggio si rimuovono tutti i componenti strutturali (*case* e parti elettroniche) che verranno indirizzati a linee di riciclo dedicate. Il disassemblaggio viene quasi sempre eseguito manualmente da operatori specializzati. Possono essere disassemblate anche le singole celle mediante la rimozione delle saldature, delle colle e delle eventuali rivettature. Lo smontaggio manuale delle batterie agli ioni di litio esauste offre i vantaggi di smistamento e di identificazione rapidi dei diversi componenti del complesso pacco batterie, poiché i robot non sono in grado di gestire le diverse forme e layout delle batterie con un ritmo comparabile a quello umano.

Si ottengono da questa fase celle isolate che contengono i materiali interessati per il riciclo. Il processo di disassemblaggio manuale è attualmente applicato prevalentemente nel processo di pretrattamento per il riciclaggio delle batterie agli ioni di litio. Si tratta di un passaggio cruciale che deve essere affrontato concentrandosi sulla sicurezza, sui tempi di smontaggio e sul rapporto costo-efficacia. Per ottenere ricavi di smontaggio più elevati è necessario ridurre i tempi di smontaggio e migliorare i risparmi sui costi. Pertanto, stabilire un processo di disassemblaggio efficiente in grado di gestire vari tipi di confezioni di diversi produttori è di fondamentale importanza per il riciclaggio.

4.3.2.3 Pretrattamento

Attraverso lavorazioni chimiche e meccaniche si ottiene la *black mass*, una polvere eterogenea contenente materiali di anodi e catodi. A seconda della tecnologia utilizzata esistono diverse tipologie di pretrattamento:

- **Meccanico**: consiste nel frantumare le celle o i moduli sfruttando processi meccanici. Un metodo per evitare incendi ed esplosioni dovuti alla carica residua consiste nell'effettuare la frantumazione in un ambiente di gas inerte (anidride carbonica). L'atmosfera di CO_2 serve a spostare l'ossigeno perché l'elettrolita tenderebbe a ossidarsi a causa della sua elevata reattività. Ciò impedisce anche il rilascio di fluoruri di idrogeno altamente tossici. Inoltre, la CO_2 impedisce forti reazioni esotermiche e viene costantemente rinfrescata durante il processo di triturazione. Questa soluzione nonostante sia sostenibile economicamente per un basso costo di investimento e per il basso consumo di energia presenta dei limiti: non è possibile eliminare il binder e ottenere una buona segregazione della *black mass* che risulta contaminata.
- **Termico**: l'aumento della temperatura è in grado di far avvenire un'esplosione delle celle e di decomporre il binder ottenendo una *black mass* migliore. Questo processo può sfruttare l'energia residua immagazzinata nella cella per alimentare la reazione anche se tuttavia rimane altamente energivoro.
- **Chimico**: viene utilizzato un agente chimico (solvente organico) per dissolvere il binder dopo che la batteria ha subito processi meccanici per la liberazione del materiale attivo. Questo pretrattamento risulta essere poco aggressivo e permette una buona liberazione dal binder a temperature relativamente basse (circa 100 °C).

- **Meccanico-chimico**: ad oggi risulta essere la soluzione più efficiente perché in grado di dissolvere il litio e di essere riproducibile in ambienti industriali. Questo processo combina l'azione meccanica alla dissoluzione chimica grazie alla macinazione in soluzioni acquose.

4.3.2.4 Processi di estrazione di metalli

In questa fase si sfruttano reazioni chimiche a diverse temperature per concentrare e isolare gli elementi presenti all'interno delle batterie. Esistono due diversi procedimenti: i metodi pirometallurgici prevedono l'uso di tecniche di trattamento termico per indurre un cambiamento chimico nei rifiuti, che spesso porta alla formazione di una lega; il metodo idrometallurgico, invece, sfrutta le proprietà chimiche dei metalli in soluzione acquosa per isolare e recuperare un prodotto commerciabile.

Una soluzione alternativa ai processi per l'estrazione dei metalli è la rigenerazione di anodo e catodo attraverso la tecnica di *direct recycling*, una tecnologia per ricostruire e rigenerare il catodo e i precursori da una batteria senza distruggere la sua struttura chimica e morfologica. In questo modo si generano anodi e catodi utilizzabili nelle batterie senza passare dai singoli precursori chimici, riducendo costi economici ed energetici. Il limite principale della *direct recycling* è la necessità di avere in input un materiale molto uniforme e trattato adeguatamente per ottenere una *black mass*.

In seguito verranno descritti i processi pirometallurgico ed idrometallurgico più nel dettaglio.

- Processo pirometallurgico

Il processo pirometallurgico permette di estrarre metalli o composti metallici utilizzando alte temperature. Si ottiene una lega di cobalto, rame e nichel che viene successivamente trattata chimicamente per ottenere i materiali puri. Molti dei processi industriali pirometallurgici esistenti, come quelli delle aziende Umicore, Accurec e Inmetco, incorporano un processo simile alla fusione. Nel processo di Umicore, le batterie agli ioni di litio vengono alimentate insieme agli additivi (coke e scorie) in un forno a tino, che può essere diviso in tre zone di temperatura. Nella prima zona, la cosiddetta zona di preriscaldamento, l'elettrolita delle batterie viene fatto evaporare lentamente a temperature inferiori a 300 °C per aumentare la sicurezza del processo e ridurre il rischio di esplosioni. La seconda zona, che ha temperature fino a 700 °C, utilizza le fasi ricche di carbonio delle batterie, ad esempio plastica, e quindi migliora l'efficienza energetica del processo diminuendo il fabbisogno energetico del successivo processo di fusione e riduzione. Nella terza zona, la zona di fusione e riduzione, alluminio e litio vengono ossidati e scorificati, mentre nichel, cobalto e rame vengono ridotti e si presentano come una lega metallica che viene ulteriormente trattata mediante processi di lisciviazione acida (Windisch-Kern, 2022). I maggiori vantaggi di questo processo sono che non richiede alcun pretrattamento e utilizza i composti ricchi di carbonio delle batterie, ad esempio grafite dall'anodo o dalla plastica, direttamente sia come fonte di energia che come agente riducente.

Analogamente al processo di Umicore, anche il processo di Inmetco mira a recuperare cobalto e nichel, mentre litio ed alluminio diventano scorie. Il processo di Inmetco è però stato originariamente progettato per trattare i rifiuti derivanti dalla produzione dell'acciaio, e le batterie a fine vita vengono utilizzate solo come alimentazione secondaria ricca di cobalto e nichel. Pertanto, le batterie necessitano di essere pretrattate in termini di smantellamento, calcinazione e triturazione prima di essere combinate con il materiale principale in alimentazione, costituito da scarti macinati di acciaio inossidabile. Dopo che la riduzione ha avuto luogo a 1260 °C, i metalli ridotti vengono ulteriormente

trattati in un forno elettrico ad arco per formare leghe di ferro-cobalto-nichel mentre litio ed alluminio vengono scorificati. Allo stesso modo, il processo di Glencore utilizza batterie agli ioni di litio pretrattate come alimentazione secondaria in un processo che originariamente mira a trattare i minerali di nichel, cobalto e rame. Pertanto, litio, alluminio ed altri componenti vengono nuovamente ossidati e scorificati o utilizzati come fonte di energia (Windisch-Kern, 2022). L'azienda Accurec segue l'approccio di una combinazione di fasi meccaniche, pirometallurgiche e idrometallurgiche. L'obiettivo è separare i componenti e ricircolare le frazioni pure nei percorsi di riciclaggio esistenti, il prima possibile. Dopo lo scarico profondo delle batterie agli ioni di litio a fine vita, seguito da smantellamento, pirolisi e trattamento meccanico, la frazione fine risultante viene pellettizzata. I pellet vengono utilizzati come materia prima per un forno elettrico ad arco, se necessario, con l'aggiunta di formatori di scorie. Oltre alla lega e alle scorie, il processo di Accurec produce un concentrato contenente litio. In un processo idrometallurgico a valle, il concentrato e la lega ottenuti possono essere ulteriormente trasformati rispettivamente in carbonato di litio e sali metallici puri (Windisch-Kern, 2022). Infine, il processo di Sony/Sumitomo utilizza una fase di calcinazione per decomporre le batterie agli ioni di litio di scarto e formare una cenere ricca di metalli. La calcinazione è un processo termico in atmosfera povera o addirittura priva di ossigeno che viene applicato a materiali solidi per rimuovere componenti volatili, mentre il materiale solido subisce cambiamenti di fase o reazioni di decomposizione. Per i rifiuti legati alla batteria agli ioni di litio, è interessante in particolare la decomposizione degli ossidi metallici di litio (ad esempio $LiCoO_2$) in un ossido metallico e carbonato di litio con rilascio simultaneo di ossigeno.

Uno dei principali svantaggi dei processi pirometallurgici è che richiedono una notevole quantità di energia per trattare i gas di scarico prima che entrino nell'ambiente. L'efficienza di questa tecnologia è per il cobalto maggiore dell'80%, per il nichel e il rame circa del 95%. Se è prevista anche una fase di tostatura per isolare i metalli catodici l'efficienza aumenta per il nichel al 98%, per il manganese al 98% e per il cobalto al 93%. È possibile ottenere anche carbonato di litio con un'efficienza superiore del 90% (Motus-E et al., 2023).

- Processo idrometallurgico

Il metodo idrometallurgico sfrutta la lisciviazione di litio, cobalto e altri metalli dal materiale del catodo mediante l'utilizzo di acidi. La prima fase di un tipico trattamento idrometallurgico è la lisciviazione della *black mass*, per cui i composti dei metalli di transizione vengono sciolti in acidi inorganici o organici per preparare le successive fasi di separazione. La riduzione delle impurità e dei residui organici nonché la dissoluzione selettiva dei vari metalli del prodotto sono gli obiettivi principali di questa fase del processo. Oltre agli acidi inorganici comunemente usati, come l'acido solforico (H_2SO_4), l'acido nitrico (HNO_3) o l'acido cloridrico (HCl), viene spesso utilizzato anche il perossido di idrogeno (H_2O_2) come agente riducente, aumentando significativamente le percentuali di estrazione di cobalto (dal 40% al 85%) e di litio (dal 75% al 85%).

Recentemente sono stati introdotti anche gli acidi organici, come acido citrico ($C_6H_8O_7$), acido malico ($C_4H_6O_5$) e acido aspartico ($C_4H_7NO_4$) con dei risultati soddisfacenti. Oltre alla scelta del mezzo di lisciviazione, anche il pretrattamento del materiale utilizzato mostra un'influenza significativa su questo processo. La rimozione dei contaminanti dalla miscela dei materiali e la riduzione delle impurità rappresentano obiettivi chiave di questi processi per evitare la riconversione dei materiali. Le impurità più comuni includono componenti organici (ad esempio carbonati dell'elettrolita e relativi prodotti di decomposizione), grafite, metalli provenienti da fogli collettori di corrente, ferro, composti

del fluoro e altri additivi dell'elettrolita come manganese, ma anche gli elevati contenuti di alluminio nelle soluzioni di lisciviazione sono spesso particolarmente problematici. Ciò ha portato a nuovi approcci, come una prima fase di pre-lisciviazione che utilizza idrossido di sodio (NaOH) per facilitare la separazione selettiva dei composti di alluminio (Windisch-Kern, 2022).

Dopo che il materiale del catodo è stato lisciviato, viene spesso utilizzato un estraente selettivo per isolare il cobalto dal resto della soluzione in modo da poter recuperare un composto o un metallo di cobalto puro. Questa estrazione del cobalto può spesso essere problematica quando nella soluzione di lisciviazione è presente manganese. Come alternativa alla lisciviazione acida, è stato sviluppato un processo di lisciviazione con ammoniaca in grado di lisciviare cobalto, rame e nichel da catodi metallici misti.

Uno dei principali vantaggi dei processi idrometallurgici rispetto ai processi pirometallurgici è che il litio può essere recuperato molto più facilmente. Quando è coinvolta la lisciviazione acida, il litio viene solitamente recuperato come precipitato dopo la rimozione del cobalto trattando la soluzione di lisciviazione con carbonato di sodio o acido fosforico. Se la concentrazione di litio è molto bassa, può essere assorbito su ossido di manganese, eluito e concentrato per la successiva precipitazione con carbonato di sodio.

Questa alternativa ha dei tassi di recupero maggiori rispetto al procedimento pirometallurgico. In laboratorio è possibile recuperare fino al 100% del litio, 99% del manganese, 98% del cobalto e 96% del nichel. Questi risultati rendono il processo più adatto al recupero di metalli, anche se l'efficienza dipende dalla qualità dei reagenti e dalla tipologia di reazioni chimiche utilizzate.

In *Figura 63* è possibile notare quali sono le principali fabbriche in grado di riciclare o riutilizzare le batterie, classificandole secondo livelli di prontezza tecnologica (*Technology Readiness Level* TRL).

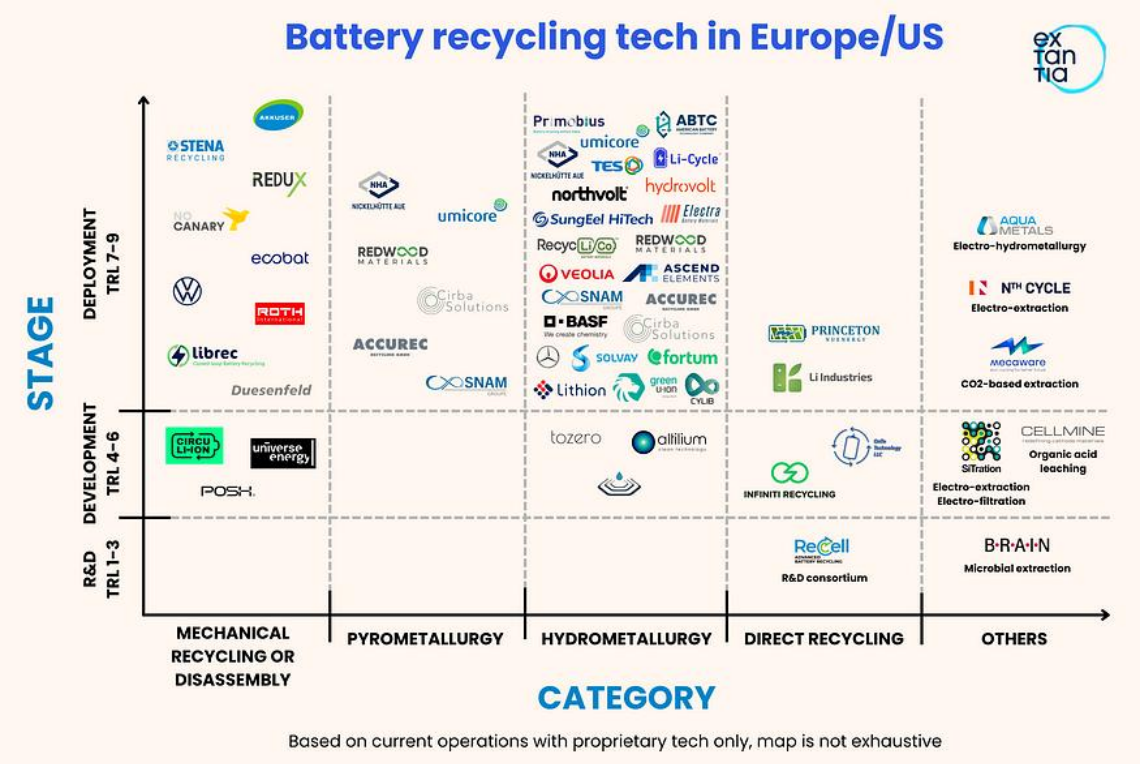


Figura 63: Classificazione di riciclo di batterie in Europa e negli Stati Uniti d'America, secondo un criterio di TRL (Technology Readiness Level). I livelli 7-9 rappresentano quelli per le tecnologie ed i processi più maturi ed applicati. (Volta Foundation, 2024).

4.3.3 Criticità principali dei processi di riciclo

4.3.3.1 Pretrattamento

Una delle principali criticità per il recupero dei materiali critici nei processi idrometallurgici e di riciclaggio diretto non risiede nelle fasi idrometallurgiche o di rigenerazione, piuttosto nelle separazioni meccaniche, in particolare nella setacciatura dei frammenti. L'efficienza della setacciatura è strettamente legata all'efficienza della frantumazione e quindi alla distribuzione dimensionale dei frammenti della batteria; tuttavia, il fattore limitante è la forte adesione dei materiali attivi sui fogli collettori, imputabile ai leganti organici polimerici.

Le aziende di riciclaggio stanno cercando di superare questo problema utilizzando un'ulteriore frantumazione, incenerimento termico o dissoluzione del legante in solventi organici adeguati, ma nessuna di queste opzioni è ancora ottimale. La soluzione non sembrerebbe quindi risiedere nelle fasi di riciclaggio, ma più probabilmente nella progettazione per il riciclaggio: i produttori di batterie dovrebbero mirare a sostituire i polimeri organici con leganti idrosolubili, per poter poi essere facilmente rimossi nelle operazioni di riciclaggio tramite un lavaggio con acqua. Tuttavia, considerando il ciclo di vita, l'impatto sulla durabilità delle batterie agli ioni di litio dovrebbe essere adeguatamente valutato poiché i leganti idrosolubili potrebbero non garantire la stessa adesione duratura dei materiali attivi alle lamine metalliche degli attuali leganti organici polimerici.

4.3.3.2 Preselezione

La variabilità del materiale che entra nel processo di riciclaggio è un altro fattore importante. Attualmente, mentre il processo pirometallurgico consente una maggiore versatilità e generalmente può gestire input di composti chimici di batterie agli ioni di litio misti (a condizione che una certa

quantità di cobalto nell'alimentazione sia garantita per assicurare un profitto economico), la maggior parte dei processi idrometallurgici, di coprecipitazione e di riciclaggio diretto sono progettati per gestire batterie agli ioni di litio esauste con alcuni tipi di sostanze chimiche, richiedendo quindi una fase di smistamento. Ovviamente, smistare una tonnellata di batterie di piccolo formato, per un totale di oltre 20 mila celle, è più complesso che smistare una tonnellata di sistemi di batterie, ovvero l'equivalente tra 1.5 e 4 pacchi batteria di tipici veicoli elettrici (si tenga presente che un pacco batteria di un'auto media ha un peso compreso tra 250 e 650 kg). A questo proposito, tutti gli sforzi normativi nell'etichettatura, codifica e classificazione delle batterie puntano a riportare dettagli come la composizione chimica in forma standardizzata, sulle etichette informative sull'involucro, facilitando lo smistamento automatico. Per questo motivo, da un punto di vista puramente logistico, si potrebbe ipotizzare che i processi di riciclaggio pirometallurgici potrebbero trattare le batterie agli ioni di litio di piccolo formato senza una fase di pre-smistamento, mentre i processi idrometallurgici potrebbero essere dedicati al riciclaggio di sistemi di batterie di grandi dimensioni, selezionati in base alla loro chimica. Tuttavia, una suddivisione così rigida può essere vincolata sia da restrizioni legali che da necessità di mercato, risultando in un compromesso che deve essere affrontato in modo specifico e considerando anche l'evoluzione di nuovi processi basati sul metodo idrometallurgico che non richiedono la fase di selezione.

4.3.3.3 Disassemblaggio

La complessità della batteria è un problema rilevante per la fase di smontaggio e disassemblaggio. Il numero di singole celle che compongono un modulo e un pacco variano a seconda del produttore. La Nissan Leaf di prima generazione contiene 192 celle a sacchetto – 4 celle in ciascun modulo – mentre la Tesla model S contiene 7104 celle cilindriche – 444 celle per modulo. Questa grande differenza nel numero di celle contenute in un pacco evidenzia la complessità della sfida di smontaggio. Inoltre, per fare un esempio, il modello Nissan Leaf contiene 192 singole celle che devono essere smontate per separare i componenti e i materiali interni in puri flussi di rifiuti. I 48 moduli devono anche essere separati dalle relative clip, viti e colle per liberare le celle. La questione di come smontare in modo sicuro e rapido il pacco, il modulo e le celle non è banale. La prevalenza di composti contenenti fluoro nelle celle e la potenziale presenza di acido fluoridrico nella cella esausta causa problemi di salute e sicurezza nella manipolazione dei materiali. Il design della confezione esterna non è stato progettato pensando al riciclaggio, quindi, le procedure coinvolte nell'apertura possono essere lunghe e dispendiose in termini di tempo a causa dei numerosi passaggi necessari per lo smantellamento, ma anche per l'accortezza impiegata per ridurre al minimo i rischi di cortocircuito che causano potenziali danni alla confezione delle celle, incendi e danni all'operatore.

Il numero di celle aumenta il carico di lavoro dello smontaggio, poiché è necessario aprire più celle per ottenere flussi di rifiuti puri, e questo aumento del carico di lavoro potrebbe aumentare i costi di manodopera e spingere in modo critico il costo di lavorazione.

Un altro problema riguardante il modo in cui le celle e i moduli vengono assemblati in pacchi è la colla che serve ad unire celle e moduli, che non consente di avere un disassemblaggio semplice a causa della natura del solvente e del tempo richiesto.

La rimozione del binder è un altro aspetto impegnativo nello smontaggio delle batterie. Tradizionalmente, il polivinilidenfluoruro (PVDF) viene utilizzato nelle batterie agli ioni di litio grazie alla sua buona stabilità elettrochimica, capacità legante e capacità di assorbire l'elettrolita per

un facile trasporto del litio al materiale attivo. Nonostante le sue proprietà vantaggiose, la rimozione del PVDF tramite pirolisi o dissoluzione utilizzando N-metil-2-pirrolidone (NMP) produce rifiuti tossici. Poiché il PVDF è insolubile in acqua, è necessario utilizzare solventi molecolari organici. L'NMP viene utilizzato per elaborare e separare il PVDF dalla *black mass*. In termini di sostenibilità e dal punto di vista della chimica verde, è inadeguato, poiché durante il processo, la decomposizione del PVDF e la delaminazione del solvente (utilizzando NMP) produce acido fluoridrico.

Infine, i cavi che collegano le celle aggiungono un ulteriore livello di complessità allo smontaggio manuale. La rete cablata corre lungo tutto il pacco ad ogni livello ed è essenziale per il funzionamento della batteria. Questa rete è estremamente complessa e lo smontaggio è un processo laborioso che richiede tempo per garantire che i cavi corretti vengano disconnessi al momento opportuno. La rete cablata all'interno del pacco batteria varia a seconda del produttore e l'automazione di questa parte dello smontaggio della batteria sarebbe estremamente impegnativa poiché i robot lavorano con funzioni di programma automatizzate.

4.3.4 Costi e ricavi

4.3.4.1 Costi

In generale, i processi pirometallurgici su larga scala sono altamente efficienti in termini di costi per trattare materie prime secondarie complesse. Nel caso delle batterie agli ioni di litio, le quantità disponibili sono attualmente basse, pertanto, il co-processing ha una quota di mercato maggiore rispetto al trattamento in impianti dedicati. In futuro, si prevede che la situazione cambierà perché gli impianti dedicati sono in grado di arricchire il litio nelle scorie oltre a cobalto, nichel e rame. Tuttavia, la dipendenza economica da nichel e cobalto di tali processi è elevata. Nelle attuali condizioni di mercato, l'uso di carbonio e sostanze organiche come riducenti e combustibili, nonché la separazione del manganese dagli altri metalli di transizione, sembrano presentare vantaggi economici. Nel successivo trattamento idrometallurgico degli intermedi, cobalto, nichel e rame possono essere recuperati in impianti consolidati. Al momento, il recupero del litio dalle scorie non è ancora affermato a livello industriale, ma si prevede che verrà applicato sempre maggiormente. I costi per il recupero del litio non sono noti, ma sulla base dei processi descritti si può presumere che i costi saranno nell'ordine del trattamento dello spodumene o addirittura inferiori. I costi di lavorazione dei concentrati di spodumene sono circa 4500 US$/t per carbonato di litio equivalente (Brückner et al., 2020).

In linea di principio nei processi meccanici è possibile recuperare un numero maggiore di materiali. Tuttavia, non è chiaro se ciò si traduca in vantaggi economici nelle future condizioni di mercato. Nella maggior parte dei casi, prima dello sminuzzamento avviene una rimozione termica costosa delle sostanze organiche. Rispetto alla fusione i metalli vengono concentrati ma non separati. I principali vantaggi di questo approccio sono il (parziale) recupero di alluminio e ferro, che porta a ricavi aggiuntivi. Inoltre, la separazione del rame dai metalli di transizione nella *black mass* potrebbe avere vantaggi economici. Tuttavia, il manganese si riferisce alla *black mass* ed è attualmente considerato un'impurità nell'idrometallurgia a causa del suo basso valore e della costosa separazione da cobalto e nichel. Il recupero di solventi e grafite è stato dimostrato su scala pilota, ma finora non esistono mercati consolidati per questi prodotti e la fattibilità economica su larga scala è sconosciuta. La *black mass* è ancora un prodotto intermedio relativamente nuovo, che richiede un trattamento idrometallurgico dedicato a causa della sua composizione complessa e il recupero di tutti i

componenti. L'installazione di questi impianti richiede investimenti elevati e materie prime sufficienti (Brückner et al., 2020).

4.3.4.2 Ricavi

I possibili ricavi di un processo di riciclaggio derivano principalmente dal cobalto, nichel, rame e litio mentre altri materiali hanno minore rilevanza. Se infatti si osserva la Tabella 5, in cui vengono espressi i prezzi medi dei materiali che si avevano nel biennio 2019-2020, i materiali con una possibilità maggiore di guadagno sono proprio cobalto, rame, nichel e litio, mentre per altri materiali (soprattutto grafite) il valore unitario di ricavo è inferiore.

Tabella 5: Prezzi medi 2019-2020 dei materiali ottenuti dal riciclaggio (Brückner et al., 2020).

Material	Price Average [US$/t]	Quality
Aluminum	1773	High grade primary
Graphite (industrial use)	300-500	Amorphous (<106 µm), 94-97%
Graphite (battery applications)	2500-3000	Large flakes (150-300 µm), >99%
Cobalt	38043	Electrolytic, 99.8%
Copper	5965	Grade A
Lithium carbonate	11900	Min. 99-99.5%
Manganese	1776	Electrolytic, 99.7%
Nickel	14085	Primary 99.8%

La composizione chimica della *black mass* dipende dalla tipologia di batteria (si veda la Sezione 1.5.1 per le varie tipologie), e tipicamente ha un contenuto variabile degli elementi, per via della mancanza di linee guida precise che vadano a regolamentarne delle classificazioni.

Per esempio, i ricavi teorici derivanti da una tonnellata di *black mass* composta da una chimica tipica delle NMC622, considerando il biennio 2019-2020, è stimato essere di 8400 dollari (*Figura 64*). Un terzo dei ricavi proviene dalla vendita di nickel (33,4%), circa un terzo dal cobalto (30,1%) e l'ultimo terzo dal carbonato di litio (32,5%). Recuperare il manganese sarebbe auspicabile, considerando la logica dell'economia circolare, ma focalizzandosi solo sui ricavi, allora non è più conveniente; nel processo idrometallurgico, l'estrazione con solvente del manganese è uno step di purificazione necessario prima dell'estrazione di cobalto e nichel. I ricavi dal manganese però non coprono i costi del processo di estrazione con solvente, che tuttavia viene sussidiato dai ricavi provenienti da cobalto e nichel.

Riciclare altri elementi come alluminio o rame presenti nella *black mass* al momento richiede l'adattamento di processi già consolidati, per via della presenza in questo "nuovo" materiale di combinazioni variabili di altri elementi e fluoro. (Brückner et al., 2020).

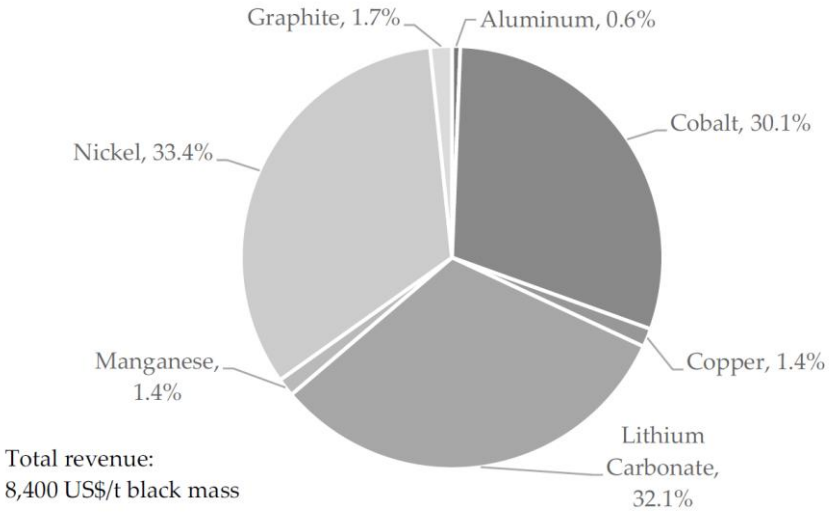


Figura 64: Distribuzione teorica dei ricavi della black mass con la tipologia di batteria agli ioni di litio NMC 622 (nichel 60%, manganese 20%, cobalto 20%) (Brückner et al., 2020).

5. Sostenibilità

In questo capitolo verrà trattata la sostenibilità delle batterie al litio in relazione all'utilizzo nei veicoli elettrici, andando ad analizzare l'intero ciclo vita, dall'estrazione delle materie prime al loro riciclo.

La sostenibilità viene definita nelle scienze ambientali ed economiche come la condizione di uno sviluppo in grado di assicurare il soddisfacimento dei bisogni della generazione presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di realizzare i propri. Il concetto di sostenibilità è stato introdotto nel 1972, nel corso della prima conferenza dell'ONU riguardante l'ambiente e nel 1987 sono stati definiti gli obiettivi di sviluppo sostenibile, grazie al rapporto *Brundtland*. (Treccani-d).

La sostenibilità di un'organizzazione si fonda su tre pilastri, ovvero Ambiente, Sociale, Governo (*Environment Social Governance ESG*):

1. **Ambiente**: comprende le regole, la legislazione ed altri strumenti per affrontare fatti e questioni ecologiche quali, per esempio, lo sfruttamento delle risorse naturali; rispettando questo pilastro si hanno tutte le informazioni necessarie per uno sfruttamento consapevole delle risorse naturali, assecondando i tempi che la natura autonomamente ha per ristabilire i propri equilibri.
2. **Sociale**: è il pilastro che si riferisce al rapporto che si deve avere con gli stakeholders, che sono le parti interessate in un'organizzazione. Si può riassumere questo pilastro come la capacità di garantire una condizione di benessere (sicurezza, salute, istruzione, giustizia, democrazia…) che sia equamente distribuita all'interno di un sistema.
3. **Governo**: si riferisce al modo in cui un'organizzazione viene gestita a livello politico e decisionale su temi che interessano gli shareholders (azionisti) e quindi riguardano investimenti e strategie aziendali che siano il più trasparenti possibile.

Per un'azienda, oltre ai criteri elencati precedentemente, l'aspetto economico è fondamentale per creare profitto e permettere l'esistenza della stessa impresa; può essere riassunto come la produzione ed il mantenimento di condizioni favorevoli alla crescita economica attraverso un corretto ed efficace sfruttamento delle risorse, valorizzando i prodotti ed i servizi del territorio, riuscendo a generare reddito e lavoro sufficienti a sostenere la popolazione.

Per valutare l'impatto ambientale viene utilizzato il metodo *Life Cycle Assessment* (LCA), una metodologia analitica e sistematica che permette di valutare l'impronta ambientale di un prodotto o di un servizio, lungo il suo intero ciclo vita. Il metodo LCA si suddivide in quattro fasi principali:

1. Definizione degli obiettivi e campi di applicazione: l'ambito di un'Analisi LCA è definito dall'oggetto dell'analisi e dall'uso previsto dello studio; la profondità e l'ampiezza di un LCA possono differire notevolmente in relazione all'obiettivo specifico dello studio.
2. Analisi dell'inventario: questa fase consiste in una raccolta dettagliata dei dati relativi agli input e agli output del sistema in esame: questo processo coinvolge la raccolta dei dati necessari per conseguire gli obiettivi dello studio, oltre alla compilazione e alla quantificazione di tutti gli input e output associati a un prodotto nel corso del suo intero ciclo di vita.

3. Valutazione dell'impatto: l'obiettivo di questa fase è quello di quantificare e valutare l'entità e l'importanza dei potenziali impatti ambientali associati ad un sistema di prodotto, a partire dai dati di inventario precedentemente ricavati.
4. Interpretazione: i risultati delle precedenti fasi vengono sintetizzati e analizzati in relazione allo scopo e all'ambito stabiliti in precedenza. Questa fase serve come base per trarre conclusioni, formulare raccomandazioni e prendere eventuali decisioni future, in accordo con la definizione degli obiettivi iniziali.

L'impatto ambientale relativo al potenziale di riscaldamento globale viene misurato a partire dai gas ad effetto serra (*Greenhouse Gas* GHG), un costituente gassoso di origine naturale o antropica, che assorbe ed emette radiazioni a specifiche lunghezze d'onda nello spettro delle radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. Il *Global Warming Potential* (GWP), è un indice basato sulle proprietà radiative dei GHGs, che misura il forzante radiativo[13] a seguito di un'emissione impulsiva di una massa unitaria di un dato gas serra nell'atmosfera odierna integrata su un orizzonte temporale scelto, rispetto a quello dell'anidride carbonica. (UNI EN ISO, 2019). Il dato di GWP permette di stimare l'accumulo di anidride carbonica e di altri gas serra nell'atmosfera che provocano un aumento della temperatura globale.

Esistono poi altri indici che permettono di misurare l'impatto che diversi fattori hanno sull'ambiente, come *Ozone Depletion Potential* (ODP), *Abiotic Resource Depletion* (ADP), *Acidification Potential, Eutrophication Potential, Photochemical Oxidant Potential* (POP), *Ecological Toxicity Potential*.

5.1 Sostenibilità delle batterie al litio per veicoli elettrici

Esistono diversi fattori che influenzano la sostenibilità delle batterie al litio utilizzate nei veicoli elettrici, ma sono riassumibili rifacendosi alla filiera produttiva presentata precedentemente. In seguito verranno descritte le principali problematiche legate al tema di sostenibilità per le fasi di estrazione dei materiali, produzione delle batterie, utilizzo e fine vita.

5.1.1 Impatto dovuto all'estrazione dei materiali – alcune criticità

L'industria mineraria attualmente presenta diverse criticità legate al tema della sostenibilità e, specialmente in alcune aree del mondo, esistono realtà in cui ci sono violazioni dei diritti umani, conflitti armati, contaminazioni ambientali, deforestazioni ed altri danni. Un fallimento nel gestire questo tipo di problematiche arreca danni non solo alle popolazioni che hanno contatto con i siti di estrazione mineraria, ma potrebbe avere anche profonde implicazioni per la transizione all'energia pulita.

L'IEA ha condotto una valutazione sulla sostenibilità nell'industria estrattiva, basandosi sui report pubblici di sostenibilità pubblicati dalle 20 principali compagnie minerarie che hanno una forte presenza sui minerali fondamentali per la transizione green. Queste aziende hanno fatto progressi sugli investimenti nella comunità locale, sulla sicurezza sul lavoro e sulla parità di genere, ma su altri aspetti i progressi sono lenti o assenti, primo tra tutti la diminuzione dell'impatto ambientale. (IEA, 2023b).

[13] Il forzante radiativo esprime il tasso di cambiamento di energia per unità di superficie (espressa in W/m^2) che consente di misurare omogeneamente l'effetto dell'azione di un driver sull'equilibrio relativo del sistema atmosfera-Terra (Treccani-a).

I principali attori del settore rendono pubblici i parametri di sostenibilità, basati ad esempio sulle emissioni dei gas serra, sulla salute e sicurezza degli operatori, attraverso report di sostenibilità annuali. Tuttavia, ci sono delle limitazioni a ciò che viene reso pubblico, perché i dati riportati sono solitamente aggregati a livello aziendale. Le aziende minerarie combinano informazioni provenienti da diverse aree estrattive, in diverse regioni, in cui spesso non vengono dettagliati i dati sull'uso dell'acqua, sull'impronta del suolo ed aree recuperate, sulla produzione di rifiuti, sulla produzione di inquinanti atmosferici, ed altri fattori.

Come noto, una batteria agli ioni di litio contiene materiali critici (litio, nichel, grafite, manganese, cobalto, rame): l'estrazione di questi metalli spesso non viene regolamentata da adeguate misure per tutelare i diritti dei lavoratori e preservare l'ambiente. Per esempio, come già osservato nel Capitolo 2.2.2.2, l'estrazione del litio dalle salamoie è un processo energivoro che richiede l'utilizzo di molta acqua, spesso già carente nelle zone di estrazione, intaccando le risorse idriche delle falde acquifere utilizzate dai contadini e dalle comunità locali. L'estrazione del litio può essere effettuata anche da minerali (Capitolo 2.2.2.1), ma è un processo comunque energivoro e più costoso rispetto all'estrazione di litio da salamoie, quindi meno applicato. Il metodo estrattivo più sostenibile sembrerebbe essere quello dall'acqua di mare, ma ad oggi non ci sono ancora metodi economicamente vantaggiosi per effettuare questo processo.

Nei siti di estrazione di cobalto, principalmente nella Repubblica Democratica del Congo (RDC), i diritti dei lavoratori e delle comunità locali vengono pesantemente violati, in nome dell'espansione di miniere necessarie a soddisfare il fabbisogno del mercato (Amnesty International, 2023). È stato richiesto alle imprese internazionali di adottare standard lavorativi migliori e più etici, e la RDC ha reagito aumentando le royalties per gli investitori stranieri dal 2% al 10%; nel 2018 Glencore, una compagnia svizzera che ha investito nel settore, ha sospeso le operazioni nella miniera di Mutanda, la più grande del mondo che rappresentava il 20% della produzione globale di quell'anno (Benchmark Minerals, 2019).

Inoltre, l'estrazione del cobalto nella Repubblica Democratica del Congo, è anche una delle principali cause di degrado ambientale e contaminazione del suolo e delle acque superficiali. L'espansione delle attività minerarie ha comportato una deforestazione significativa, trasformando vaste aree di foreste pluviali in terreni nudi esposti a erosione in cui si ha la perdita di biodiversità delle specie che c'erano precedentemente all'attività di estrazione. Le operazioni minerarie rilasciano grandi quantità di rifiuti tossici, tra cui metalli pesanti, che contaminano il suolo e le risorse idriche, con effetti devastanti sugli ecosistemi acquatici, la scomparsa di specie ittiche locali e la compromissione della qualità dell'acqua, rendendola anche pericolosa per il consumo umano. La polvere e i residui tossici presenti nell'aria circostante le miniere aumentano i rischi per la salute delle comunità locali, contribuendo a un'incidenza maggiore di problemi ai neonati ed in generale all'insorgenza di malattie croniche.

5.1.2 Impatto dovuto alla produzione di batterie agli ioni di litio per auto elettriche

I catodi su cui si pone l'attenzione sono quelli delle batterie agli ioni di litio NMC811[14] e LFP: le prime sono state scelte per via della rilevanza attuale che hanno nell'utilizzo per i veicoli elettrici e la loro alta densità di energia, mentre le seconde per l'importanza che si prevede abbiano nel mercato futuro. Il consumo di energia elettrica contribuisce per circa il 37% alle emissioni di gas serra per la produzione di batterie agli ioni di litio, quindi ottenere energia elettrica "pulita" è una delle sfide più importanti. Uno studio del MIT (MIT, 2022) ha evidenziato come le emissioni dovute alla produzione di batterie varino molto in base al mix energetico, aumentando notevolmente quando il mix è incentrato sui combustibili fossili e non su tecnologie sostenibili. Ad esempio, il mix energetico medio della Cina genera gas serra per unità di attività con un fattore di emissione pari a 0.842 $kgCO_2eq/kWh$, l'Indonesia invece 1.16 $kgCO_2eq/kWh$ (Llamas-Orozco et al., 2023).

Nel Grafico A di *Figura 65* i Paesi colorati con tonalità di grigio più scure generano la maggior quantità di gas serra per la produzione dei catodi delle NMC811. L'unità di misura dei valori riportati si riferisce ai kg di anidride carbonica equivalente prodotti per capacità della batteria misurata in kWh, che in tutto il globo ammonta a 44.65 $kgCO_2eq/kWh$, in cui la Cina contribuisce per il 27% del totale mondiale con 12.17 $kgCO_2eq/kWh$. Segue l'Indonesia, molto importante nell'industria estrattiva del nichel (contribuisce con 9.92 $kgCO_2eq/kWh$, pari al 22% del totale mondiale), l'Australia, con un ruolo di spicco nell'estrazione di litio da spodumene (contribuisce con 5.20 $kgCO_2eq/kWh$, pari al 12% del totale mondiale). Nel Grafico B invece sono indicati i Paesi che producono maggiori quantità di gas serra per la produzione delle intere batterie NMC811, che globalmente ammonta a 74.15 $kgCO_2eq/kWh$, con Cina che contribuisce al 45% (33.2 $kgCO_2eq/kWh$), seguono sempre Indonesia con 13.5% (10 $kgCO_2eq/kWh$) ed Australia con 9.5% (7.08 $kgCO_2eq/kWh$).

[14] NMC811, indica una composizione del catodo con l'80% di nichel, il 10% di manganese e il 10% di cobalto. Similmente altri catodi NMCxyz i simboli x, y, z indicano la percentuale della composizione dei tre elementi utilizzati per il catodo. (Llamas-Orozco et al., 2023).

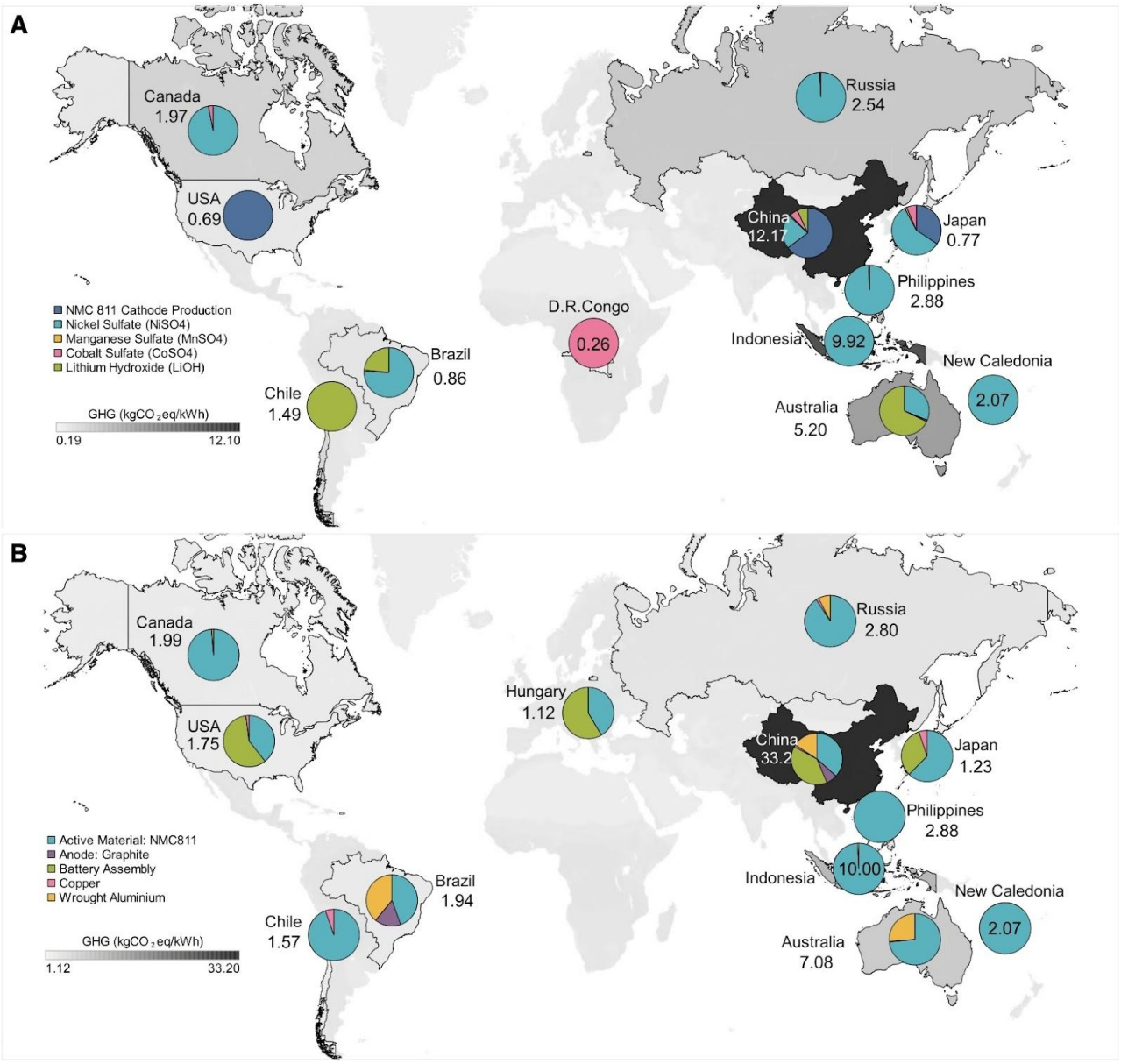


Figura 65: Grafico A: gas serra dovuti alla supply chain degli elementi necessari a fabbricare il materiale attivo del catodo per le batterie NMC811. Totale delle emissioni 44.65 kgCO_2eq/kWh (non sono esplicitati i valori per tutti i Paesi). Grafico B: gas serra dovuti alla supply chain per produrre una batteria finita NMC811. I valori sulle mappe indicano le emissioni di gas serra in kg di CO_2 equivalente per capacità unitaria della batteria, in kWh. Totale delle emissioni 74.15 kgCO_2eq/kWh (non sono esplicitati i valori per tutti i Paesi). I valori del grafico A sono riferiti al solo materiale attivo del catodo, mentre i valori del grafico B sono riferiti all'intera batteria, quindi includono anche quelli del grafico A. (Llamas-Orozco et al., 2023).

Per le batterie LFP (Litio Ferro Fosfato) l'analogo delle emissioni dei gas serra a quanto precedentemente descritto, viene presentato in *Figura 66*, in cui è possibile notare come solo un numero ridotto di Paesi generi contributi significativi delle emissioni totali, che ammontano a 16.89 kgCO_2eq/kWh per la produzione del materiale attivo del catodo, ed a 50.55 kgCO_2eq/kWh per la produzione complessiva. Per la sola produzione del materiale attivo del catodo l'Australia produce 6.15 kgCO_2eq/kWh, che corrispondono al 36% delle emissioni globali, segue la Cina con 5.52 kgCO_2eq/kWh, l'equivalente del 33% delle emissioni globali. Per la produzione totale delle LFP invece la Cina contribuisce per il 57% del totale mondiale, con 28.9 kgCO_2eq/kWh, seguita dall'Australia con 8.7 kgCO_2eq/kWh, che corrispondono al 17% del totale.

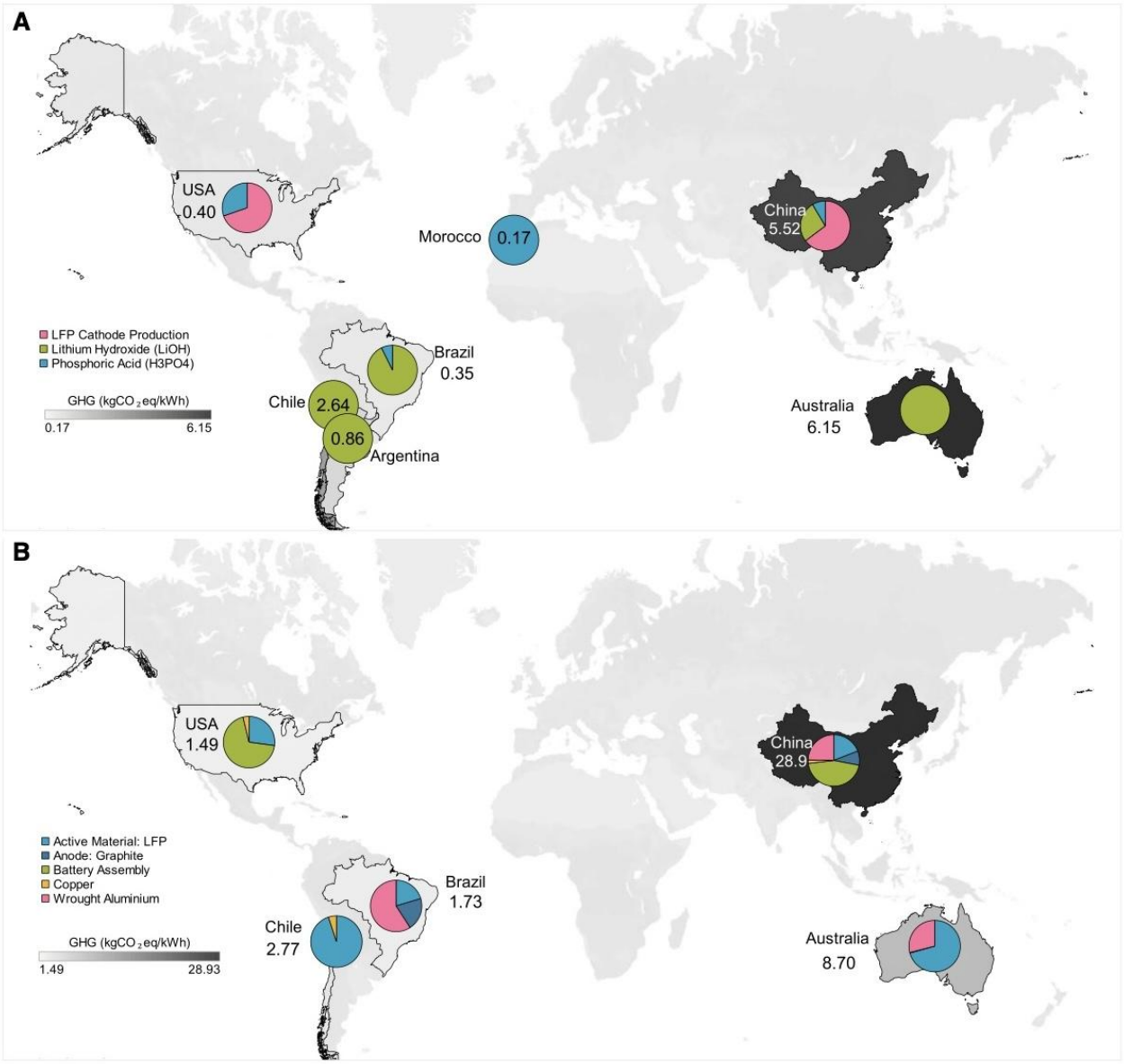


Figura 66: Grafico A: gas serra dovuti alla supply chain degli elementi necessari a fabbricare il materiale attivo del catodo per le batterie LFP. Totale delle emissioni 16.89 kgCO_2eq/kWh (non sono esplicitati i valori per tutti i Paesi). Grafico B: gas serra dovuti alla supply chain per produrre una batteria finita LFP. I valori sulle mappe indicano le emissioni di gas serra in kg di CO_2 equivalente per capacità unitaria della batteria, in kWh. Totale delle emissioni 50.55 kgCO_2eq/kWh (non sono esplicitati i valori per tutti i Paesi). I valori del grafico A sono riferiti al solo materiale attivo del catodo, mentre i valori del grafico B sono riferiti all'intera batteria, quindi includono anche quelli del grafico A. (Llamas-Orozco et al., 2023).

In *Figura 67* sono mostrate le emissioni di gas serra (in kg di anidride carbonica equivalente), dovute alla produzione di batterie agli ioni di litio (avente capacità di riferimento di 1 kWh) per alcune composizioni chimiche di catodi. Nel grafico A i contributi di emissione sono analizzati relativamente alla sola produzione del catodo, suddivise in base alle diverse chimiche denominate *Active Material*; nel grafico B si analizza il contributo delle diverse fasi produttive (inclusa la produzione del catodo e i materiali attivi). Nel grafico A si nota come la maggior quota di produzione di gas serra sia dovuta al solfato di nichel, totalmente assente nelle batterie litio ferro fosfato, mentre la quota di produzione del catodo sia maggiore per le batterie con chimiche contenenti nichel e sia minore per le LFP. Nel

grafico B la maggior parte delle emissioni sono date dalla produzione del materiale attivo, mentre l'assemblaggio ha un'incidenza significativa, seguito dalla lavorazione dell'alluminio.

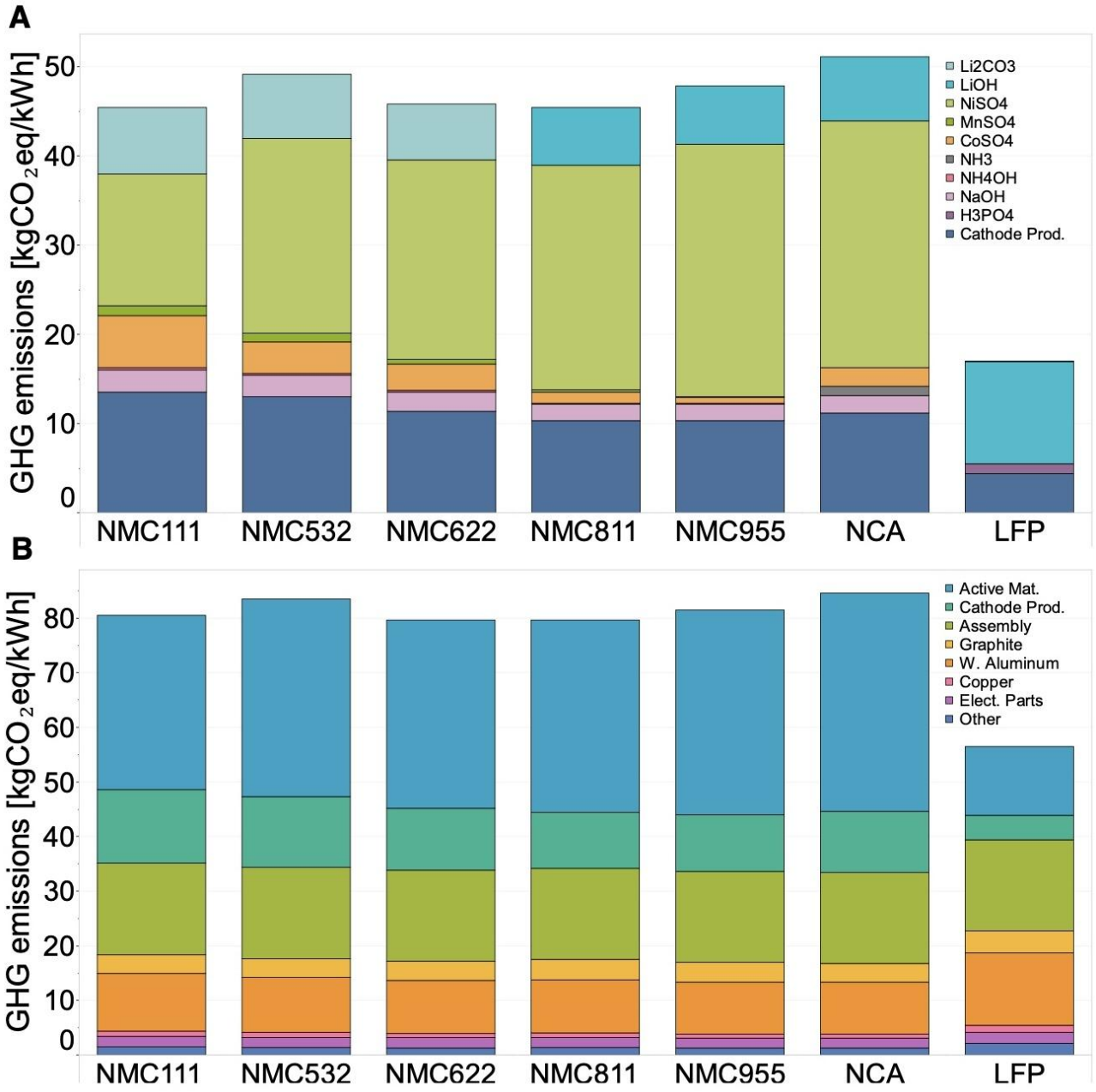


Figura 67: Emissioni di CO_2 per batterie con diverse chimiche e con capacità di 1 kWh. Ripartizione dei contributi dei vari materiali. Nel grafico A (sopra) sono mostrate le emissioni per la produzione del materiale attivo del catodo, costituito dai composti chimici di: carbonato di litio (LI2CO3), idrossido di litio (LiOH), solfato di nichel (NiSO4), solfato di manganese (MnSO4), solfato di cobalto (CoSO4), ammoniaca (NH3), idrossido di ammonio (NH4OH), idrossido di sodio (NaOH), acido fosforico (H3PO4). Nella figura B (sotto) sono mostrate le emissioni per la produzione dell'intera batteria. Il processo di produzione del catodo include le fasi di co-precipitazione del precursore e la produzione del catodo tramite calcinazione. Vengono conteggiati anche i contributi di produzione derivanti da grafite, alluminio, rame, parti elettroniche ed altro (materiali come binder, elementi elettronici, acciai o varie plastiche). (Llamas-Orozco et al., 2023).

5.1.3 Impatto dovuto all'utilizzo delle batterie

La quantità di CO_2 prodotta dalle batterie durante il loro periodo di utilizzo dipende in gran parte dalla quantità e dal tipo di fonte di energia che viene utilizzata per ricaricare le batterie: per quanto

riguarda la ricarica, sono diversi i fattori che influenzano la produzione di CO_2, tra cui la fonte dell'energia utilizzata per effettuare la ricarica. Il mix energetico può provenire da:

- Fonti di energia rinnovabili: quali l'energia solare, l'energia idroelettrica, l'energia eolica, ecc. In tali casi la produzione di CO_2 in fase di generazione di energia sarà molto bassa o trascurabile. Considerando ad esempio una turbina eolica, la maggior parte delle emissioni di CO_2 del suo ciclo di vita sono dovute all'estrazione delle materie prime necessarie per la produzione della turbina ed al processo produttivo, mentre quando la turbina è in funzione la CO_2 che produce è trascurabile.
- Fonti di energia fossili: come il petrolio, il gas naturale ed il carbone. Sono molto più inquinanti delle fonti rinnovabili; in particolare il carbone produce il 30% in più di emissioni di CO_2 rispetto al petrolio ed il 70% in più rispetto al gas naturale (Bragonzi, 2014).

A livello globale è mostrata in *Figura 68* la percentuale delle varie fonti utilizzate per produrre energia elettrica. Il carbone fossile è ancora la fonte più utilizzata, soprattutto da Cina, India e Stati Uniti d'America. Per il futuro si prevede che le energie rinnovabili supereranno l'utilizzo delle fonti fossili per la generazione di energia elettrica, nel 2040 (Ember, 2024).

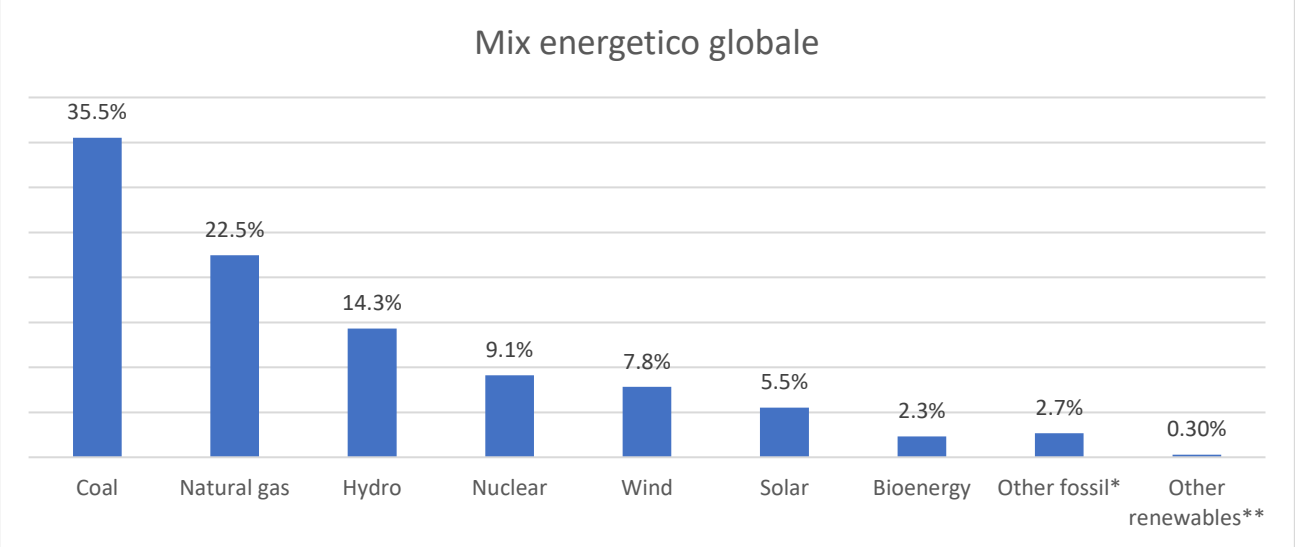


Figura 68: Tipologie di fonti energetiche per la generazione di energia elettrica nel 2023 e la loro rilevanza a livello globale (Ember, 2024).

I fattori di emissione, misurati in tonnellate di anidride carbonica emessa per tonnellata di petrolio equivalente, nel 2023 (*Figura 69*) indicano che i Paesi con valori più alti sono tipicamente quelli che hanno un mix energetico che utilizza in maniera massiva le fonti fossili. In contrasto, la Svezia ha un fattore di emissione inferiore a 1, che indica un ampio utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili (Enerdata, 2024).

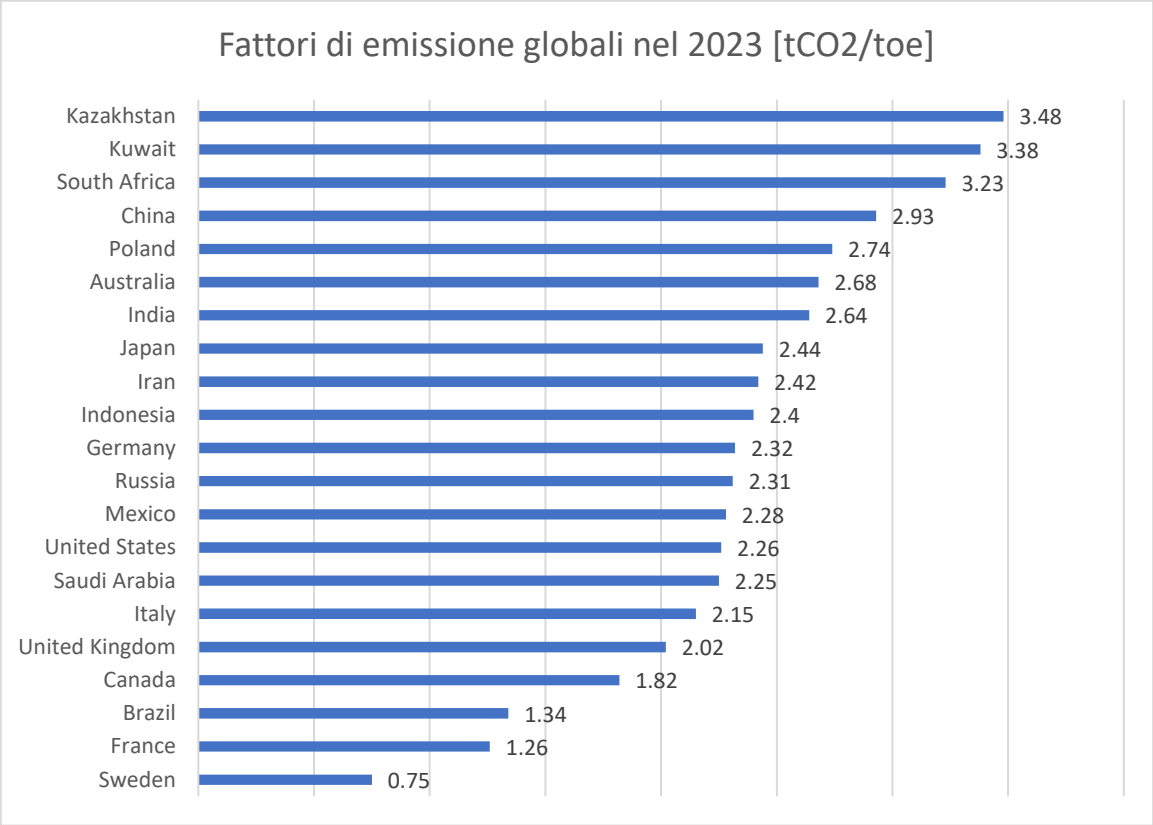


Figura 69: Fattori di emissione per diversi Paesi. Le quantità sono indicate nel rapporto di tonnellate di anidride carbonica per tonnellate di petrolio equivalente [tCO_2/toe]. (Enerdata, 2024).

Un altro aspetto molto importante è l'efficienza della rete con cui l'energia elettrica viene trasportata, dalla centrale elettrica ai vari punti di ricarica, dal momento che perdite durante la trasmissione e distribuzione accrescono il consumo energetico, aumentando di conseguenza l'emissione di CO_2. Anche l'efficienza con cui la batteria viene ricaricata influisce sulle emissioni di gas serra: sono minori se il sistema ha un'alta efficienza, maggiori se invece è bassa.

5.1.4 Impatto dovuto al fine vita delle batterie agli ioni di litio

Tra i vari metodi di gestione del fine vita, la rigenerazione ed il riutilizzo sono i metodi con impatto ambientale più basso, ma per le batterie agli ioni di litio che hanno una percentuale di capacità inferiore al 65% rispetto a quella iniziale, viene effettuato il processo di riciclaggio (si veda Sezione 4.3.2). Il tasso di riciclaggio delle batterie agli ioni di litio attualmente non è elevato, dal momento che il settore della telefonia o comunque dei dispositivi che utilizzano pacchi batteria di piccole dimensioni, non ha alti tassi di raccolta e sia la chimica che la struttura costruttiva delle batterie agli ioni di litio sono molto diversificate, quindi difficili da trattare dal punto di vista del processo.

Come descritto nella Sezione 4.3.2 il processo di riciclaggio comprende diverse fasi, dal trasporto delle batterie esauste, al trattamento per renderlo il più uniforme possibile, separando i vari elementi costituenti con metodi di cernita automatica oppure manuale. In seguito il materiale costituito da anodo e catodo viene separato dal resto dei componenti della batteria e poi frantumato e trattato chimicamente in modo da ottenere la *black mass*, ovvero una polvere eterogenea contenente sostanzialmente litio, nichel, grafite, manganese, cobalto, rame (come descritto nella Sezione 4.3.4.2).

Tra i vari metodi di gestione del fine vita, la rigenerazione ed il riutilizzo (classificati con la dicitura "riciclaggio diretto") sono i metodi con impatto ambientale più basso. A livello europeo, il riciclaggio rispetto alla produzione da materia prima, tramite pirometallurgia permette di ridurre le emissioni di CO_2 in quantità dal 4% al 18%, il processo idrometallurgico permette riduzioni dall'8% al 22% ed il riciclaggio diretto (riutilizzo o rigenerazione) permette riduzioni dal 36% al 41%.

5.2 La carbon footprint dei veicoli elettrici: il ruolo della supply chain

In questa sezione verranno presentati dei confronti tra diverse autovetture (elettriche e non) sotto l'aspetto delle emissioni nel ciclo della loro vita. Viene descritto uno scenario di riferimento ispirato alla casa produttrice Tesla Inc., l'azienda statunitense leader del settore delle automobili elettriche. I dati riportati sono in gran parte stimati od approssimati, quindi i risultati ottenuti non hanno l'obiettivo di misurare l'impatto ambientale effettivo di un'auto Tesla, ma di mostrare l'impatto ambientale indicativo di una situazione tipica, e identificare gli elementi che principalmente contribuiscono a tale impatto.

In *Figura 70* sono riportati i valori di anidride carbonica equivalente prodotta nell'intero ciclo vita da alcuni veicoli in commercio. Le automobili sono di media taglia e con diversi sistemi di propulsione, che vanno da quelli più tradizionali con motore a combustione interna a quelli elettrici, suddividendo le fasi di emissione di CO_2 equivalente per produzione del veicolo, utilizzo (costi di carburante o di mix energetico utilizzato per la ricarica del veicolo) e fine vita (impatto positivo legato al riciclo del veicolo). Poiché attualmente il riciclaggio delle batterie non è efficiente quanto quello di altre parti dei veicoli (sostanzialmente chassis e corpo), il risparmio di emissioni derivante dal riciclaggio dei veicoli rispetto alle emissioni di produzione è minore per i veicoli elettrici (Buberger et al., 2022). La fase del ciclo di vita che impatta maggiormente sul totale della produzione di emissioni è l'utilizzo del veicolo che, se ha un convenzionale motore a combustione interna (a benzina o a gasolio), restituisce dei valori estremamente più alti rispetto a quelli di un veicolo dotato di motore elettrico. Per i veicoli elettrici si nota che la ricarica ottenuta mediante un mix energetico convenzionale, cioè non derivante dalle sole fonti rinnovabili, impatta comunque in modo inferiore rispetto ai combustibili fossili, ma molto di meno se la ricarica è da fonti energetiche rinnovabili. Le autovetture ad idrogeno hanno un motore elettrico che viene alimentato da una corrente elettrica prodotta da delle celle a combustibile, in cui concettualmente lo storage della batteria delle classiche auto elettriche viene sostituito dall'idrogeno[15]. L'unica autovettura con motore a combustione interna che, in questo caso di confronto, produce complessivamente meno emissioni di anidride carbonica rispetto ad un veicolo elettrico alimentato solamente da un mix energetico rinnovabile, è quella che viene alimentata da biogas compresso.

[15] L'idrogeno per essere ottenuto ha bisogno di processi produttivi che consumano energia proveniente da un mix energetico variabile.

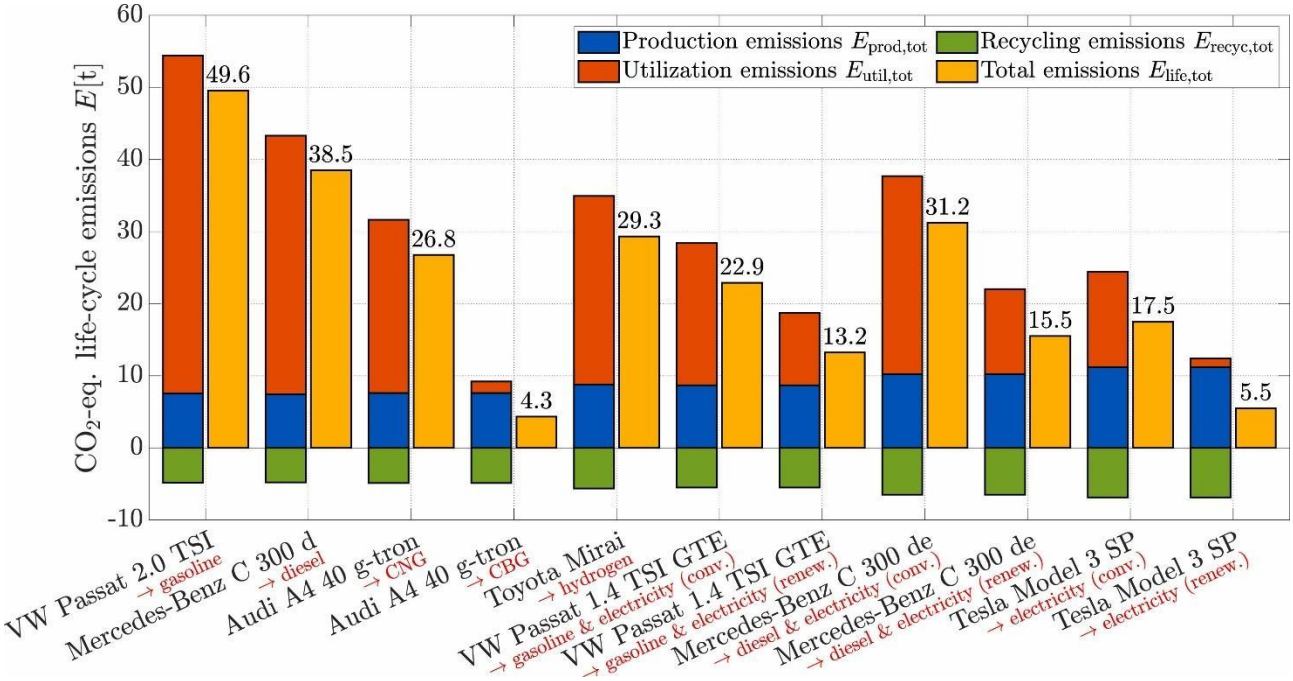


Figura 70: Emissioni "E" di CO2 equivalente avute nel ciclo di vita di alcune autovetture. CNG sta per "Compressed Natural Gas", CBG sta per "Compressed Biogas", gasoline & electricity e diesel & electricity si riferiscono a vetture che utilizzano due motori per propulsione (per i cosiddetti veicoli ibridi), conv. indica che l'energia elettrica proviene dal mix energetico convenzionale, renew. indica che l'energia elettrica proviene da sole fonti rinnovabili (Buberger et al., 2022).

Al contrario della fase di utilizzo, attualmente produrre un veicolo elettrico è più inquinante rispetto a produrre un tradizionale veicolo con motore endotermico come illustra la *Figura 70*, che include le emissioni dovute alla catena di approvvigionamento per le materie prime.

Secondo i dati riportati da un'analisi sul ciclo di vita di autovetture prodotte da Tesla, dopo circa 3 anni le emissioni totali diventano pari a quelle di un veicolo a motore endotermico (*Figura 71*), cioè il minore impatto durante l'utilizzo permette di assorbire il maggior impatto in produzione, per poi ottenere un vantaggio rispetto ai veicoli tradizionali, che si incrementa nel tempo. Le ipotesi alla base di questa stima di Tesla sono le seguenti:

1. la vita media di un'auto negli Stati Uniti è di 17 anni, con una percorrenza totale media di 200'000 miglia, ovvero 322'000 km;
2. si ipotizza che non ci siano variazioni di efficienza nei due tipi di veicoli nel tempo;
3. si ipotizza che non ci siano miglioramenti alle reti di ricarica Tesla, che contribuirebbero a generare minori emissioni di CO_2.

Con queste ipotesi, Tesla dichiara di riuscire ad evitare l'immissione di circa 51 tonnellate di CO_2 nel corso dei 17 anni di vita del veicolo.

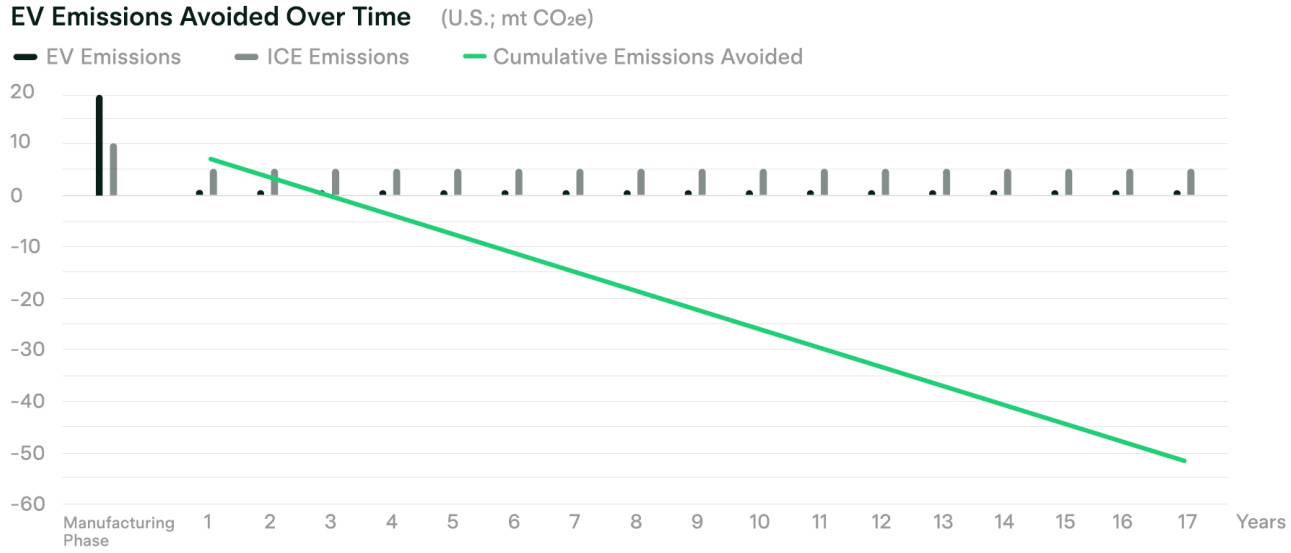


Figura 71: Emissioni di CO2 in 17 anni di utilizzo più le emissioni generate per la produzione dei veicoli, comparando un ICE e un EV (Tesla, 2023).

Nell'analisi fornita da Tesla sono stati considerati i consumi di energia legati ai mix energetici reali, mentre per i veicoli con motore a combustione interna sono stati utilizzati i dati forniti dal "Consumer Reports" (rivista statunitense che viene pubblicata dall'Unione Consumatori, senza scopo di lucro). Questi dati riportano che per un'auto premium di medie dimensioni, negli stati Uniti, i consumi sono in media di 24.9 MPG (Miglia Per Gallone), ovvero di circa 10.6 km/l (chilometri/litro), che si traduce in circa 445 grammi di CO_2 prodotta per miglio (o 248.5 g per km), considerando anche le emissioni generate dall'estrazione, dalla raffinazione e dal trasporto del petrolio.

Nella *Tabella 6* è possibile osservare le emissioni per miglio e per chilometro di CO_2 (gCO_2eq/mi oppure gCO_2eq/km) del modello Tesla "model 3 Standard Range", se il veicolo è caricato tramite l'utilizzo di pannelli solari (solar charged), oppure se vengono utilizzate le colonne di ricarica Tesla (grid charged), utilizzando i fattori di emissione degli USA e dell'Europa. Viene proposto anche il consumo di CO_2 prodotto da un veicolo premium medio con motore a combustione interna. Queste emissioni comprendono, oltre alle emissioni prodotte dal moto del veicolo (200'000 miglia o 322'000 km), anche le emissioni derivanti dalla catena di approvvigionamento e dalla produzione dei veicoli stessi. I dati proposti considerano il mix energetico di Stati Uniti d'America e di Europa.

Tabella 6: Produzione di CO_2 equivalente di una Tesla model 3 (o di una Model Y Standard Range a trazione posteriore) caricata con energia prodotta da eolico, oppure con il mix energetico, confrontata con le emissioni di un veicolo a combustione interna medio di fascia premium, negli Stati Uniti e in Europa. I valori sono di grammi di CO_2 per miglio o per chilometro percorso (Tesla, 2023).

	United States		Europe	
	[gCO_2e/mi]	[gCO_2e/km]	[gCO_2e/mi]	[gCO_2e/km]
Personal use (solar charged)	72	45	114	71
Personal use (grid charged)	116	72	139	86
Average premium ICE (internal combustion) vehicle	445	277	459	285

L’analisi LCA che è stata utilizzata nel report di Tesla ipotizza che i veicoli (sia elettrici che con motore a combustione interna) abbiano emissioni costanti durante il loro intero ciclo di vita, ma l’ipotesi è conservativa, in quanto il mix energetico continuerà a diventare più green, riducendo ulteriormente i consumi in termini di CO_2 prodotta per i veicoli elettrici, mentre per i veicoli con motore a combustione interna questa riduzione non può avvenire.

L'approvvigionamento delle materie prime critiche, come già visto, è un tema molto importante, sia dal punto di vista ambientale sia dal punto di vista economico e sociale; Tesla decide di adottare una politica di supply chain diretta, approvvigionandosi direttamente da miniere, raffinerie e fonderie, e questo permette all’azienda di avere maggiore controllo sulle emissioni prodotte in queste fasi.

Tesla possiede un reparto di riciclaggio batterie interno, che nel 2023 ha permesso di recuperare una quantità di materiali tale da poter produrre più di 9000 batterie destinate alla *Tesla model Y*. Il reparto è in grado di riciclare principalmente nichel, rame, litio e cobalto ed il processo generale si suddivide in tre fasi principali:

1. Raccolta: le batterie che non sono più operative vengono spedite alla casa madre dai vari centri di assistenza per poter essere riciclate. Anche gli scarti di produzione vengono raccolti per poter essere recuperati e ridurre al minimo gli sprechi;
2. Estrazione e raffinazione: una volta che i materiali sono stati estratti dai prodotti a fine vita, vengono raffinati per ottenere materie prime di alta qualità;
3. Re incorporazione: le materie prime recuperate e raffinate vengono incorporate in nuovi prodotti. Nel 2023 sono state recuperate 117 tonnellate di cobalto, 329 tonnellate di litio, 2431 tonnellate di nichel, 860 tonnellate di rame.

5.2.1 Esempio di calcolo di impatto (carbon footprint) per la produzione di un pacco batteria

In questa sezione verrà proposta una stima basata su un modello di calcolo per quantificare l’impatto ambientale in termini di anidride carbonica equivalente della filiera produttiva di un pacco batteria di capacità 55 kWh, prendendo come riferimento quello utilizzato sulla *Tesla model 3 Standard Range Plus*, che contiene 2976 celle di tipo 2170 (Electric Vehicle Database, 2021).

Si considera una supply chain che prevede l’estrazione e l’approvvigionamento del litio da diverse aree del mondo e con diverse tecniche, mentre la fabbrica che produce le celle si trova in Cina. Si arriva infine all’assemblaggio del pacco batteria in Germania (Berlino) (*Figura 72*). Nell’analisi si adotta una prospettiva “*cradle to gate*”, in cui non vengono conteggiati nel calcolo i contributi dovuti alla fase di utilizzo ed al fine vita (recupero/riciclaggio).

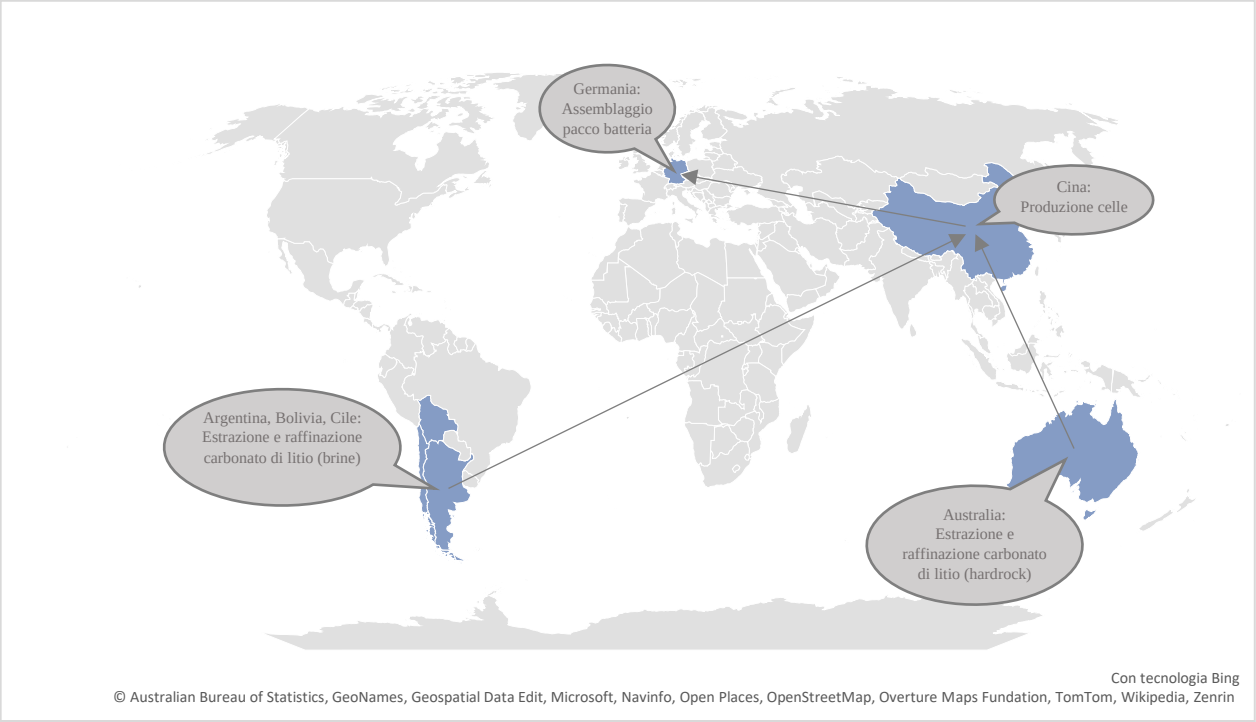


Figura 72: Mappa della filiera di approvvigionamento del litio per la produzione del pacco batteria in oggetto di studio. Le frecce indicano i trasporti (combinando quelli via terra e via mare).

Nella *Figura 73* è rappresentato lo schema utilizzato per valutare il contributo di CO_2 equivalente per diverse fasi del processo produttivo. Le prime tre fasi, che in figura sono in arancione, sono riferite al solo litio (carbonato di litio) necessario per realizzare il pacco batteria, mentre le ultime tre fasi, che in figura sono in blu, si riferiscono a tutti i materiali utilizzati per realizzare il pacco batteria.



Figura 73: Fasi della produzione del pacco batteria.

Di seguito vengono riassunte alcune delle ipotesi utilizzate[16]:

- Le celle da fabbricare sono di tipo LFP e necessitano di carbonato di litio.
- Gli approvvigionamenti di litio vengono forniti a CATL, la fabbrica produttrice delle celle, sotto forma di carbonato di litio e sono ipotizzati provenire per il 40% dall'Australia e per il 60% dal Sud America, con quantità equamente distribuite tra Cile, Bolivia e Argentina. In America del Sud estrazione e raffinazione vengono effettuate nelle salamoie, mentre per l'Australia la raffinazione avviene in Cina, dopo il trasporto del litio estratto dalle rocce[17].
- In Cina avviene la fase di produzione delle celle, e per semplicità si considera che il porto di arrivo del carico di litio (carbonato di litio), sia prossimo al sito produttivo, e quindi il contributo di trasporto via terra dal porto al sito produttivo, possa essere ritenuto trascurabile.
- Il processo produttivo considerato si conclude con l'assemblaggio delle celle in Germania, a Berlino.
- Non vengono considerati gli ingombri e i pesi degli imballaggi utilizzati per il trasporto dei materiali (carbonato di litio e celle prodotte) all'interno dei container.

In seguito vengono illustrate le fasi della produzione del pacco batteria, e modellato l'impatto in termini di CO_2 equivalente.

5.2.1.1 Estrazione e raffinazione carbonato di litio

In *Figura 74* è mostrata l'impronta carbonica (tonnellate di anidride carbonica prodotte per una tonnellata di carbonato di litio equivalente ricavato) in funzione della modalità di estrazione del litio, con il litio proveniente da salamoia che ha un'impronta carbonica minore rispetto al litio proveniente da minerale.

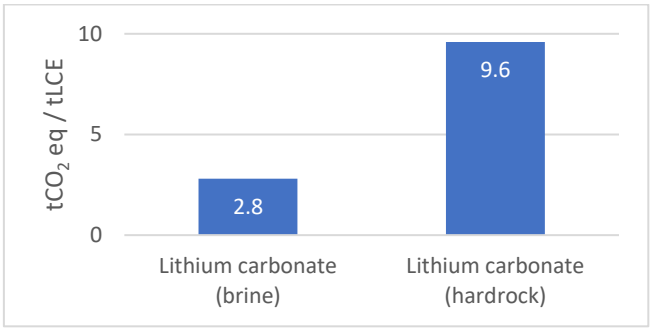


Figura 74: Gas serra in tonnellate di CO_2 equivalente prodotti per estrazione e raffinazione di litio, dalle salamoie ("brine") e dallo spodumene ("hardrock"), per tonnellate di carbonato di litio equivalente ricavato (LCE) (IEA, 2021).

Per calcolare la quantità in chilogrammi di CO_2 equivalente generata da una singola cella 2170 nelle fasi di estrazione e di raffinazione del carbonato di litio (mining, refining) si applica la formula:

$$\mathrm{kgCO_{2,min,ref,LCE}} = \mathrm{N_{cells,bat}} \cdot \mathrm{kgLCE_{cell}} \cdot \sum_{i} \mathrm{C_i} \cdot \frac{\mathrm{tCO_2eq}}{\mathrm{tLCE}}$$

[16] Altre ipotesi semplificative verranno presentate nel corso della descrizione del modello.

[17] Il calcolo dell'anidride carbonica equivalente derivante da estrazione e raffinazione viene eseguito senza considerare che la raffinazione dello spodumene avvenga in un luogo geografico diverso da quello estrattivo; vale infatti l'additività del contributo dei processi.

Dove:

- $N_{cells,bat}$ è il numero di celle contenute nel pacco batteria (2976 celle);
- $kgLCE_{cell}$ è la quantità di litio[18] contenuta in una cella 2170 si stima essere di 1.44 g, con la capacità della batteria di 4.8 Ah (Batemo, 2020). Il contenuto di carbonato di litio equivalente è quindi circa 7.7 g, ottenuto moltiplicando il valore stimato di 1.44 g con il fattore di conversione da litio a carbonato di litio equivalente di 5.323 (si veda *Tabella 4*);
- Il contenuto di carbonato di litio per singolo pacco batteria è ottenuto con il prodotto tra "$N_{cells,bat}$" e "$kgLCE_{cell}$", ricavando il valore di 22.92 kg.
- C_i rappresenta la percentuale di carbonato di litio dal Paese (Country) di provenienza: se Australia 60%, se Argentina, Bolivia o Cile 20%;
- $\frac{tCO_2eq}{tLCE}$ è il valore riportato nella *Figura 74* e dipende dalla modalità di estrazione del carbonato di litio (da salamoia o da roccia). Se il Paese di provenienza è Australia, si considera 9.6, altrimenti, per Argentina, Bolivia o Cile, si considera 2.8.

Il valore totale che si ottiene è di **126 kgCO₂eq** per l'estrazione e raffinazione della quantità di carbonato di litio necessaria alla produzione di un pacco batteria. Normalizzando questo valore sulla capacità del pacco batteria (55 kWh) si ottengono **2.29 kgCO₂eq/kWh**.

5.2.1.2 Trasporto 1 carbonato di litio – via terra

Ipotizzando le caratteristiche di un container delle dimensioni riportate in *Tabella 7*, con il carico limite di 28250 kg e il volume di 33.2 m^3, è possibile caricare carbonato di litio saturando in peso il container. La densità del carbonato di litio (2110 kg/m^3), è infatti superiore al limite di carico del container (851 kg/m^3).

Ogni pacco batteria contiene 22.92 kg di carbonato di litio e l'equivalente del peso di 28250 kg di carbonato di litio caricato è di 1232 pacchi batteria ($N_{bp,c}$).

Tabella 7: Dati utili a calcolare le quantità utilizzate per la spedizione della merce. Si considera un container standard da 20'(Truck service).

	U.d.M.	Valore
Volume container	m^3	33.2
Carico massimo container	t	28.25
Peso del container vuoto, W_{cont}	t	2.23
Limite di densità di carico contanier	kg/m^3	851
Densità carbonato di litio	kg/m^3	2110
Carico effettivo container (carbonato di litio)	t	28.25

Il contributo di anidride carbonica equivalente prodotta durante il trasporto per un singolo pacco batteria quindi è dato da

$$\text{kg}CO_{2,transport1,bat} = \frac{\left(W_{f,l,lith,carb} + W_{cont}\right)}{N_{bp,c}} \sum_i C_i \cdot D_{1,i} \cdot E_{truck}$$

[18] La formula per calcolare il contenuto di litio di una generica batteria agli ioni di litio è fornita da (FedEx, 2024), moltiplicando la capacità della batteria [Ah] per 0.3

Con:

- $W_{f,l,lith,carb}$ è il peso del container a pieno carico del container con carbonato di litio (full load lithium carbonate);
- W_{cont} è il peso del container vuoto;
- $N_{bp,c}$ è il numero di pacchi batteria che si produrrebbero con il carbonato di litio trasportato in un container (1232);
- C_i rappresenta la percentuale di carbonato di litio dal Paese di provenienza (Country);
- $D_{1,i}$ rappresenta la distanza dalla località estrattiva al porto di partenza in base al paese di provenienza;
- E_{truck} è il valore di emissione del tir, stimato essere 185 g/(tkm), considerando il valore ricavato dal database di Econinvent (Ecoinvent - Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}).

In *Tabella 8* vengono riportate le distanze tra le località estrattive considerate ed i porti più vicini.

Tabella 8: Distanze da siti estrattivi a porti più vicini.

Paese, C_i	Località estrattiva	Porto utilizzato	Distanza, $D_{1,i}$ [km]
Australia	Mount Marion	Esperance	450
Argentina	Salar de Hombre Muerto	Antofagasta	600
Bolivia	Salar de Uyuni	Antofagasta	700
Cile	Salar de Atacama	Antofagasta	270

Il totale prodotto durante il trasporto via terra di un container a pieno carico di carbonato di litio per un pacco batteria è **2.26 kgCO_2eq**, ripartito tra i singoli Paesi come riportato in *Figura 75*. Normalizzando questo valore sulla capacità del pacco batteria (55 kWh) si ottengono **41 gCO_2eq/kWh** di capacità.

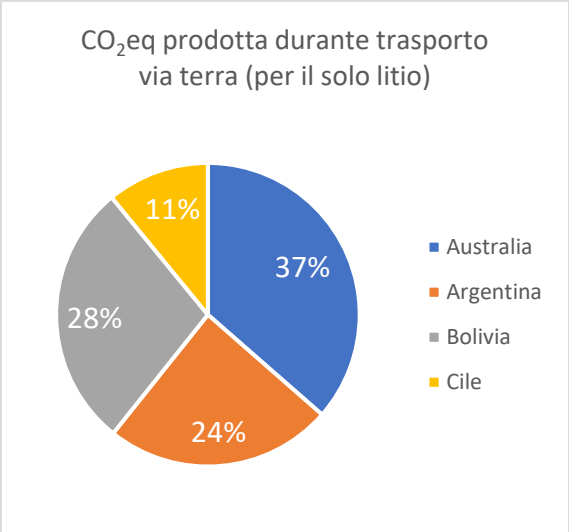


Figura 75: Percentuali di anidride carbonica equivalente emessa dal contributo del litio in fase di trasporto via terra dai siti estrattivi produttori di carbonato di litio, al porto più vicino, per produrre un pacco batteria costituito da 2976 celle del modello 2170 (LFP) nell'ipotesi di provenienza della materia prima utilizzata in questo studio. Il totale è di 2.26 kgCO_2eq.

5.2.1.3 Trasporto 2 carbonato di litio – via mare

Per i trasporti marittimi il container viene caricato direttamente dal tir alla nave, quindi i valori di peso del container a pieno carico di carbonato di litio $(W_{f,l,lith,carb} + W_{cont})$ non cambia, anche se per semplicità nel calcolo del contributo del trasporto marittimo l'emissione della nave conteggia il container con peso standard[19]. Non cambia nemmeno il contributo di provenienza dei singoli Paesi (C_i), ma ciò che cambia sono le distanze (indicate in *Tabella 9*) e l'emissione della nave porta container. Per un singolo container da 20' si ipotizza l'emissione di 100 gCO_2eq/km (Freightos).

Tabella 9: Distanze da porti con merce in partenza e porti merce con merce in arrivo, calcolate mediante il sito "Sea distances.org" (Sea-distances.org).

Paese, C_i	Porto merce in partenza	Porto merce in arrivo	Distanza, $D_{2,i}$ [km]
Australia	Esperance	Guangzhou	7951
Argentina	Antofagasta	Guangzhou	19783
Bolivia	Antofagasta	Guangzhou	19783
Cile	Antofagasta	Guangzhou	19783

Utilizzando l'equazione analoga al trasporto via terra, si ha che il contributo di anidride carbonica prodotta dal trasporto di un container da 20' contenente carbonato di litio per la produzione di un pacco batteria è dato da

$$\text{kg}CO_{2,transport2,bat} = \frac{1}{N_{bp,c}} \sum_i C_i \cdot D_{2,i} \cdot E_{ship}$$

In cui le grandezze:

- C_i è la quota di provenienza geografica precedentemente considerata;
- $D_{2,i}$ sono le distanze tra i porti, riportate in *Tabella 9*;
- E_{ship} è il valore di anidride carbonica equivalente, per singolo container, considerato con un peso standard (100 gCO_2eq/km come già precedentemente menzionato).

La quantità di anidride carbonica equivalente prodotta è di 1505 $kgCO_2eq$/container: dividendo per la quantità di carbonato di litio trasportato espressa in temini di numero di pacchi batteria (1232) si ottiene l'equivalente di un singolo pacco batteria è di **1.22 $kgCO_2eq$**, ripartita tra i singoli Paesi come indicato in *Figura 76*. Normalizzando questo valore sulla capacità del pacco batteria (55 kWh) si ottengono **22 gCO_2eq/kWh** di capacità.

[19] Mediante il calcolo utilizzando un software, si sceglie il tipo di container (nel caso in studio quello da 20') (Freightos)

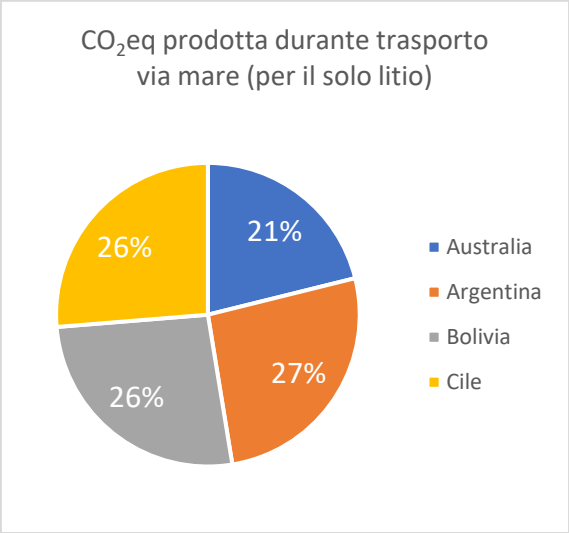


Figura 76: Percentuali di anidride carbonica equivalente emessa dal contributo del litio in fase di trasporto via mare dai porti con carbonato di litio in partenza, al porti in arrivo (Guangzhou), per produrre un pacco batteria costituito da 2976 celle del modello 2170 (LFP) installabile in una Tesla Model 3 Standard Range Plus. Il totale è di 1.22 kgCO_2eq.

5.2.1.4 Produzione celle ed estrazione e raffinazione altri metalli

Per la fase di produzione delle celle si considerano i valori riportati in *Tabella 10*, in cui la seconda colonna si riferisce all'emissione di anidride carbonica equivalente per l'intero pacco batteria di 55 kWh, mentre la terza colonna considera l'emissione di anidride carbonica equivalente normalizzata per capacità del pacco batteria.

La produzione del materiale attivo è epurata dal contributo dato dall'estrazione e raffinazione del litio precedentemente ricavato, di 126 kgCO_2eq o analogamente 2.29 kgCO_2eq/kWh di capacità della batteria. Il totale ottenuto è di **2884 kgCO_2eq** per pacco batteria o analogamente di **52.4 kgCO_2eq/kWh** di capacità della batteria.

Tabella 10: Emissioni di gas serra espressi in kg CO2eq/kWh (i kWh sono quelli di capacità della batteria), per la produzione delle celle di una batteria LFP. In "Altro" si considerano il legante, gli elettroliti, plastiche, acciaio, isolante termico, refrigerante (Llamas-Orozco et al., 2023)*. La terza colonna considera che la capacità della batteria sia di 55 kWh.*

**Dalla produzione del materiale attivo sono stati tolti i valori 126 kgCO2eq e 2.29 kgCO2eq/kWh, calcolati precedentemente nella fase di estrazione e raffinazione del carbonato di litio.*

	Emissione pacco batteria [kgCO_2eq]	Emissioni [kgCO_2eq / kWh] (kWh di capacità della batteria)
Produzione del materiale attivo*	562	10.2
Produzione del catodo	242	4.4
Produzione parti elettroniche	110	2.0
Estrazione e raffinazione rame	72	1.3
Estrazione e raffinazione alluminio	688	12.5
Estrazione e raffinazione grafite	209	3.8
Assemblaggio cella	880	16.0
Altro	121	2.2
Totale	2884	52.4

Il mix energetico considerato varia a seconda dei diversi Paesi ed in *Figura 77* si può notare come soprattutto in Cina ed Australia le fonti fossili sono ancora dominanti nel mix energetico.

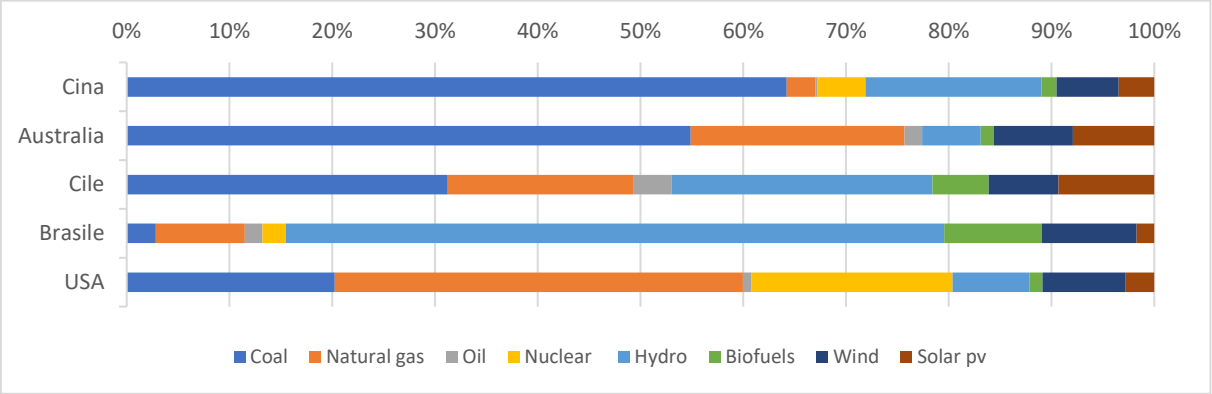


Figura 77: Mix energetico dei principali Paesi produttori di batterie LFP (Llamas-Orozco et al., 2023). Il mix energetico dei Paesi è quello dei Paesi riportati in Figura 66B.

5.2.1.5 Trasporto 3 celle prodotte – via mare e via terra

Le celle prodotte vengono spedite in Germania, tramite un trasporto marittimo, dal porto cinese di Guangzhou al porto tedesco di Amburgo (con 18676 km di distanza) e poi tramite un trasporto su strada da Amburgo a Berlino (con 290 km di distanza). Ipotizzando sempre di saturare il volume del container si riesegue un calcolo analogo a quanto fatto in precedenza per determinare il numero di pacchi batteria equivalenti trasportati. Le celle 2170 hanno dimensioni cilindriche di diametro 21 mm e altezza 70 mm, quindi dato un volume di forma di parallelepipedo delle celle, ed un peso di 68.5 grammi per cella (Batemo, 2020), la "densità" di una singola cella è di 2219 kg/m^3. Analogamente al caso del trasporto 1 via terra (Sezione 5.2.1.2) il container viaggia a pieno carico, ma questa volta il numero di pacchi batteria che si produrrebbero con le celle trasportate in un container è 138 ($N_{bp,c2}$). I coefficienti di emissione che sono stati considerati precedentemente permettono di determinare il contributo di trasporto in direzione Germania. In particolare:

$$\text{kg}CO_{2,transport3,bat} = \frac{1}{N_{bp,c2}}\left[D_{Guan-Ham} \cdot E_{ship} + \left(W_{f,l,cells} + W_{cont}\right) \cdot D_{Ham-Ber} \cdot E_{truck}\right]$$

Con il coefficiente E_{ship} che considera già il peso di un container a pieno carico, quindi il termine del trasporto marittimo "$D_{Guan-Ham} \cdot E_{ship}$" non moltiplica il peso del container.

Si ottiene il valore per un singolo pacco batteria di **25.38 kgCO_2eq** e normalizzando sulla capacità del pacco batteria (55 kWh) si ottengono **461 gCO_2eq per kWh** di capacità batteria.

5.2.1.6 Assemblaggio pacco batteria

Il contributo di anidride carbonica equivalente prodotto per l'assemblaggio di un pacco batteria avente capacità di 55 kWh, si ricava moltiplicando la capacità del pacco batteria per l'energia necessaria per l'assemblaggio di un pacco batteria di capacità unitaria, per il fattore di emissione corrispondente al mix energetico del Paese in cui si assembla il pacco batteria. Attribuendo all'energia necessaria per l'assemblaggio di un pacco batteria il valore 0.01 MJ/kWh, come proposto nello studio sulla

produzione delle batterie agli ioni di litio[20] (Emilsson & Dahllöf, 2019), e considerando il fattore di emissione della Germania nell'anno 2023 pari a 0.38 $kgCO_2eq/kWh$ (Umweltbundesamt, 2024), il valore di emissione di anidride carbonica equivalente che si ottiene per un pacco batteria è di **0.058 $kgCO_2eq$**. Normalizzando questo valore per la capacità del pacco batteria si ottiene il valore di **0.001 $kgCO_2eq/kWh$**.

É ragionevole trascurare questi contributi nel conteggio totale di produzione di anidride carbonica per la fase di assemblaggio del pacco batteria.

5.2.1.7 Impatto ambientale complessivo

In *Tabella 11* sono riportati i risultati precedentemente ottenuti per ogni fase e l'impatto ambientale complessivo "*cradle to gate*".

Tabella 11: Quantità di anidride carbonica equivalente prodotta nel processo produttivo di un pacco batteria installabile in una Tesla Model 3 Standard Range Plus. (al netto del contributo di estrazione e raffinazione del* carbonato *di litio, che in tabella corrisponde alla voce della prima riga "Estrazione e raffinazione carbonato di litio").*

Fase	Anidride carbonica equivalente prodotta [$kgCO_2eq$] per pacco batteria da 55 kWh	Anidride carbonica equivalente prodotta per unità di capacità del pacco batteria [$kgCO_2eq/kWh$]	%
Estrazione e raffinazione carbonato di litio	126	2.29	4%
Trasporto 1 carbonato di litio – via terra	2.26	0.041	< 0.1%
Trasporto 2 carbonato di litio – via mare	1.22	0.022	< 0.1%
Produzione celle ed estrazione e raffinazione altri metalli*	2884	52.4	95%
Trasporto 3 celle prodotte – via mare e via terra	25.38	0.461	1%
Assemblaggio pacco batteria	trascurabile	trascurabile	Trascurabile
Totale	3039	55.2	100%

Si ottiene quindi una carbon footprint complessiva di 3039 $kgCO_2eq$ per pacco batteria utilizzato su una *Tesla model 3 Standard Range Plus*, corrispondenti a 55.2 $kgCO_2eq$ per kWh di capacità di batteria.

Il contributo di anidride carbonica equivalente prodotta per singolo pacco batteria da 55 kWh è mostrato in *Figura 78*. Emerge chiaramente che il principale impatto in termini di carbon footprint deriva dalla produzione delle celle e dall'estrazione e raffinazione di altri metalli, mentre le fasi di trasporto non sono significative, complessivamente inferiori al 2% del totale.

[20] Il valore di 0.01 MJ/kWh si riferisce all'assemblaggio di una batteria di tipo NMC, ma, poiché il processo di assemblaggio del pacco batteria non dipende dalla chimica della cella, si può stimare lo stesso valore per una LFP.

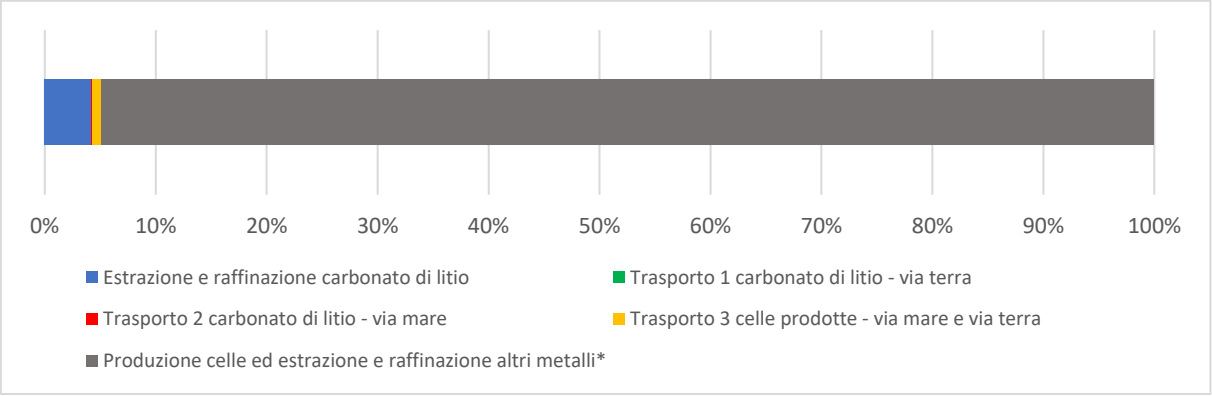


*Figura 78: Ripartizione dell'impatto ambientale nelle diverse fasi del processo considerato, rispetto ai valori di anidride carbonica equivalente prodotta per capacità del pacco batteria [kgCO_2eq/kWh]. La fase di Assemblaggio del pacco batteria viene ritenuta trascurabile, pertanto non riportata nel grafico. Per * e percentuali fare riferimento alla Tabella 11.*

Inoltre è possibile, all'interno della voce "Produzione celle e estrazione e raffinazione altri metalli", estrapolare l'impatto dovuto all'estrazione e raffinazione di altri materiali rispetto al litio, cioè considerando estrazione e raffinazione di rame, alluminio, grafite, che ammonta complessivamente a 17.6 kgCO_2eq/kWh di capacità della batteria, l'equivalente di 969 kgCO_2eq per l'intero pacco batteria.

In *Tabella 12* le quantità sono state raggruppate in funzione di diverse categorie del processo produttivo, in cui la voce "Produzione celle" è quella con il contributo maggiore.

Tabella 12: Quantità di anidride carbonica equivalente prodotta nel processo produttivo di un pacco batteria installabile in una Tesla Model 3 Standard Range Plus. Nella voce produzione celle ed assemblaggio pacco batteria, il valore produzione include la produzione del materiale attivo, la produzione del catodo, la produzione delle parti elettroniche, l'assemblaggio della cella, l'assemblaggio del pacco batteria ed altro (i valori si riferiscono a Tabella 10 e Tabella 11). Nella voce trasporti sono inclusi i vari trasporti riportati in Tabella 11.

Fase	Anidride carbonica equivalente prodotta [kgCO_2eq] per pacco batteria da 55 kWh	Anidride carbonica equivalente prodotta per unità di capacità del pacco batteria [kgCO_2eq/kWh]	%
Estrazione e raffinazione carbonato di litio	126	2.29	4%
Estrazione e raffinazione rame	72	1.3	2%
Estrazione e raffinazione alluminio	688	12.5	23%
Estrazione e raffinazione grafite	209	3.8	7%
Produzione celle ed assemblaggio pacco batteria	1915	34.8	63%
Trasporti	28.86	0.524	1%
Totale	3039	55.2	100%

In *Figura 79* è riassunto il contributo delle varie fasi del processo considerato, in cui si nota che la categoria di estrazione e raffinazione dei metalli comporta circa un terzo del totale delle emissioni di

anidride carbonica equivalente prodotte. Come già precedentemente evidenziato la categoria di trasporti è quella che genera il minore contributo, di circa 1% sul totale delle emissioni.

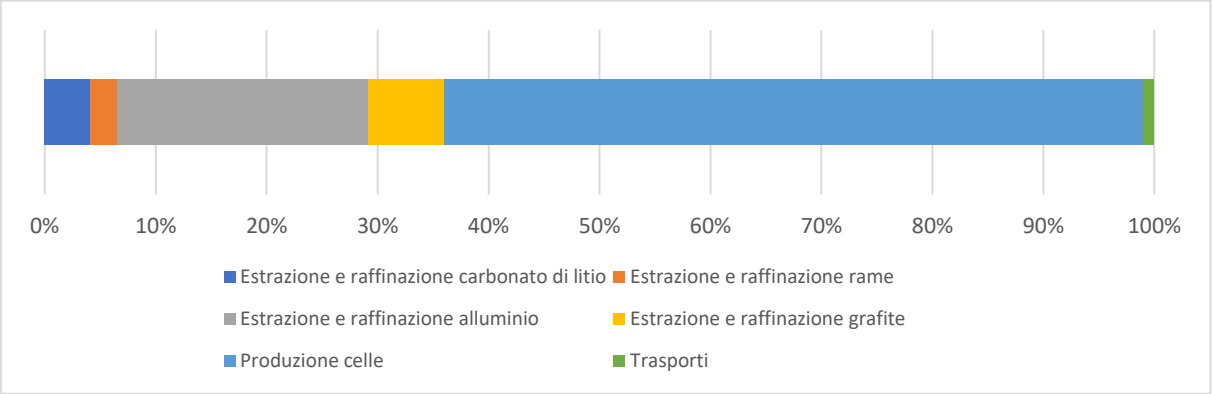


Figura 79: Ripartizione dell'impatto ambientale nelle diverse fasi del processo considerato, rispetto ai valori di anidride carbonica equivalente prodotta per capacità del pacco batteria [kgCO_2eq/kWh]. Le percentuali si riferiscono ai valori riportati in Tabella 12.

Si evidenzia come l'approvvigionamento energetico delle gigafactories sia un fattore chiave nell'impatto ambientale della produzione di batterie. L'energia elettrica utilizzata durante la produzione delle celle e dei pacchi batteria rappresenta una quota significativa delle emissioni totali di anidride carbonica (63% del totale), rendendo la decarbonizzazione delle fonti energetiche un aspetto prioritario per ridurre l'impatto ambientale del settore. Per il mix energetico utilizzato per ricavare i dati di produzione delle celle in Cina si faccia riferimento alla *Figura 77*.

Oltre all'origine dell'energia, l'ottimizzazione della supply chain gioca un ruolo cruciale nella riduzione delle emissioni. Attualmente, la filiera delle batterie è altamente globalizzata, con materie prime estratte in maniera significativa in Africa o Sud America, raffinate in Asia e infine utilizzate in gigafactories distribuite in tutto il mondo. In questo studio emerge il limitato impatto dei trasporti, anche in una supply chain globalizzata come quella ipotizzata. Quindi, i rischi legati alla globalizzazione della filiera, più che di impatti ambientali da trasporto, sono legati a maggiore vulnerabilità e discontinuità di fornitura e rischio geopolitico. Sicuramente localizzare impianti di estrazione, raffinazione e produzione più vicini tra loro porterebbe a ridurre l'impronta carbonica legata al trasporto e migliorare l'efficienza della filiera, anche se di una minima parte sul totale delle emissioni.

Un'altra strategia chiave è l'uso di materiali riciclati. Il recupero di litio, nichel e cobalto dalle batterie esauste permette di ridurre la necessità di nuove estrazioni, che sono altamente energivore e impattanti per l'ambiente. Dal modello sviluppato la percentuale di estrazione e raffinazione dei metalli utilizzati per la costruzione di un pacco batteria ammonta al 36% sul totale. L'impiego di materiali riciclati, unito a normative più stringenti sull'uso di contenuti riciclati nei nuovi pacchi batteria, contribuirà a una significativa riduzione della carbon footprint dell'intero settore.

6. Bibliografia e sitografia

Adham, K., & Francey, S. (2023). *A Comparison of Production Routes for Natural Versus Synthetic Graphites Destined for Battery Material* (pp. 397–403). https://doi.org/10.1007/978-3-031-38141-6_50

Agencia de noticias Tierra Viva. (2024, March 18). *Fallo histórico: comunidades indígenas y asambleas socioambientales frenan a mineras de litio*. https://agenciatierraviva.com.ar/fallo-historico-comunidades-indigenas-y-asambleas-socioambientales-frenan-a-mineras-de-litio/

Agenda Digitale. (2025). *Terre rare, Occidente dipendente dalla Cina: un rischio geopolitico*. https://www.agendadigitale.eu/mercati-digitali/terre-rare-occidente-dipendente-dall-cina-un-rischio-geopolitico/

Amnesty International. (2023). *Powering Change or Business as Usual?* https://www.amnesty.org/en/latest/news/2023/09/drc-cobalt-and-copper-mining-for-batteries-leading-to-human-rights-abuses/

Andayani, S., Qizwini, A., Wibowo, H., & Arsyansyah, M. (2020). Preliminary Research of Synthesizing Battery Grade Nickel Sulphate from Dissolution of Nickel Matte in Dilute Sulphuric Acid. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, *893*, 012003. https://doi.org/10.1088/1757-899X/893/1/012003

ARPAT. (n.d.). *Biossido di zolfo*. https://www.arpat.toscana.it/temi-ambientali/aria/monitoraggio/inquinanti-monitorati/biossido-di-zolfo

ARUP. (2017). *Circular business models for the lithium-ion battery industry*.

Bagatti, F., Corradi, E., Desco, A., & Ropa, C. (2015). *Chimica dappertutto*. Zanichelli Editore SpA. file:///C:/Users/gio/Downloads/Zanichelli_Bagatti_ChimicaDappertutto_Cap06_Terre.pdf

Batemo. (2020, November 1). *Panasonic Tesla Model 3*. https://www.batemo.com/products/batemo-cell-explorer/panasonic-tesla-model-3/

Benchmark Minerals. (2019). *Glencore closes Mutanda mine, 20% of global cobalt supply comes offline*. https://www.benchmarkminerals.com/blog-archive/glencore-closes-mutanda-mine-20-of-global-cobalt-supply-comes-offline

Benchmark Minerals. (2023). *Where are the world's gigafactories?* https://source.benchmarkminerals.com/article/where-are-the-worlds-gigafactories

Bragonzi, S. (2014). Salute e ambiente non possono permettersi il carbone. *WWF*. https://www.wwf.it/pandanews/ambiente/salute-e-ambiente-non-possono-permettersi-il-carbone/

Brückner, L., Frank, J., & Elwert, T. (2020). Industrial Recycling of Lithium-Ion Batteries—A Critical Review of Metallurgical Process Routes. *Metals*, *10*(8). https://doi.org/10.3390/met10081107

Buberger, J., Kersten, A., Kuder, M., Eckerle, R., Weyh, T., & Thiringer, T. (2022). Total CO2-equivalent life-cycle emissions from commercially available passenger cars. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, *159*, 112158. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112158

Business Analytiq. (2025, February). *Manganese price index*. https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/manganese-price-index/

Carrara, S., Bobba, S., Blagoeva, D., Dias, A., Cavalli, P., Georgitzikis, A., Grohol, K., Kuzov, A., Latunussa, T., Lyons, C., Maury, G., & Somers, T. (2023). *Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU-A foresight study*. https://doi.org/10.2760/334074

Centre, E. C. J. R., Manfredi, S., Tzimas, E., Pennington, D., Baranzelli, C., Alves Dias, P., Dewulf, J., Nuss, P., Kayam, Y., Ciupagea, C., Latunussa, C., Talens Peiró, L., Vidal-Legaz, B., Mancini, L., Nita, V., Torres De Matos, C., Marmier, A., Mathieux, F., Pavel, C., … Blengini, G. (2017). *Assessment of the methodology for establishing the EU list of critical raw materials – Background report*. Publications Office. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/860168b9-78c1-11e7-b2f2-01aa75ed71a1/language-en

Daily Metal Prices. (2025, January). *Lithium*. https://www.dailymetalprice.com/metalpricecharts.php?c=ni&u=kg&d=0

Electric Vehicle Database. (2021). *Tesla Model 3 Standard Range Plus*. https://ev-database.org/car/1485/Tesla-Model-3-Standard-Range-Plus

Ember. (2024). *Distribution of electricity generation worldwide in 2023, by energy source [Graph]. In Statista.* . https://www.statista.com/statistics/269811/world-electricity-production-by-energy-source/

Emilsson, E., & Dahllöf, L. (2019). *Lithium-Ion Vehicle Battery Production - Status 2019 on Energy Use, CO2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling* (C-Rapport, Issue C444).

Enerdata. (2024). *Carbon factors worldwide in 2023, by select country (in metric tons of carbon dioxide per metric ton of oil equivalent) [Graph]. In Statista.* https://yearbook.enerdata.net/co2/toe-emissions-co2.html

European Commission: Directorate-General for Internal Market Entrepreneurship and SMEs, I., Grohol, M., & Veeh, C. (2023). *Study on the critical raw materials for the EU 2023 – Final report*. Publications Office of the European Union. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/57318397-fdd4-11ed-a05c-01aa75ed71a1

Ewiva. (2024, September 27). *Le batterie delle auto elettriche: falsi miti da sfatare*. https://ewiva.com/smaltimento-batterie/

FedEx. (2024). *Lithium battery calculations*. https://www.fedex.com/content/dam/fedex/us-united-states/services/LithiumBattery_JobAid.pdf

Fischer, S., Doose, S., Müller, J., Höfels, C., & Kwade, A. (2023). Impact of Spheroidization of Natural Graphite on Fast-Charging Capability of Anodes for LIB. *Batteries*, *9*(6). https://doi.org/10.3390/batteries9060305

Flash Battery. (2021, May 25). *BMS nelle batterie al litio: cos'è e qual è la sua azione nel bilanciamento*. https://www.flashbattery.tech/sistema-bms-batterie-litio-e-bilanciamento-celle/

Flash Battery. (2022, January 22). *Integrazione Bms-veicolo: 5 cose da sapere*. https://www.flashbattery.tech/funzionamento-bms-e-integrazione-veicolo/

Fontana, D., Forte, F., Porta, P. L., Puzone, M., & Pasquali, M. (2019). Le batterie al litio: catena del valore e chiusura del ciclo. *ENEA*. https://www.eai.enea.it/archivio/rivoluzione-economia-circolare-sommario/le-batterie-al-litio-catena-del-valore-e-chiusura-del-ciclo.html

Freightos. (n.d.). *Freight 101 Library - ship*. https://www.freightos.com/freight-resources/emissions-calculator/

Georgitzikis, K. (2023). *Trade codes of non-food, non-fuel raw materials and their products*. *KJ-05-23-446-EN-N (online)*. https://doi.org/10.2760/923241 (online)

HAIKI Cobat. (2022, September 3). *Una seconda vita per le batterie delle auto elettriche*. https://www.cobat.it/comunicazione/rivista-ottantadue/articolo/una-seconda-vita-per-le-batterie-delle-auto-elettriche

Hawley, W. B., & Li, J. (2019). Electrode manufacturing for lithium-ion batteries—Analysis of current and next generation processing. *Journal of Energy Storage*, *25*, 100862. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100862

He, B., Zheng, H., Tang, K., Xi, P., Li, M., Wei, L., & Guan, Q. (2024). A Comprehensive Review of Lithium-Ion Battery (LiB) Recycling Technologies and Industrial Market Trend Insights. *Recycling*, *9*(1). https://doi.org/10.3390/recycling9010009

Heimes, H., Kampker, A., Lienemann, C., Locke, M., & Offermanns, C. (2019). *Lithium-ion Battery Cell Production Process*.

Heimes, H., Kampker, A., Wennemar, S., Plocher, L., Bockey, G., Michaelis, S., & Schütrumpf, J. (2023). *PRODUCTION PROCESS OF A LITHIUM-ION BATTERY CELL*.

IEA. (2021). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions

IEA. (2023a). *Global EV Outlook 2023*. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023

IEA. (2023b). *Sustainable and Responsible Critical Mineral Supply Chains*.

IEA. (2024a). *Clean Energy Market Monitor*. https://www.iea.org/reports/clean-energy-market-monitor-march-2024

IEA. (2024b). *Critical Minerals Dataset*. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/critical-minerals-dataset

IEA. (2024c). *Global Critical Minerals Outlook 2024*.

IEA. (2024d). *Global Energy and Climate Model*. https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model, Licence

IEA. (2024e). *Recycling of Critical Minerals*. https://www.iea.org/reports/recycling-of-critical-minerals

IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

ISE. (n.d.). *Prezzi, storia, occorrenza, estrazione e uso del cobalto*. https://it.institut-seltene-erden.de/seltene-erden-und-metalle/strategische-metalle-2/kobalt/

Larouche, F., Tedjar, F., Amouzegar, K., Houlachi, G., Bouchard, P., Demopoulos, G. P., & Zaghib, K. (2020). Progress and Status of Hydrometallurgical and Direct Recycling of Li-Ion Batteries and Beyond. *Materials*, *13*(3). https://doi.org/10.3390/ma13030801

Lenntech. (n.d.). *Lithium recovery*. https://www.lenntech.it/processes/lithium-recovery.htm

Liu, J., Xu, R., Sun, W., Wang, L., & Zhang, Y. (2024). Lithium Extraction from Lithium-Bearing Clay Minerals by Calcination-Leaching Method. *Minerals*, *14*(3). https://doi.org/10.3390/min14030248

Liu, Y., Zhang, R., Wang, J., & Wang, Y. (2021). Current and future lithium-ion battery manufacturing. *IScience*, *24*(4), 102332. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102332

Llamas-Orozco, J. A., Meng, F., Walker, G. S., Abdul-Manan, A. F. N., MacLean, H. L., Posen, I. D., & McKechnie, J. (2023). Estimating the environmental impacts of global lithium-ion battery supply chain: A temporal, geographical, and technological perspective. *PNAS Nexus*, *2*(11), pgad361. https://doi.org/10.1093/pnasnexus/pgad361

Manly Battery Company. (2024). *Top 16 Lithium Ion Battery Manufacturers in 2024*. https://manlybattery.com/it/top-10-lithium-ion-battery-manufacturers/

Meyer, C., Bockholt, H., Haselrieder, W., & Kwade, A. (2017). Characterization of the calendering process for compaction of electrodes for lithium-ion batteries. *Journal of Materials Processing Technology*, *249*, 172–178. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2017.05.031

MIT. (2022). *How much CO2 is emitted by manufacturing batteries?* https://climate.mit.edu/ask-mit/how-much-co2-emitted-manufacturing-batteries

Motus-E, PwCS, & PoliMi. (2023). *Il riciclo delle batterie dei veicoli elettrici @2050: scenari evolutivi e tecnologie abilitanti*.

Nickel Institute. (2024, May 3). *Nickel industry - Part 1 - Processing nickel laterites and sulfides*. https://nickelinstitute.org/en/blog/2024/may/nickel-industry-part-1-processing-nickel-laterites-and-sulfides/

Panorama. (2024). *Stellantis investe nella gigafactory in Spagna e rinvia Termoli*.

Regulation (EC) No 1893/2006 (2006). http://data.europa.eu/eli/reg/2006/1893/oj

Regulation (EU) 2023/1542 (2023). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj

Regulation (EU) 2024/1252 (2024). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32024R1252

SAMCO. (2018). *What is lithium extraction and how does it work?* https://samcotech.com/what-is-lithium-extraction-and-how-does-it-work/

Sea-distances.org. (n.d.). *Sea distances*. https://sea-distances.org/

S&P Global Market Intelligence. (2024). *Leading countries by battery manufacturing capacity worldwide in 2023, with a forecast for 2027 and 2030 (in gigawatt-hours) [Graph]. In Statista.* https://www.statista.com/statistics/1483282/battery-capacity-global-leading-countries-forecast/

Tesla. (2023). *Impact Report*. https://www.tesla.com/ns_videos/2023-tesla-impact-report-highlights.pdf

The Faraday Institution. (2024). *UK electric vehicle and battery production potential to 2040 [Graph]. In Statista.* https://www.statista.com/statistics/1500477/europe-number-of-gigafactories-by-country-and-status/

Trading Economics. (2025, January). *Cobalt*. https://tradingeconomics.com/commodity/cobalt

Treccani. (n.d.-a). *Forzante radiativo*. https://www.treccani.it/enciclopedia/forzante-radiativo_(Lessico-del-XXI-Secolo)/

Treccani. (n.d.-b). *Grafite*. https://www.treccani.it/enciclopedia/grafite/

Treccani. (n.d.-c). *Salamoia*. https://www.treccani.it/vocabolario/salamoia/

Treccani. (n.d.-d). *Sostenibilità*. https://www.treccani.it/enciclopedia/sostenibilita/

Truck service. (n.d.). *Misure dei container*. https://www.truckservicecoop.it/misure-container.pdf

Umweltbundesamt. (2024). *Development of the CO_2 emissions factor in the electricity mix in Germany from 1990 to 2023 (in grams per kilowatt hour) [Graph]. In Statista.* https://www.statista.com/statistics/1386327/co2-emissions-factor-electricity-mix-germany/

UNI EN ISO. (2019). *14064-1; Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*.

USGS. (2024a). USGS - Mineral Commodity Summaries 2024. *US Geological Survey*, 111. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

USGS. (2024b). USGS - Mineral Commodity Summaries 2024. *US Geological Survey*, 125. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

USGS. (2024c). USGS - Mineral Commodity Summaries 2024. *US Geological Survey*, 85. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

USGS. (2024d). USGS - Mineral Commodity Summaries 2024. *US Geological Survey*, 117. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

USGS. (2024e). USGS - Mineral Commodity Summaries 2024. *US Geological Survey*, 63. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

USGS. (2024f). *USGS - Mineral Commodity Summaries 2024*. 145. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf

Visual Capitalist. (2024). *Production capacity of electric vehicle battery manufacturing leaders worldwide in 2023 (in megawatt-hours) [Graph]. In Statista.* https://www.statista.com/statistics/1463444/main-electric-vehicle-battery-manufacturers-worldwide-by-capacity/

Volta Foundation. (2024). *2023 Battery report*. https://volta.foundation/battery-report-2023

Windisch-Kern, S. (2022). *Evaluation of the suitability of an inductively heated carbon bed reactor for the pyrometallurgical recycling of lithium-ion batteries*. Montanuniversitaet Leoben.

Wired. (2018, July 2). Lo stadio di Amsterdam si illumina grazie alle auto elettriche. *Wired*. https://www.wired.it/lifestyle/design/2018/07/02/stadio-amsterdam-auto-elettriche/

World Bank. (2024). *World Bank Commodities Price Forecast [Graph]. In Statista.* https://www.statista.com/statistics/675880/average-prices-nickel-worldwide/

Zolini, L., Joël Gaubicher, P., Porcher, W., & Lestriez, B. (2017). Ultra-Thick Electrodes for Li-Ion Battery. *ECS Meeting Abstracts*, *MA2017-01*(1), 119. https://doi.org/10.1149/MA2017-01/1/119