



Ania

Associazione Nazionale
fra le Imprese Assicuratrici

Osservatorio ANIA sull'economia reale

La transizione energetica

LUGLIO 2024

a cura del
Servizio Finanza e Investimenti

Ania

Associazione Nazionale
fra le Imprese Assicuratrici

Osservatorio ANIA sull'economia reale

La transizione energetica

LUGLIO 2024

a cura di

Alessandra Pasquoni e Giorgia Laudicina

Servizio Finanza e Investimenti

Sommario

Premessa	3
1 La sicurezza energetica nel contesto geopolitico attuale	4
1.1 Il mix energetico	4
1.2 Il ruolo delle materie prime critiche (MPC) nella transizione energetica	6
2 Percorsi, politiche e sfide della transizione in Italia e Europa	14
2.1 Transizione energetica - Stato di avanzamento	14
2.2 Opportunità e sfide in Europa e in Italia	16
3 La transizione energetica nell'asset allocation dei portafogli	22
3.1 Transizione energetica: impatto di lungo termine su economia e asset class	22
3.2 Costruzione di portafogli Net Zero	26
4 Il mercato delle rinnovabili: quali le opportunità per il mercato italiano	30
4.1 Le rinnovabili in Italia	33
4.2 Piano Elettrico 2030	36
5 Il mercato del biometano e delle batterie	41
5.1 Il Biometano	41
5.2 Il ruolo delle batterie nella transizione energetica	43
6 Il nucleare nel panorama europeo e internazionale: quali opportunità	46
6.1 Il nucleare di nuova generazione	46
6.2 Ruolo del nucleare nella transizione energetica	48
6.3 Recenti sviluppi internazionali a supporto del nucleare	49
Contributi e ringraziamenti	50

Premessa



Con l'uscita dalla pandemia il mondo non è tornato alle condizioni preesistenti. La crisi geopolitica, la guerra ai nostri confini, i segnali di deglobalizzazione e il ritorno dell'inflazione caratterizzano oggi un ambiente economico e finanziario segnato da forte incertezza e da sfide di lungo periodo, come gli effetti del cambiamento climatico, della digitalizzazione e la crisi demografica. Gestire l'incertezza e queste sfide richiede una combinazione di politiche economiche adeguate, strategie di investimento prudenti e un'attenta analisi dei rischi globali.

In questo contesto, l'Unione europea e l'Italia sono chiamate a invertire una tendenza, caratterizzata dall'erosione del peso delle proprie economie sul totale del prodotto mondiale. Serve un approccio strategico che mobiliti in modo più efficiente sia le risorse pubbliche sia quelle

private. Giusto per dare un'idea dello sforzo necessario, secondo il recente Rapporto Noyer, le risorse che occorrono a livello europeo per realizzare la transizione ecologica, per quella digitale e nel campo della difesa ammontano a circa 1.000 miliardi all'anno, una cifra davvero impressionante. È perciò sempre più evidente la necessità di favorire il risparmio e l'investimento di lungo termine, essenziali per le transizioni, così come è fondamentale orientare parte dei risparmi delle famiglie verso il nostro settore produttivo. A questi fini, servono in Italia riforme sostanziali, come la semplificazione del quadro normativo e regolamentare, in particolare per quanto riguarda gli appalti di opere pubbliche, o la previsione di adeguati incentivi agli investimenti e alla capitalizzazione delle imprese.

In un ambiente favorevole allo sviluppo e alla crescita, le imprese di assicurazione possono fornire un contributo primario. Anche nel 2023 il settore si è confermato il principale investitore istituzionale del nostro Paese: alla fine dell'anno, infatti, il valore delle riserve delle polizze vita rappresentava il 14% del risparmio finanziario delle famiglie. Nel complesso, il totale dei nostri investimenti era pari a quasi 960 miliardi, di cui circa 250 in titoli di Stato italiani.

Nel febbraio 2020, l'Associazione ha avviato il Fondo Infrastrutture ANIA, iniziativa che ha raccolto 516 milioni, con scadenza 2030. Questo investe principalmente in infrastrutture *brownfield*. Teniamo presente che, ad oggi, sono stati deliberati investimenti per oltre il 70% dei fondi, con rendimenti di mercato e una buona diversificazione settoriale.

Si avvicina la fine del periodo di investimento del nostro Fondo e, nel contempo, ci sono state modifiche normative (Legge di bilancio 2024) che, oltre ad estendere alcune garanzie preesistenti, hanno introdotto anche per gli investitori istituzionali uno schema di garanzia per il finanziamento delle imprese, denominato Archimede.

Per tutti questi motivi, abbiamo deciso di avviare un Osservatorio sugli investimenti nell'economia reale, con l'obiettivo di individuare macro-temi rilevanti per l'Italia; analizzare le iniziative già attivate dai principali operatori; identificare opportunità di investimento implementabili, lavorando con l'ecosistema per trovare soluzioni ai bisogni di spesa che non trovano copertura. In particolare, sono stati individuati sei temi da approfondire: transizione energetica; rigenerazione urbana; digitalizzazione; sanità, telemedicina e politiche sociali a supporto di giovani e anziani; economia del riciclo e del riuso; economia dello spazio.

L'Osservatorio è stato avviato a gennaio 2024 con l'adesione dei responsabili degli investimenti delle principali Associate. Si prefigge di organizzare incontri trimestrali anche con gli specialisti di settore, per confrontarsi sullo stato dell'arte e su possibili evoluzioni, valutando opportunità di investimento nelle aree identificate.

Nel presente documento - redatto con il contributo delle società partecipanti - è trattato il primo tema affrontato dall'Osservatorio, quello della transizione energetica. Un tema di grande interesse per il settore e per il quale le Compagnie possono svolgere un ruolo di primaria importanza, sia come investitori istituzionali sia come gestori professionali del rischio. Data la vastità dell'argomento, abbiamo suddiviso l'analisi in 2 incontri: il primo, che si è tenuto il 26 marzo a Milano, e il secondo, che si è svolto il 10 aprile a Roma. Le materie affrontate nel documento riguardano la sicurezza energetica, gli impatti geopolitici e le opportunità di investimento nelle diverse fonti energetiche, quali il nucleare, le rinnovabili, il biometano e le batterie elettriche. Si tratta di tematiche molto attuali, che credo possano essere di grande interesse per gli operatori del settore e per chiunque sia interessato all'argomento.

Buona lettura!

Maria Bianca Farina
Presidente ANIA

1. La sicurezza energetica nel contesto geopolitico attuale¹

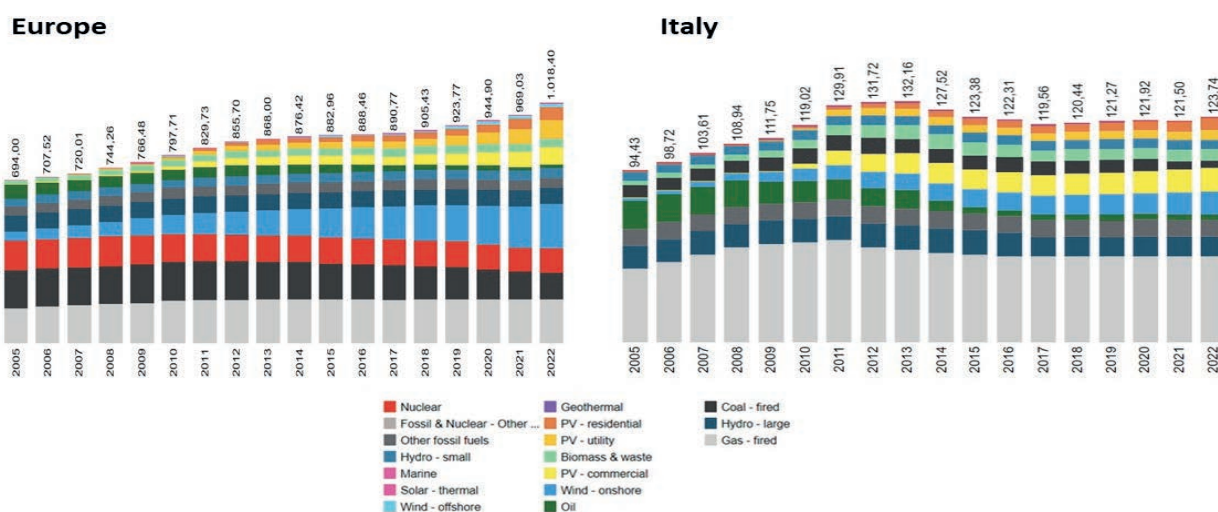
Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da eventi di grande impatto per il sistema energetico europeo che hanno prodotto una forte volatilità sui mercati e una persistente incertezza sulle prospettive. Da un lato, il vincolo della sicurezza energetica ha imposto, nel breve termine, azioni immediate e spesso obbligate, dall'altro gli obiettivi per la tutela del clima impongono strategie di profonda modifica del mix energetico, delle tecnologie e delle catene di fornitura. È necessario agire contemporaneamente sul piano ambientale, economico e sociale tramite una transizione energetica sostenibile, aperta all'uso di tutte le migliori tecnologie (rinnovabili, idrogeno, biocarburanti, CCUS, ecc.) e alla loro espansione. Ma ci sono molte criticità da superare, comprese quelle sulle c.d. "materie prime critiche", giacché un sistema energetico alimentato da tecnologie pulite richiede più minerali e metalli rispetto ad uno alimentato da idrocarburi. Data la concentrazione geografica di tali risorse, sia dal punto di vista dell'estrazione che della lavorazione, la corsa per il loro approvvigionamento comporta nuove sfide che alimentano la competizione internazionale, secondo direttrici in parte inedite.

1.1 Il mix energetico

L'Europa ha da sempre tenuto dei rapporti di scambio con la Russia, suo principale partner commerciale, basando il suo mix energetico su olio e gas naturale, così come l'Italia (Figura 1.1). La percentuale di gas russo consumata dall'Unione Europea è aumentata negli anni ma il recente conflitto russo-ucraino ha causato molteplici conseguenze economiche in tutto il mondo e ha messo in discussione la sicurezza degli approvvigionamenti europei. L'Europa sta adottando nuove misure per attenuarne la dipendenza, rafforzando la sicurezza energetica del Paese e accelerando, al contempo, la transizione energetica.

Dalla rielaborazione dei dati di S&P (Figura 1.2 e Figura 1.3), si evince una maggiore diversificazione dei fornitori negli ultimi anni, che ha portato l'Europa a ridurre drasticamente il rifornimento russo dal 36% nel 2021 all'8% nel 2023. Anche l'Italia ha ridotto il consumo di gas da 73 a 62 miliardi di metri cubi, passando dal 38% al 4% di gas russo importato.

Figura 1.1. Mix energetico europeo ed italiano in termini di capacità installata (GW), BloombergNEF



¹ Al seguente capitolo hanno contribuito Marco Piredda di ENI e Alessandra Pasquoni e Giorgia Laudicina di ANIA.

Figura 1.2. Ripartizione dei fornitori di gas, EU-27 (2021-2023). Source: S&P. Fonte: EUROSTAT

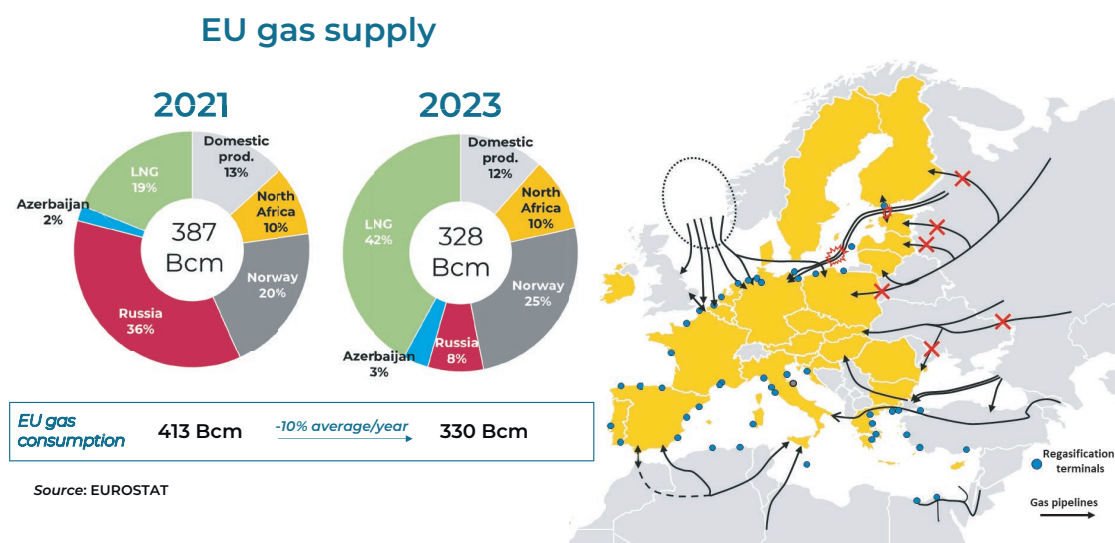
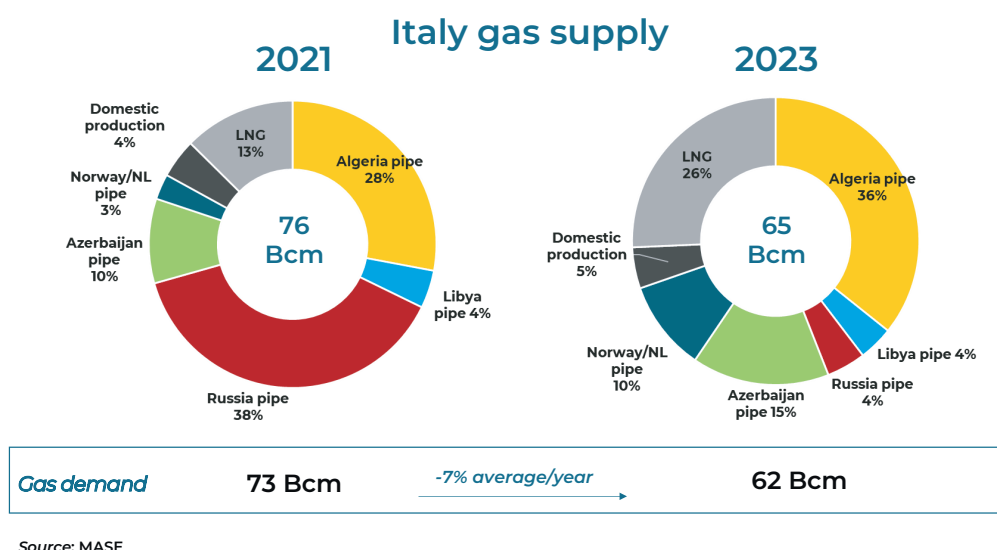


Figura 1.3. Ripartizione dei fornitori di gas, Italia (2021-2023). Fonte: MASE



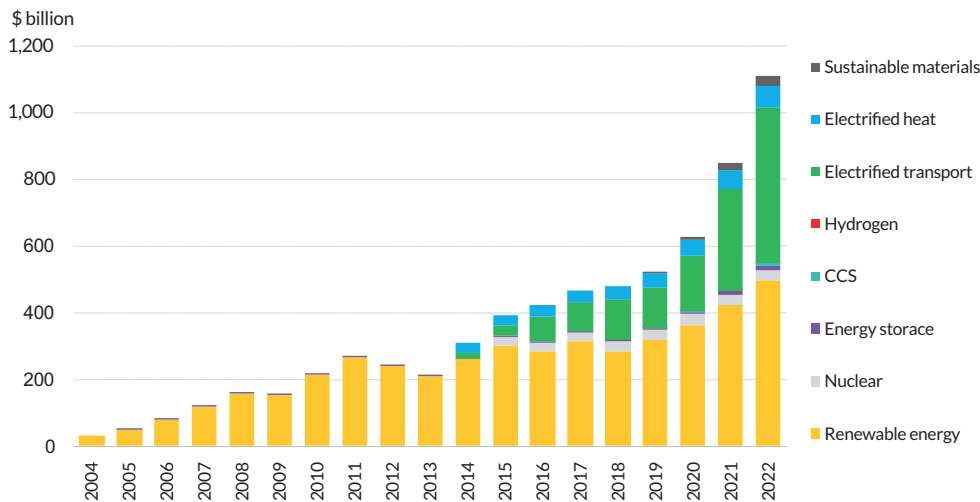
Seppur a livello europeo, ancora nel 2022 la maggior parte dell'energia proviene da gas, carbone e nucleare, seguito da eolico e idroelettrico, mentre le fonti rinnovabili stanno crescendo rapidamente spinte dalla maggiore attenzione verso la sostenibilità. Infatti, dagli anni precedenti alla guerra al 2022, il mix energetico europeo ha subito una diminuzione dell'impiego di gas, di nucleare e carbone e un aumento del consumo di energia da fonti rinnovabili (idro-energia, vento, solare e altre rinnovabili), grazie anche agli obiettivi di transizione energetica. Nonostante l'utilizzo delle rinnovabili sia ormai al centro delle politiche europee di sostenibilità, il passaggio a dei sistemi energetici puliti richiede che gli investimenti per la transizione debbano raggiungere in media più del triplo di questo livello per essere in linea con lo scenario Net Zero del BNEF. L'Agenzia internazionale per l'energia (IEA) stima che il mondo dovrà investire **4,6 trilioni di dollari** in nuova energia pulita ogni anno entro il 2030 anche se, secondo una ricerca di BloombergNEF², gli investimenti globali per la transizione energetica³ hanno

² BloombergNEF, Energy Transition Investment Trends 26 January 2023

³ Secondo la definizione di BloombergNEF, per investimenti per la transizione energetica si intende il denaro speso per lo sviluppo di tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio come le energie rinnovabili, lo stoccaggio, le infrastrutture di ricarica, la produzione di idrogeno, il nucleare, il riciclaggio e la CCS, nonché l'acquisto da parte degli utenti finali di tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, come l'energia solare su piccola scala, le pompe di calore e i veicoli a emissioni zero.

raggiunto i 1.100 miliardi di dollari nel 2022, eguagliando per la prima volta gli investimenti nei combustibili fossili (Figura 1.4). Questo dimostra un gap negli investimenti in energia pulita di circa 3 trilioni di dollari che deve essere necessariamente colmato. Il futuro ruolo del gas nel mix energetico europeo dipende quindi, dalla capacità delle energie rinnovabili e delle nuove fonti energetiche di colmare il divario.

Figura 1.4. Investimenti globali per la transizione energetica differenziati per settore



Source: BloombergNEF. Note: start-years differ by sector but all sectors are present from 2019 onward; see Appendix for more detail. Nuclear figures start in 2015.

1.2 Il ruolo delle materie prime critiche (MPC) nella transizione energetica

Per il raggiungimento degli obiettivi europei di transizione, sarà necessario un maggiore utilizzo di un gran numero di minerali e materiali ad oggi classificati come “critici” e altre tecnologie pulite. Si prevede infatti, che la spinta verso le rinnovabili porterà a un maggiore impiego di materie prime critiche, indispensabili per la produzione di molte tecnologie abilitanti la transizione climatica e digitale.

Le materie prime critiche (MPC) sono così definite per la loro importanza economica e per l’alta esposizione al rischio di approvvigionamento. Tra queste, alcune MPC sono classificate come “strategiche” in base alla loro rilevanza per la transizione verde e digitale, nonché per le applicazioni spaziali e di difesa, tenendo conto⁴:

- della quantità di tecnologie strategiche che utilizzano una materia prima critica come input;
- della quantità di materia prima necessaria per la produzione di tecnologie strategiche rilevanti;
- della prevista domanda globale di tecnologie strategiche rilevanti.

Di seguito, si riporta nella Tabella 1.1 l’elenco delle MPC, tra cui 17 materie considerate di importanza strategica (riportate in grassetto). Ad ogni modo, l’elenco dei minerali critici non è statico e viene rivisto, se necessario, per riflettere i dati attuali sull’offerta, domanda e sulla concentrazione della produzione, nonché le attuali priorità politiche.

⁴ Annex della Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un quadro atto a garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile di materie prime critiche e che modifica i regolamenti (UE) n. 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 e (UE) 2019/1020.

Tabella 1.1. Elenco aggiornato delle materie prime critiche e strategiche

1. Antimonio	18. Litio
2. Arsenico	19. Magnesio (metallico)
3. Bauxite	20. Manganese
4. Barite	21. Grafite naturale
5. Berillio	22. Nichel-grado di batteria
6. Bismuto	23. Niobio
7. Boro	24. Fosfato
8. Cobalto	25. Fosforo
9. Carbone da coke	26. Metalli del gruppo del platino
10. Rame	27. Scandio
11. Feldspato	28. Silicio metallico
12. Fluorite	29. Stronzio
13. Gallio	30. Tantalio
14. Germanio	31. Titanio metallico
15. Afnio	32. Tungsteno
16. Elio	33. Vanadio
17. Elementi delle terre rare pesanti	34. Elementi delle Terre rare leggere












Paesi come la Cina, l'Indonesia e la Repubblica Dominicana del Congo possiedono una presenza dominante nel mercato di MPC, a differenza dell'Europa, facendo emergere nuove dipendenze e nuovi equilibri nei mercati mondiali.

Tuttavia, la scarsa produzione interna di MPC e la dipendenza dalle importazioni pongono nuovamente l'UE ad un elevato rischio di interruzione delle forniture. Pertanto, l'approvvigionamento rappresenta una questione di sicurezza europea, come era avvenuto in seguito al Covid-19 e alla crisi energetica successiva all'invasione russa dell'Ucraina. In questa prospettiva, l'Unione deve mitigare i rischi di approvvigionamento mettendo in atto delle azioni per aumentare la resilienza e l'autonomia dei Paesi EU in diversi settori, dalla mobilità elettrica e sostenibile al riciclo delle materie.

Il mercato delle materie prime critiche

Il passaggio a un sistema energetico pulito, incentivato dalle ambizioni climatiche dei Paesi europei, porterà ad un aumento del fabbisogno di materie prime critiche e rappresenterà un'interessante opportunità di investimento per l'Europa. Andando a guardare la mappa sociale e geografica dell'energia globale (Figura 1.5), vediamo che il mondo dell'energia presenta delle sproporzioni tra i vari paesi, che si riflettono sulla capacità di acquisto e sugli investimenti. Paesi come l'Europa, USA, la Cina e l'India possiedono un forte accesso all'energia, a differenza del continente africano. Inoltre, da sola la Cina supera tutti gli altri Paesi sia in termini di capacità di energia rinnovabile che di emissioni prodotte ma anche di riserve di materie prime critiche, che la portano ad essere l'attore chiave nel mercato delle MPC.

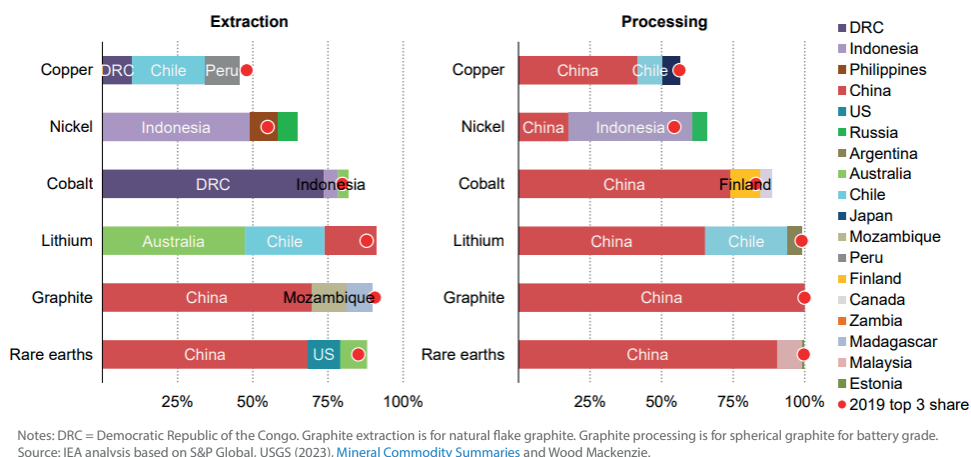
Figura 1.5.⁵ Mappa sociale e geografica dell'energia globale

	 Real GDP growth 2022-2050	 Population Growth 2022-2050	 Access to Energy 2021	 Renewable Capacity (GW) 2022	 CO2 Emissions (Gton) 2022	 Critical Materials Reserves(*) (Mn. Ton) 2022
 EU27	1.3%	-0.2%	100%	570	2.9	0.09
 USA	1.7%	0.4%	100%	352	5.0	3.78
 China	3.7%	-0.3%	100%	1161	12.6	48.2
 India	5.3%	0.6%	98%	163	2.8	6.90
 Africa	3.8%	2.0%	60%	59	1.4	6.15

(*) Cobalt, Copper, Lithium, Nickel, Rare Earths

La transizione energetica mette in evidenza nuovi equilibri geopolitici nel commercio energetico. La maggior parte di queste materie prime critiche viene prodotta e lavorata in Paesi ad alto rischio geopolitico, come la Cina. Secondo l'analisi di mercato di IEA sui materiali critici (Figura 1.6), il Sudafrica e la Repubblica Democratica del Congo (DRC) sono responsabili di circa il 70% della produzione globale di platino e cobalto; la Cina invece ha, da un lato, una forte presenza nell'estrazione della grafite e delle terre rare, e dall'altro, una presenza pressoché dominante per quanto riguarda la lavorazione della grafite e di altri elementi come il litio (circa il 60%), il cobalto (75%) e le terre rare (ca il 90%). Sebbene la Cina rimanga uno dei principali fornitori dell'UE, alcune materie prime critiche sono ottenute all'interno dell'Unione Europea: il carbone e il rame dalla Polonia, l'arsenico dal Belgio, l'afnio dalla Francia, lo stronzio dalla Spagna e il nichel dalla Finlandia⁶.

Figura 1.6. Percentuale di estrazione e lavorazione delle MPC a livello mondiale al 2022



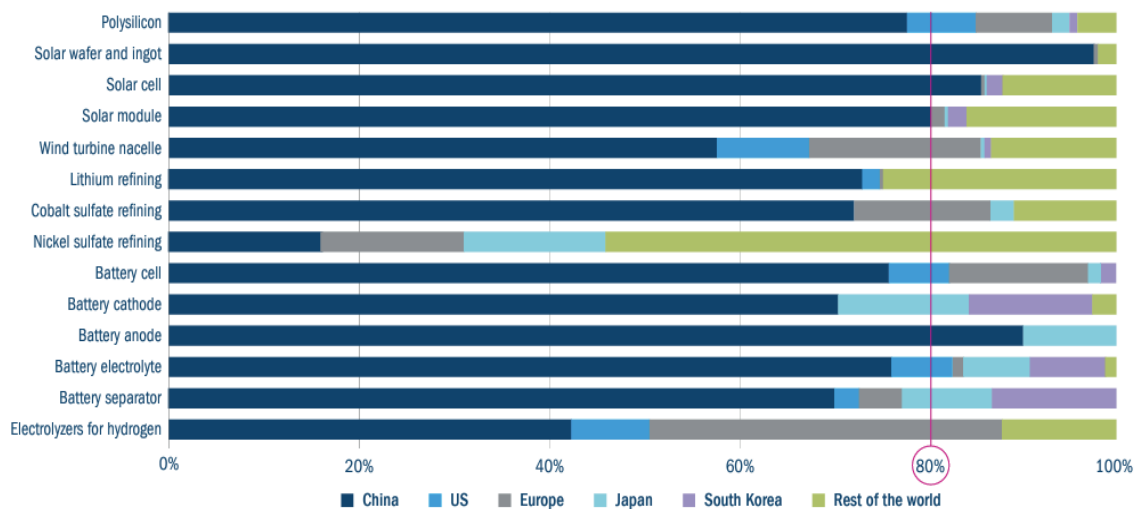
Il peso dell'estrazione di materie prime rare è molto limitato in Europa, rendendo l'Unione fortemente dipendente dalla Cina anche a livello di processi di lavorazione e di impiego delle materie nei prodotti complessi. Inoltre, la Cina domina la produzione dei settori chiave della transizione energetica quali solare, eolico e batterie, con oltre l'80% della capacità globale⁷ (Figura 1.7), mentre l'Europa presenta un contributo maggiore nella diffusione dei veicoli elettrici, nel fotovoltaico e nell'eolico.

⁵ Fonte: IRENA, US Geological Survey, Enerdata.

⁶ <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/critical-raw-materials/>

⁷ Net-zero Industry Act - Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology products manufacturing ecosystem.

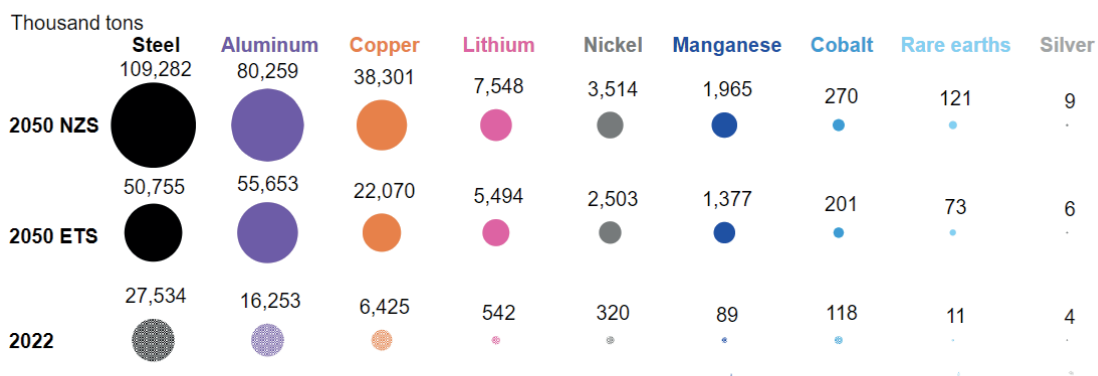
Figura 1.7. Supply chain nel settore dell'energia pulita



Source: BNEF, November 2022.

Secondo il *Critical Minerals Market Review 2023* di IEA (l'Agenzia internazionale dell'energia), il fabbisogno di MPC dovrà essere quadruplicato entro il 2040 per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, per una quota superiore al 40% per il rame e gli elementi delle terre rare, al 60-70% per il nichel e il cobalto e a quasi il 90% per il litio; mentre, per raggiungere gli obiettivi di emissioni net-zero al 2050, sarà necessario un fabbisogno di minerali nel 2040 sei volte superiore a quello attuale per l'impiego di tecnologie energetiche pulite. Secondo una stima di BloombergNEF, per raggiungere gli obiettivi al 2050 sia nello scenario di transizione economica (ETS) che nello scenario a zero emissioni (NZS), la domanda globale di acciaio raggiungerà rispettivamente i 50,755 e i 109,282 miliardi di tonnellate mentre l'alluminio salirà a 55,653 e a 80,259 miliardi di tonnellate (Figura 1.8).

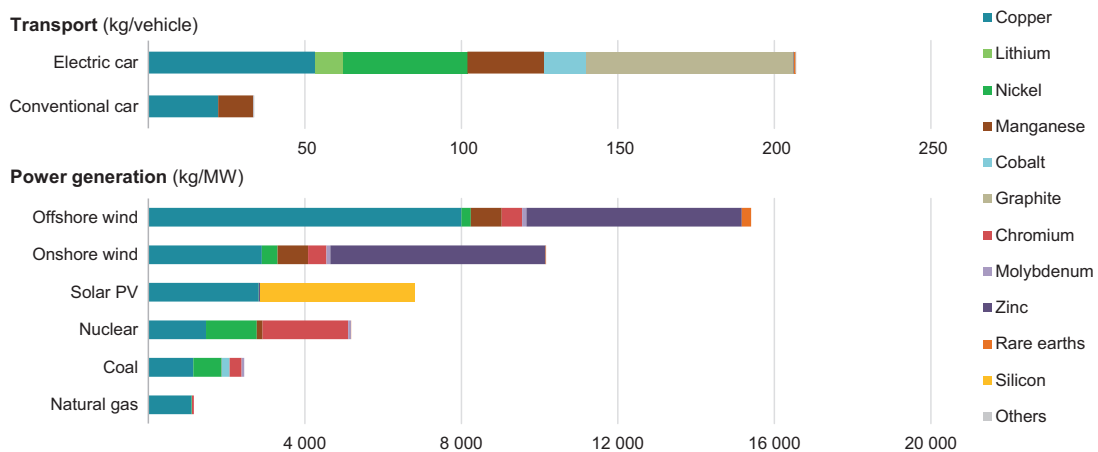
Figura 1.8. Domanda di materiali per la transizione energetica nel 2022 e nel 2050 (ETS-NZS)



Source: BloombergNEF. Note: ETS and NZS are BNEF's Economic Transition and Net Zero Scenarios. Note: Energy transition demand includes power generation, battery storage, power grids and transport sectors.

Le tecnologie che subiranno un aumento della domanda abbastanza rilevante sono quelle utilizzate nei veicoli elettrici (EV) e nelle batterie, come rappresentato nella Figura 1.9. Nel settore energetico, l'utilizzo dell'eolico e del solare fotovoltaico supererà l'impiego di energia idroelettrica, carbone e gas naturale, che presentano un fabbisogno di minerali relativamente basso.

Figura 1.9. Impiego delle materie prime critiche nel settore energetico e dei trasporti



IEA. All rights reserved.

Notes: kg = kilogramme; MW = megawatt. Steel and aluminium not included. See Chapter 1 and Annex for details on the assumptions and methodologies.

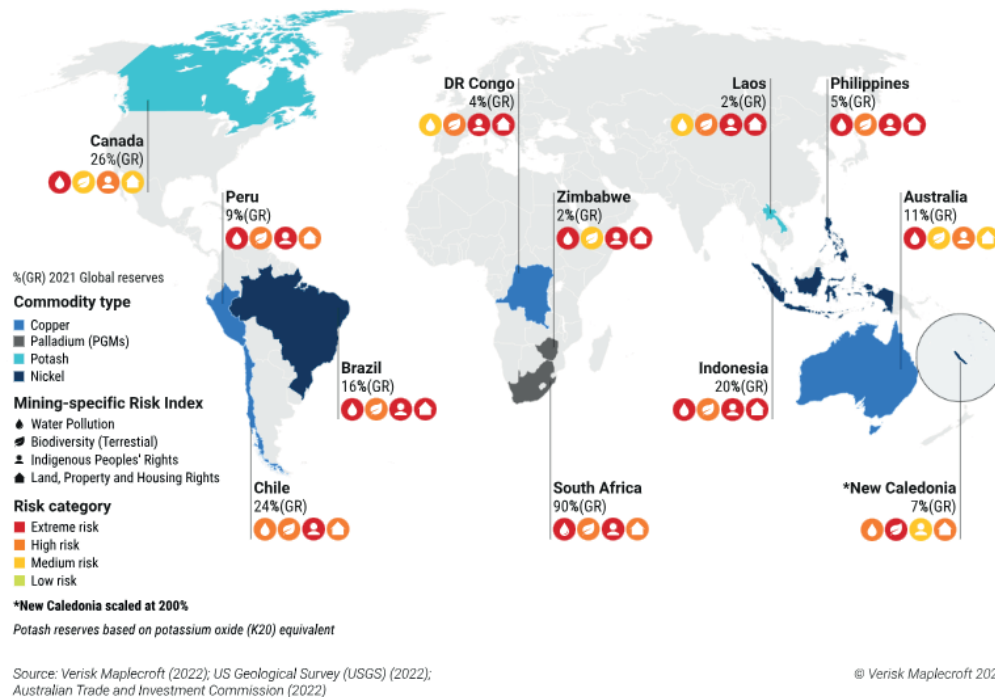
Alla sfida della sicurezza di approvvigionamento, si aggiunge la sfida della sostenibilità e del rispetto dei diritti umani (Figura 1.10). La maggior parte delle riserve di minerali e metalli più rilevanti per la transizione ecologica è concentrata in paesi e regioni, come America Latina, sud est asiatico e Africa subsahariana, che presentano una bassa qualità di governance delle risorse minerarie. L'aumento dell'estrazione di materie prime critiche, in particolare in aree geografiche dove le norme sono meno stringenti, solleva il rischio di violazione di norme ambientali e dei diritti umani fondamentali, impattando direttamente la salute finanziaria e le prestazioni delle aziende⁸.

Il fatto che la Cina sia il Paese con le maggiori riserve e il più alto volume di estrazioni all'anno di terre rare contribuisce a rendere le catene di fornitura molto vulnerabili: la regione cinese Xinjiang, al centro di investigazioni relative a pratiche di lavoro forzato, sta diventando un hub globale per la lavorazione dei minerali utilizzati nelle batterie dei veicoli elettrici, ad esempio nichel, rame e manganese; inoltre, il 35% del polisilicio del mondo proviene dalla regione Xinjiang.

La dimensione ambientale è rilevante perché la produzione, e soprattutto la raffinazione, di molti minerali e metalli necessari per la realizzazione di tecnologie pulite e digitali è un processo energetico che comporta l'utilizzo di agenti chimici inquinanti e il consumo, spesso inefficiente e non sostenibile, di risorse naturali. Di conseguenza, il passaggio a nuove fonti di materiali critici esporrà le aziende a nuovi rischi ESG, che possono portare a rischi di reputazione.

⁸ Fonte: US Department of Labor, Investor Alliance for Human Rights

Figura 1.10. I rischi sostenibili delle materie prime differenziate per Paese



Roadmap della Commissione Europea sulle materie prime

Sul piano regolamentare, l'Unione ha intrapreso nel tempo diverse iniziative per rendere più sicuro e sostenibile l'approvvigionamento di materie prime critiche, focalizzandosi sull'impiego delle risorse interne, sul riciclo e sugli investimenti nelle tecnologie a zero emissioni. In particolare, tra le diverse azioni intraprese dalla CE negli scorsi anni, hanno avuto un ruolo cardine:

- Il **Piano d'azione per le materie prime critiche** del 2020, con l'obiettivo di aumentare la resilienza e l'autonomia dell'Europa attraverso la diversificazione delle forniture e con un focus maggiore sull'utilizzo delle risorse interne.
- Il **REPowerEU** del 2022 che stabilisce una serie di misure per ridurre la dipendenza dalla Russia e accelerare contemporaneamente la transizione digitale, aumentando la resilienza del sistema energetico. Inoltre, per rafforzare il contributo dell'industria al piano REPowerEU, la Commissione ha previsto il rafforzamento delle attività volte ad assicurare l'approvvigionamento di materie prime critiche, proponendo altre iniziative ed elaborando una proposta legislativa a riguardo.
- Il **Green Deal Industrial Plan** del 2023, il cui obiettivo è quello di accelerare le politiche in materia di clean energy transition e rafforzare la competitività dell'industria europea, che prevede due atti, ossia il Net-Zero Industry Act⁹ e il Critical Materials Act.
- La proposta di legge sull'industria a zero emissioni (**Net-Zero Industry Act**) mira a incrementare la produzione di tecnologie pulite nell'UE, raggiungendo almeno il 40% del fabbisogno annuale dell'Unione entro il 2030¹⁰, concentrandosi sullo sviluppo di otto catene di valore tecnologiche chiave a livello nazionale. Stabilisce obiettivi ambiziosi di installazione entro il 2050, mirando a quadruplicare le installazioni di energia rinnovabile e a sestuplicare quelle di pompe di calore. La NZIA cerca inoltre di semplificare l'accesso al mercato e di accelerare i processi di autorizzazione, attirando investimenti attraverso la "Net-Zero Europe Platform". La politica

⁹ Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio che istituisce un quadro di misure per il rafforzamento dell'ecosistema europeo di fabbricazione di prodotti a tecnologia netta zero.

¹⁰ <https://cor.europa.eu/it/news/Pages/HG-21-Net-zero-industry-regional-action-is-needed-to-establish-sustainable-value-chains.aspx>

è attualmente provvisoria e attende l'approvazione formale e l'adozione da parte del Consiglio dell'UE e del Parlamento europeo.

- Il **Critical Raw Material Act** è incentrato sulla diversificazione, la mitigazione degli approvvigionamenti e sull'autonomia strategica dell'UE. Questo atto presenta un elenco di materie prime critiche e strategiche e stabilisce dei chiari parametri di riferimento per le capacità nazionali lungo la catena di approvvigionamento strategica delle MPC, per diversificare l'approvvigionamento entro il 2030:

- Almeno il 10% del consumo annuo dell'UE per l'estrazione;
- Almeno il 40% del consumo annuo dell'UE per la trasformazione;
- Almeno il 25% del consumo annuo dell'UE per il riciclaggio;
- Non più del 65% del consumo annuo dell'Unione di ciascuna materia prima strategica in qualsiasi fase pertinente della trasformazione proveniente da un unico paese terzo.

A livello nazionale, a novembre 2022 si è tenuto il Convegno "**Materie prime critiche: tavolo nazionale, strategia, sviluppi e prospettive**" organizzato dal Ministero delle Imprese e del Made-in-Italy, con l'obiettivo di mappare il fabbisogno italiano di materie prime critiche attraverso quattro gruppi di lavoro tematici:

1. "Analisi Fabbisogni" di MPC, individuando una lista di materie prime critiche per l'Italia;
2. "Mining", con l'obiettivo di identificare le potenzialità del recupero dai rifiuti estrattivi;
3. "Eco-progettazione", per analizzare le potenzialità delle risorse del Paese al fine di ridurre la domanda di MPC;
4. "Urban mining", per stimare il potenziale dell'estrazione interna ed elaborare eventuali iniziative normative sulle MPC che supportino investimenti per la sostenibilità e la resilienza degli approvvigionamenti.

L'Europa potrebbe sfruttare le potenzialità del **riciclaggio** e le opportunità dell'estrazione mineraria urbana (*urban mining*) per ovviare alla fragilità delle importazioni e potenziare ulteriormente il riciclo di materie prime, garantendo in questo modo una produzione interna sostenibile di tutti quei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE). Infatti, in Europa vengono prodotte più di 2 miliardi di tonnellate di rifiuti ogni anno, di cui il 27% sono rifiuti urbani¹¹. Di questi, l'UE conta un'elevata percentuale di riciclo pari al 49,6% e intende raggiungere l'obiettivo del 60% di riutilizzo entro il 2030, riducendo anche la quantità di rifiuti urbani smaltiti in discarica a un massimo del 10% entro il 2035¹². Nonostante queste ambizioni europee, la capacità di riciclaggio e di recupero su alcune materie prime critiche dell'UE è molto bassa. Ad oggi, infatti, viene riciclato solo l'1-5% dei metalli rari utilizzati nell'industria dei telefoni cellulari, come tungsteno, cobalto, grafite e indio, mentre il riciclaggio delle batterie agli ioni di litio è ancora scarso. La maggior parte della capacità di riciclaggio si trova in Cina ed è 1,5 volte superiore a quella in Europa.

In Italia, il potenziale derivante dal riciclo dei prodotti tecnologici è elevato: si potrebbero recuperare circa 7,6 mila tonnellate di MPC, pari all'11% delle importazioni dalla Cina nel 2021¹³. Infine, anche il recupero dei rifiuti estrattivi, ossia rifiuti derivanti dall'estrazione mineraria nelle cave, potrebbe favorire l'economia circolare nonostante sia ritenuto meno efficiente dell'urban mining¹⁴. L'attuale sistema minerario europeo presenta dei limiti derivanti dalla scarsità di giacimenti minerari, rendendo il riciclaggio l'alternativa più vantaggiosa, anche in termini di minore impatto ambientale e costo dell'attività. I processi di estrazione e utilizzo delle materie prime dai siti minerari sono costosi a causa dei lunghi tempi di attivazione dell'attività e aumentano il consumo di energia e di emissioni di CO₂.

¹¹ Detriti quotidiani raccolti e trattati dai comuni, generati prevalentemente dalle famiglie

¹² <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20180328STO00751/statistiche-sulla-gestione-dei-rifiuti-in-europa-info-grafica-con-fatti-e-cifre>

¹³ The European House – Ambrosetti, Gli scenari evolutivi delle materie prime critiche e il riciclo dei prodotti tecnologici come leva strategica per ridurre i rischi di approvvigionamento per l'Italia, giugno 2022.

¹⁴ CDP-Brief-Transizione-ecologica-e-digitale-il-punto-sulle-materie-prime-critiche.

Come stabilito dal Raw Material Act, almeno il 15% delle risorse europee di MPC deve derivare dal riciclaggio, mentre sono previste anche delle risorse aggiuntive da destinare ai siti minerari. Per raggiungere questo obiettivo occorreranno maggiori investimenti per sviluppare tecnologie più efficaci per il riciclo. Secondo il report di IEA "Energy Technology Perspectives" del 2023, per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni, sarà necessario un investimento cumulativo totale di circa 360-450 miliardi di dollari nell'industria mineraria e nella produzione di materiali critici entro il 2030, superiore ai 200 miliardi di dollari circa di investimenti previsti.

Tuttavia, la Commissione Europea ha individuato tre principali barriere che ostacolano il pieno potenziale del riciclo, ossia il "dirottamento" di una parte dei rifiuti verso impianti di smaltimento non conformi, ostacoli allo sviluppo dell'industria di riciclaggio e tecniche ancora poco innovative. Alcuni prodotti sono complessi da riciclare e in Europa non sono ancora stati progettati dei sistemi di raccolta all'avanguardia che permettano un adeguato trattamento dei rifiuti elettronici e un recupero di materiali a costi moderati. Per questo motivo, è essenziale favorire un uso più efficiente delle materie prime, garantendone la riciclabilità, sostenendo la ricerca e sviluppando nuove iniziative¹⁵.



¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0025&from=BG>.

2. Percorsi, politiche e sfide della transizione energetica in Italia e Europa¹⁶

2.1 Transizione energetica - Stato di avanzamento

In risposta alle crescenti preoccupazioni mondiali per lo sviluppo sostenibile, l'Unione Europea ha progressivamente adottato misure più rigorose in materia di clima ed energia, stabilendo e rivedendo periodicamente tre obiettivi principali, cruciali per la transizione energetica:

- Ridurre le emissioni di gas serra, con obiettivi fissati come riduzione percentuale rispetto ai livelli del 1990.
- Migliorare l'efficienza energetica, inizialmente con un benchmark rispetto ai livelli dello scenario di riferimento PRIMES del 2007 e successivamente rivisto in base allo scenario di riferimento del 2020.
- Aumentare la quota di energia rinnovabile, misurata come percentuale del consumo finale di energia.

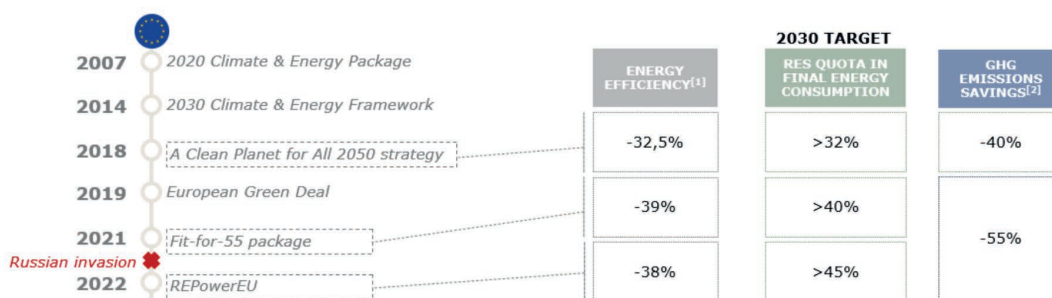
Questi obiettivi sono stati introdotti per la prima volta nel pacchetto politico inaugurale del 2007 e, nel 2018, la **"Strategia per un pianeta pulito per tutti 2050"** ha poi stabilito solidi obiettivi al 2030 per il sistema energetico dell'UE (come illustrato nella Figura 2.1), allineandosi agli impegni assunti nell'ambito dell'Accordo di Parigi COP21 del 2015. All'inizio del decennio in corso, il Green Deal europeo ha segnato un cambiamento significativo, successivamente formalizzato nella Legge europea sul clima del 2021, lanciando un ampio spettro di iniziative politiche volte alla transizione dell'Unione europea verso la neutralità climatica entro il 2050. Questa ambizione ha richiesto la revisione della legislazione esistente in materia di clima, energia e trasporti, nell'ambito di iniziative come il "Pacchetto Fit for 55", che ha rivalutato gli obiettivi precedentemente stabiliti.

Inoltre, il REPowerEU, concepito per promuovere un sistema energetico più sicuro e resiliente, ha reso necessarie ulteriori revisioni degli obiettivi che, attuate nell'arco di soli cinque anni di aggiustamenti politici, hanno portato a significativi miglioramenti nel rigore dei target fissati. Infatti:

- gli obiettivi di efficienza energetica sono stati relativamente aumentati di circa il 17%, il che si traduce in una riduzione di 763 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) entro il 2030;
- l'obiettivo di quota di energia rinnovabile ha visto un aumento relativo del 40%;
- gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra sono stati relativamente aumentati di oltre il 37%, il che equivale a una riduzione di 1.230 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂.

È importante notare un calo dell'obiettivo di efficienza energetica, che riconosce la crescente domanda di energia a livello europeo.

Figura 2.1.¹⁷ Sviluppo delle politiche europee, Fonte Eurostat (EU27)



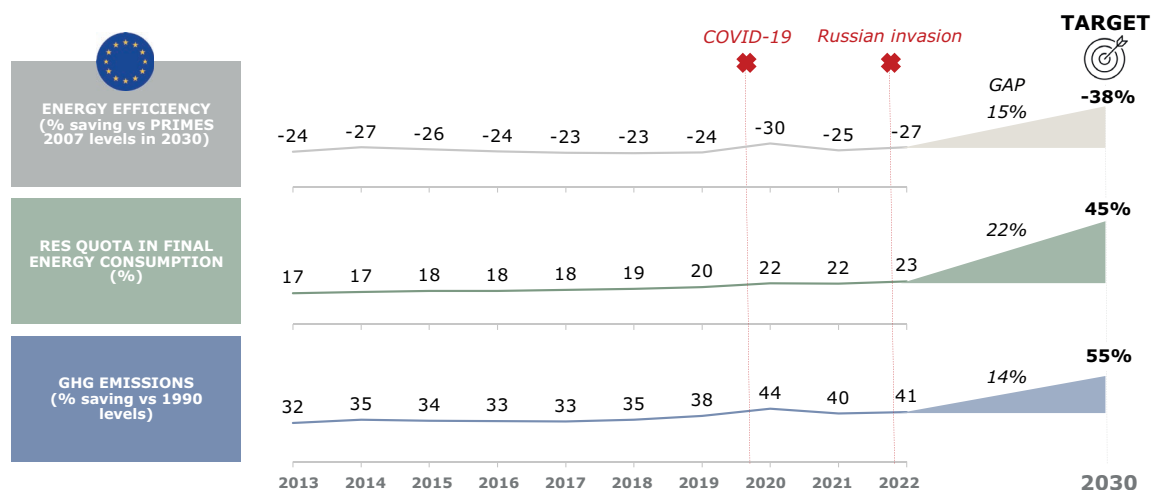
¹⁶ Al presente capitolo ha contribuito Riccardo Siliprandi di Afry Management Consulting.

¹⁷ Nota: 1) Rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento UE 2007 per il 2030 in termini di consumo finale di energia 2) Rispetto ai livelli del 1990.

Il continuo innalzamento di questi obiettivi riflette il crescente impegno dell'Unione Europea nei confronti della transizione verde, sottolineandone l'importanza strategica per modernizzare l'economia del continente e promuovere la crescita, l'occupazione, il progresso tecnologico e l'inclusione sociale.

Tuttavia, l'effettiva realizzazione di questi obiettivi rimane una sfida ancora aperta. Un'analisi dei risultati storici dell'UE rispetto ai tre obiettivi (Figura 2.2) illustra chiaramente le discrepanze sostanziali tra i risultati effettivi e gli obiettivi fissati per il 2030. Attualmente, l'Europa è notevolmente in ritardo rispetto a questi obiettivi: a seguito della pandemia COVID-19 è stata osservata una temporanea impennata dei progressi in tutti gli obiettivi, seguita però da un effetto di rimbalzo l'anno successivo, che ha semplicemente perpetuato le tendenze precedenti. Risulta dunque urgente accelerare in modo significativo l'attuazione delle azioni necessarie.

Figura 2.2. Stato di avanzamento degli obiettivi di transizione energetica in Europa, Fonte Eurostat (EU27)



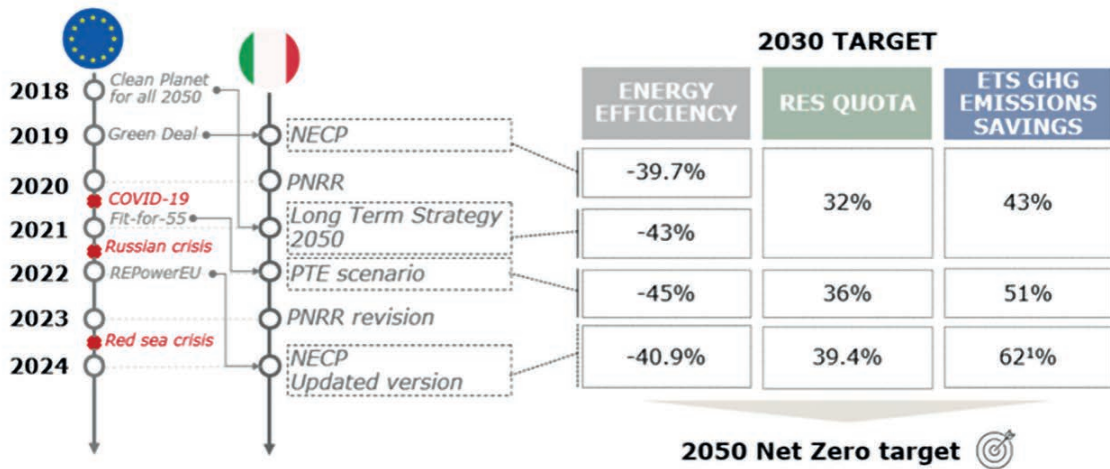
Il panorama italiano

La politica energetica italiana è allineata con le direttive europee e mostra un impegno per la transizione energetica, gli obiettivi climatici e la sicurezza energetica. Di conseguenza, gli obiettivi a livello europeo sono stati implementati a livello nazionale, inizialmente nella Strategia Energetica Nazionale del 2017 e più approfonditamente nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2019, recentemente aggiornato a giugno 2024.

La nuova versione del PNIEC esprime la volontà di migliorare l'obiettivo di efficienza energetica (-1,2% rispetto ai primi obiettivi, pari a circa 100 Mtep¹⁸ di consumo finale di energia al 2030); un aumento relativo del 26% della quota di FER (+7,4%) e un aumento relativo di oltre il 45% dei risparmi di emissioni di gas serra (+19%), come illustrato nella Figura 2.3. Come a livello europeo, anche a livello nazionale si può notare una riduzione dell'obiettivo di efficienza energetica, attribuita al riconoscimento della crescente domanda di energia a livello nazionale.

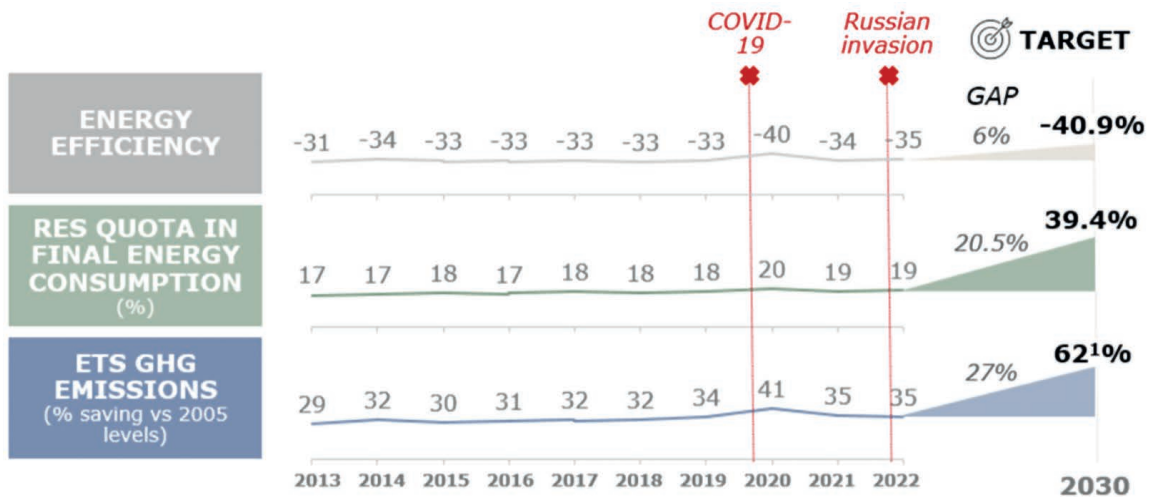
¹⁹ Ossia 100 milioni di tonnellate di petroli (TEP).

Figura 2.3.¹⁹ Sviluppo delle politiche italiane



La Figura 2.4 mostra come i risultati storici dell'Italia nei tre obiettivi mostrino notevoli disparità tra i risultati effettivi e gli obiettivi fissati per il 2030. L'impatto dell'effetto rimbalzo COVID-19 è evidente anche nella rivalutazione dei risultati al 2021 per tutti gli obiettivi, indicando la necessità di impegni sostanziali nei prossimi sei anni. Tuttavia, l'obiettivo dell'efficienza energetica sembra essere il più raggiungibile, in parte perché ha subito la revisione minore tra le due edizioni del PNIEC, con un aumento dell'efficienza richiesto solo del 1,2%.

Figura 2.4. Stato di avanzamento degli obiettivi di transizione energetica in Italia, Fonte Eurostat (EU27)



2.2 Opportunità e sfide in Europa e in Italia

Le opportunità di investimento in Italia ed Europa

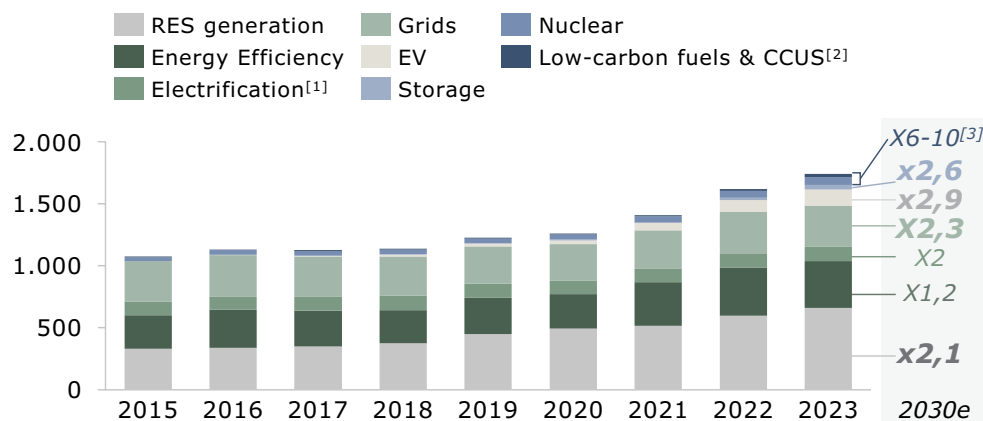
L'agenda verde dell'Unione Europea è stata ricalibrata per porre l'accento sulla creazione di capacità e competenze industriali nelle catene di valore delle tecnologie verdi, sul rafforzamento della resilienza e sulla salvaguardia della competitività del mercato attraverso misure di protezione e collaborazioni strategiche. In particolare, tra le recenti iniziative (citate nel precedente capitolo), anche il **Meccanismo di aggiustamento delle frontiere per il carbonio (CBAM)** sottolinea questo nuovo orientamento: questo meccanismo viene attuato come stru-

¹⁹ Nota: 1) Si riferisce all'obiettivo dell'UE; il nuovo NECP prevede una riduzione delle emissioni ETS del 66% in uno scenario politico rafforzato e una riduzione delle emissioni ETS del 58% in uno scenario business-as-usual. Fonte: Eurostat (UE-27)

mento politico per combattere la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio e rafforzare gli obiettivi climatici. Il CBAM garantisce che il prezzo del carbonio delle importazioni sia allineato a quello della produzione nazionale, sostenendo così l'integrità delle ambizioni climatiche dell'UE. Introduce inoltre, una tassa di frontiera graduale su specifici beni importati ad alta intensità energetica in base al loro contenuto di carbonio. Progettata per essere compatibile con le regole dell'Organizzazione Mondiale del Commercio, la CBAM sarà inizialmente destinata a settori come cemento, ferro, acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno, per arrivare a coprire oltre il 50% delle emissioni nei settori regolamentati dal sistema ETS.

Lo slancio internazionale sta spingendo in modo significativo gli investimenti nell'energia pulita, in particolare nelle fonti di energia rinnovabile (FER) e nei veicoli elettrici (EV), come illustrato nella Figura 2.5. Entro il 2030, si prevede che gli investimenti annuali globali in questi settori dovranno almeno raddoppiare rispetto ai livelli registrati nel 2023. Questa escalation di finanziamenti riflette un forte impegno globale a far progredire le tecnologie energetiche pulite ed affrontare così, le sfide ambientali ed economiche emergenti.

Figura 2.5.²⁰ Investimenti annuali globali in energia pulita (b\$) e moltiplicatori annuali previsti per il 2030

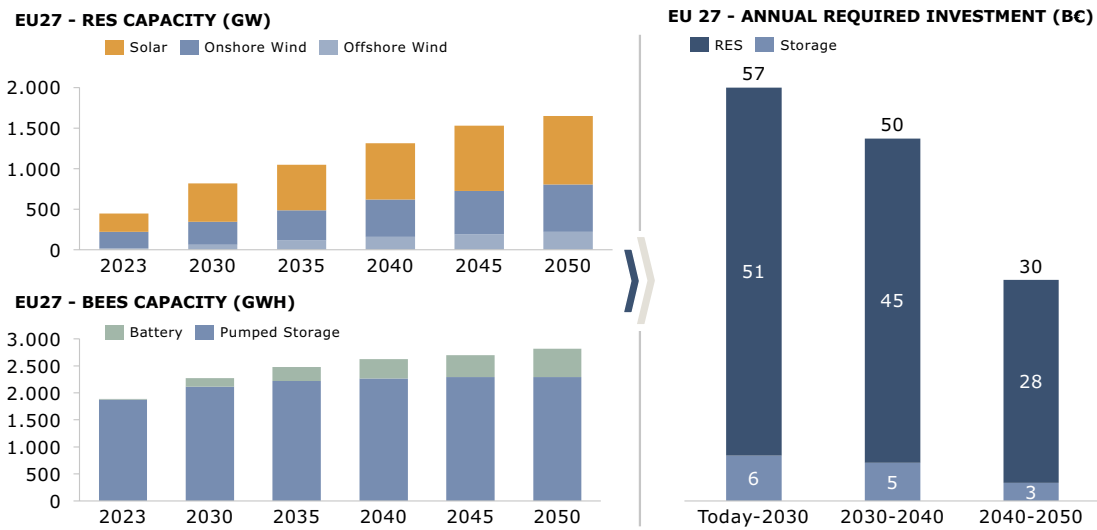


L'Europa è uno dei maggiori investitori in energia pulita, riducendo progressivamente il divario di investimenti con Cina e Stati Uniti negli ultimi cinque anni. Si prevede che il sistema europeo di produzione di energia elettrica richiederà circa 55 miliardi di euro di investimenti annuali fino al 2030, come illustrato nella Figura 2.6.

Questo aumento degli investimenti è alimentato principalmente dallo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che rappresentano circa il 90% degli investimenti annuali fino al 2030, in particolare nelle tecnologie solari ed eoliche terrestri. Nel frattempo, si prevede che gli investimenti nell'eolico offshore aumenteranno dopo il 2030. In termini di stoccaggio dell'energia, il fabbisogno fino al 2030 continuerà a essere soddisfatto prevalentemente dai sistemi di stoccaggio con pompaggio. Si prevede, inoltre, che i sistemi di accumulo a batteria (BESS) si espandano gradualmente, raggiungendo circa un quinto della capacità di accumulo complessiva entro il 2050.

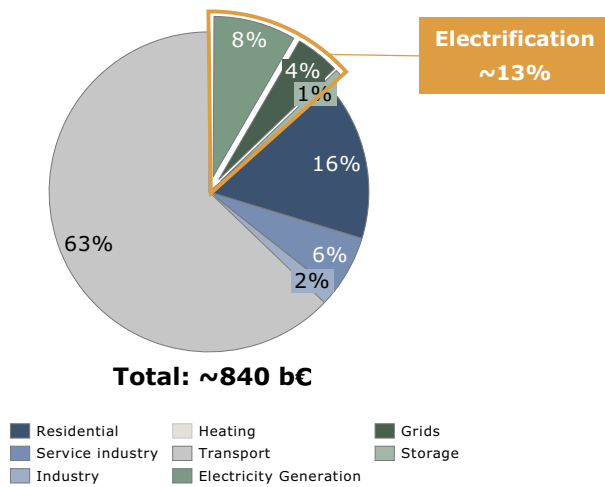
²⁰ Nota: 1) L'"elettrificazione" si riferisce alle fonti rinnovabili per l'uso finale e all'elettrificazione nei settori dell'edilizia, dei trasporti e dell'industria; 2) I "combustibili a basso contenuto di carbonio" comprendono le moderne bioenergie liquide e gassose, l'idrogeno a basse emissioni e i combustibili a base di idrogeno che non emettono CO₂ dai combustibili fossili direttamente quando vengono utilizzati e ne emettono pochissima quando vengono prodotti; 3) Alta imprevedibilità su nucleare, combustibili a basso contenuto di carbonio e CCUS; Fonte: IEA (2023); BNEF (2024)

Figura 2.6. Capacità e investimenti in FER e BESS nell'UE27



Dal punto di vista delle opportunità di investimento in Italia, la stima degli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC ammonta a circa 840 miliardi di euro (Figura 2.7).

Figura 2.7. Costi cumulati nel 2023-2030 per gli obiettivi di transizione energetica del PNIEC (b€)
(Fonte PNIEC)



Di questi, circa il 13% è destinato all'elettificazione, compreso lo sviluppo e il potenziamento delle reti elettriche (4%) e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (FER), come il solare e l'eolico e i sistemi di accumulo dell'energia a batteria (ca il 9% del totale, pari a circa 70 miliardi di euro).

Tuttavia, il successo degli investimenti italiani nel settore energetico dipende dallo sviluppo coordinato della generazione di fonti energetiche rinnovabili (FER), dello stoccaggio e delle infrastrutture di rete. Questo coordinamento è facilitato dalla gestione centrale dei regimi di sostegno da parte di tre principali entità istituzionali. Gli sforzi della rete sono supervisionati da Terna, l'operatore del sistema di trasmissione nazionale, che si è impegnato a investire oltre 21 miliardi di euro dal 2023 al 2032, secondo il suo più recente piano strategico. D'altro canto, gli sviluppi nello stoccaggio e nella generazione da fonti rinnovabili sono sostenuti da ARERA (l'ente regolatore dell'energia) e MASE (l'ente governativo per l'energia). Questi enti prevedono un aumento di oltre 67 GW di capacità installata da fonti rinnovabili tra il 2024 e il 2028 nell'ambito dello schema FER-X e ulteriori 71

GWh di nuovo stoccaggio a lunga durata entro il 2030 attraverso l'iniziativa MACSE ("Mercato a termine degli stoccaggi").

Tuttavia, il raggiungimento di obiettivi ambiziosi di transizione energetica, coerenti con gli obiettivi italiani al 2030 e al 2050, richiederà contributi sostanziali da parte del settore pubblico e privato. Il contesto normativo nazionale ha quindi creato un ambiente invitante per nuovi sviluppatori e investitori a sostenere il piano e questo scenario rappresenta un'ottima opportunità per gli investitori privati di impegnarsi nella transizione energetica e di capitalizzare il potenziale di crescita, soprattutto nel settore dell'elettrificazione.

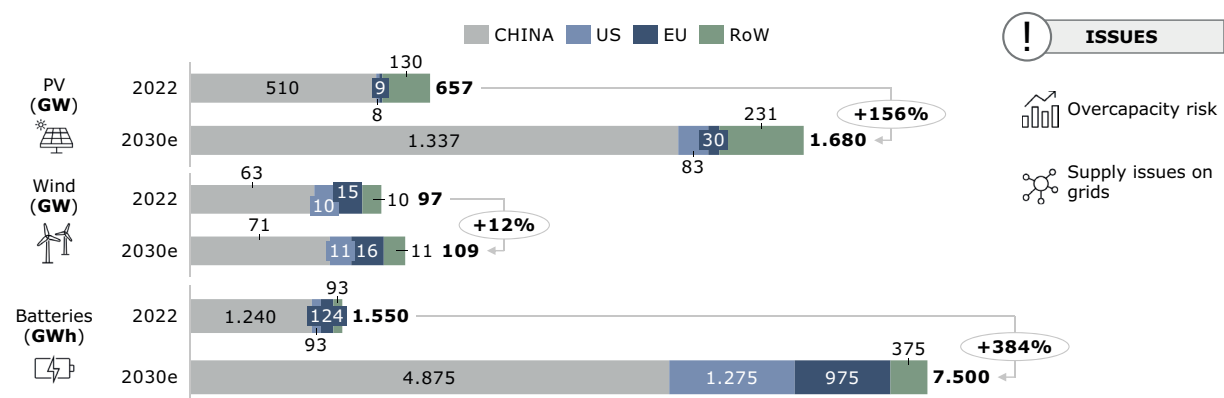
In sintesi, la combinazione di un framework normativo favorevole, incentivi governativi, mercati in espansione e opportunità strategiche rende l'elettrificazione un'opportunità di investimento particolarmente interessante in Italia. Ciò offre non solo rendimenti finanziari, ma si allinea anche con i più ampi movimenti globali verso la sostenibilità e la riduzione delle emissioni di carbonio, fornendo così un panorama di investimenti resilienti per il futuro.

Le sfide: Catene di approvvigionamento e integrazione delle FER

La transizione energetica in corso comporta cambiamenti profondi e diffusi in vari settori che, tuttavia, sono ostacolati da una moltitudine di sfide formidabili. Ogni sfida presenta ostacoli unici che devono essere affrontati meticolosamente per garantire una transizione di successo verso sistemi energetici sostenibili. Per affrontarle è necessario uno sforzo coordinato che coinvolga l'innovazione tecnologica, solidi framework politici, investimenti strategici e un efficace coinvolgimento delle parti interessate per garantire una transizione agevole ed equa verso un futuro energetico sostenibile.

Il raggiungimento degli obiettivi per il 2030 è ulteriormente complicato dalla necessità di catene di approvvigionamento di tecnologie energetiche pulite resilienti e diversificate. Il riconoscimento della fragilità degli accordi commerciali globali e la concentrazione della produzione di tecnologie chiave per la transizione energetica al di fuori dell'Europa hanno ulteriormente evidenziato la rilevanza di un nuovo paradigma industriale (Figura 2.8).

Figura 2.8.²¹ Concentrazione geografica della capacità produttiva (2022 e 2030)



È significativo che la Cina detenga una quota dominante del 60-80% della produzione globale in tre tecnologie essenziali per l'energia pulita, ossia moduli solari, gondole di turbine eoliche e batterie. D'altra parte, l'UE e gli Stati Uniti rappresentano collettivamente il 20-40% della produzione globale. Ciò richiede un'intensificazione

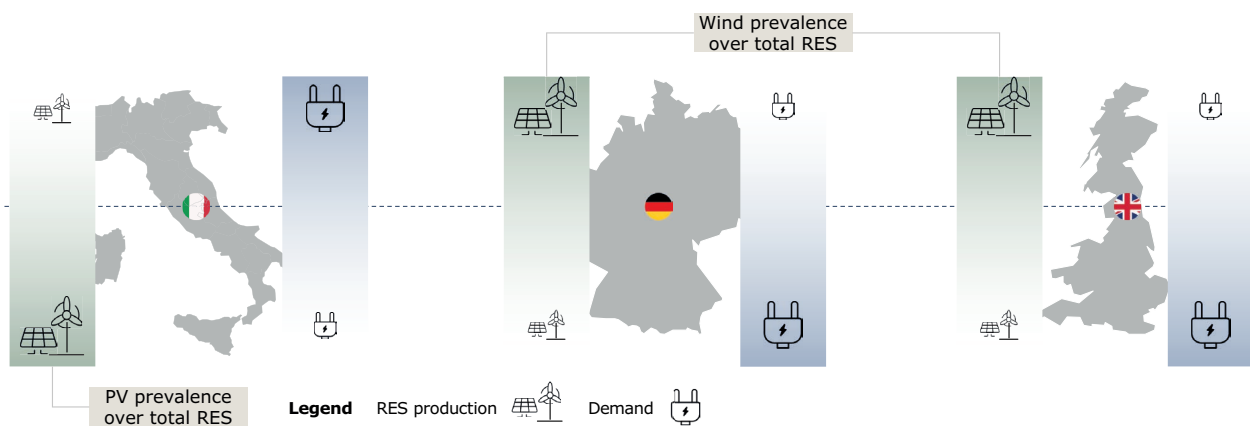
²¹ Nota: le quote si basano sulla capacità produttiva. "Attuale" si riferisce ai dati sulla capacità installata per il 2022. "Project pipeline" si riferisce alla somma dell'attuale capacità installata e di tutte le aggiunte di capacità produttiva annunciate (alla fine del terzo trimestre 2023) fino al 2030. "Altro" si riferisce all'aggregazione di tutta la capacità al di fuori dei tre principali Paesi/regioni. Il solare fotovoltaico si riferisce ai moduli. Eolico si riferisce alle gondole eoliche onshore. Fonte: AIE (2023); ESIA; DoE.

degli sforzi verso il reshoring, come dimostra l'attuazione di politiche, quali l'*Inflation Reduction Act (IRA)* negli Stati Uniti e il *Net Zero Industry Act (NZIA)* nell'UE.

L'espansione della generazione di fonti di energia rinnovabile (FER) dipende dalle condizioni atmosferiche e ciò introduce una significativa disparità tra i luoghi di produzione e consumo di energia rinnovabile, nonché tra i tempi di immissione dell'energia nel sistema e la domanda dei clienti.

Questi problemi contribuiscono ad aumentare la volatilità dei prezzi del mercato dell'elettricità in tutta Europa. Ad esempio, come illustrato nella Figura 2.9, in Italia la domanda di energia si concentra nella parte settentrionale del Paese, mentre le fonti rinnovabili, in particolare gli impianti fotovoltaici, si concentrano nelle regioni meridionali.

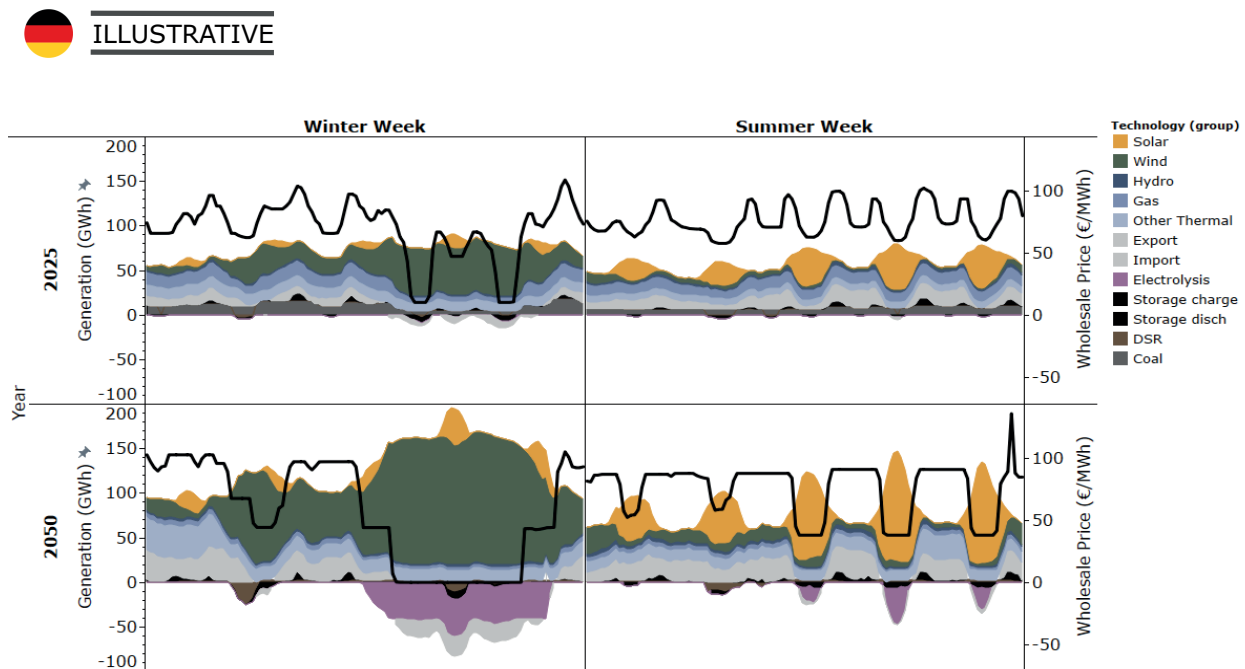
Figura 2.9. The “Where” Challenge



Ulteriori sfide riguardano la cannibalizzazione delle risorse e il disallineamento temporale dell'integrazione delle fonti rinnovabili:

- la cannibalizzazione si riferisce alla crescente competizione tra risorse simili, portando a una riduzione del prezzo “catturato”, ossia il prezzo che una fonte rinnovabile guadagna in media per megawattora (MWh) prodotto annualmente, ed è causata principalmente dalla localizzazione delle risorse in una specifica area geografica;
- la sfida del disallineamento temporale dell'integrazione delle fonti rinnovabili invece, consiste nell'affrontare il disallineamento tra la natura variabile e intermittente della produzione di energia rinnovabile e la domanda costante, spesso con picchi, di elettricità (come visibile nella Figura 2.10). Per superare queste sfide sono necessari progressi nello stoccaggio dell'energia, nell'ammodernamento delle infrastrutture di rete, nei meccanismi di risposta alla domanda, nelle politiche di sostegno e nei disegni di mercato.

Figura 2.10. Istantanea oraria illustrativa del sistema energetico tedesco (2025-2050)



Infine, la governance della transizione energetica europea si trova attualmente ad affrontare tre sfide principali:

- Competenza condivisa e disparità giuridiche:** la politica energetica è una competenza condivisa tra l'UE e gli Stati membri, il che significa che entrambi possono legiferare e adottare atti giuridicamente vincolanti in questo settore. Questa autorità condivisa, tuttavia, porta a una mancanza di uniformità nei framework legali di settori specifici, nei meccanismi di misurazione per il raggiungimento degli obiettivi e negli standard di settore. Inoltre, questa dualità spesso provoca lacune normative, particolarmente evidenti negli investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione.
- Spostamento verso un'applicazione "indiretta":** storicamente, l'UE ha adottato un sistema di obiettivi vincolanti per tutta l'UE e di obiettivi non vincolanti per gli Stati membri, ad eccezione degli obiettivi di riduzione dei gas serra, che sono vincolanti a entrambi i livelli. Questo sistema prevede un metodo di applicazione indiretto. Tuttavia, grazie a iniziative come il Piano di ripresa, si sta passando a un framework in cui gli Stati membri sono responsabili dell'effettivo utilizzo di ingenti fondi forniti dalla Commissione. Questo cambiamento richiede un'azione urgente e coordinata tra gli Stati membri per mettere in atto uno dei più grandi programmi di investimento della storia, garantendo una collaborazione tempestiva tra le varie parti interessate e affrontando le inefficienze insite nel framework esistente.
- Rafforzamento dei meccanismi di gestione delle politiche:** l'attuale meccanismo di gestione degli obiettivi politici e della loro integrazione nei Piani nazionali è obsoleto, precedente al Piano di ripresa e causa di inefficienze. Gli obiettivi per le fonti di energia rinnovabili (FER) e l'efficienza energetica delineati nel "Framework 2030 per il clima e l'energia" non sono vincolanti a livello di Stati membri, ma solo a livello di UE. Al contrario, l'obiettivo sulle emissioni di gas serra è vincolante per gli Stati membri. Questa incoerenza si traduce in un'adesione e in risultati disomogenei e spesso insoddisfacenti nei diversi Stati membri. È dunque, urgente che gli obiettivi e le azioni degli Stati membri siano rapidamente allineati alle opportunità offerte dalle risorse del Piano di ripresa.

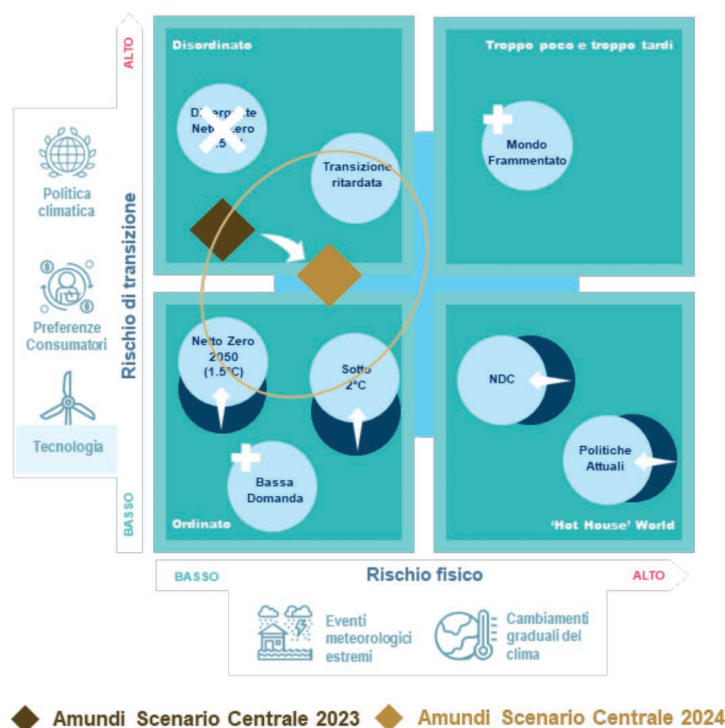
3. La transizione energetica nell'asset allocation dei portafogli²²

Il seguente capitolo analizza la valutazione dei rischi fisici e di transizione nell'asset allocation strategica dei portafogli degli investitori. Il modello rappresentato di seguito è quello della società Amundi, che ha condiviso con l'osservatorio la sua analisi degli scenari climatici. Altre società potrebbero modellizzare i rischi di transizione in modo diverso. Ci sembrava tuttavia utile rappresentare le modalità di analisi e le sfide che si incontrano quando si prova a modellizzare la transizione energetica nei portafogli. Di seguito la valutazione dello scenario centrale per il 2024, utilizzata da Amundi nel modello.

3.1. Transizione energetica: impatto di lungo termine su economia e asset class

I continui ritardi nelle politiche climatiche hanno ridotto le prospettive di una transizione ordinata²³ e aumentato i rischi di transizione legati al raggiungimento di un obiettivo di 1,5-2°C. Questo ha portato a una revisione dello scenario centrale del 2024 (a partire dal quadro di riferimento del Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System NGFS), incentrandolo su rischi di transizione complessivi più bassi e rischi fisici crescenti rispetto allo scenario del 2023, poiché i costi vengono trasferiti nel futuro (Figura 3.1). Lo scenario centrale di medio-lungo termine di AMUNDI è caratterizzato da tre temi principali:

Figura 3.1.²⁴ Quadro di scenario centrale NGFS di Amundi (2023,2024)



²² Il presente capitolo vede il contributo di Monica Defend, Global Head of Research di AMUNDI.

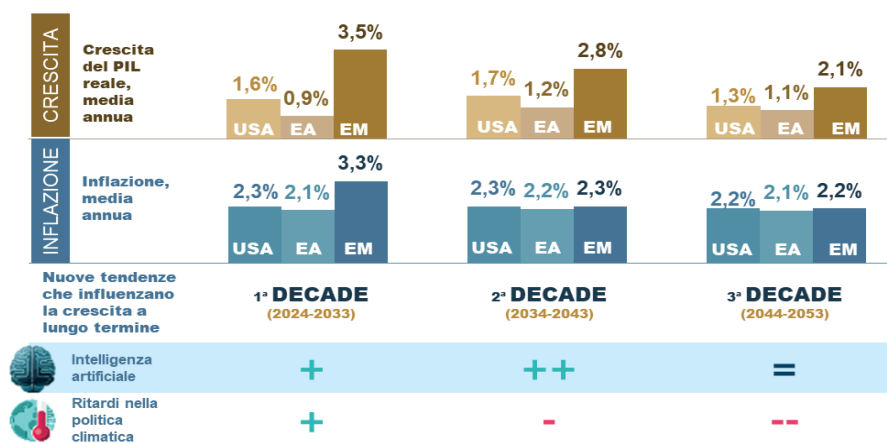
²³ Gli scenari "Net zero 2050" e "Sotto i 2°C" presuppongono l'introduzione precoce di politiche climatiche e il loro graduale inasprimento. I rischi fisici e di transizione sono relativamente contenuti. Al contrario, la transizione disordinata esplora i rischi di transizione più elevati dovuti a politiche ritardate o divergenti tra Paesi e settori.

²⁴ Fonte: Amundi Investment Institute, NGFS. Dati al 31 dicembre 2023. Network for Greening the Financial System (NGFS), una rete globale di banche centrali e autorità di supervisione che promuove la condivisione di esperienze e delle migliori pratiche in tema di gestione dei rischi ambientali nel settore finanziario, con uno specifico focus sui rischi climatici.

Nello specifico, il nuovo scenario di medio-lungo termine tiene conto di tre temi principali (Figura 3.2):

- **Il Riordino geopolitico globale.** L'economia globale è in rallentamento e l'inflazione continua a scendere, mentre il conflitto tra Russia e Ucraina e le crescenti tensioni geopolitiche in Medio Oriente ha reso più disordinata la traiettoria della transizione. In questo contesto, la politica monetaria è ad un punto di svolta, le politiche fiscali sono più incerte in un anno caratterizzato da importanti elezioni politiche (US, parlamento Europeo) e le preoccupazioni per la competitività e la sicurezza spingono i Paesi a concentrarsi sempre più sulle questioni interne.
- **I Ritardi climatici.** Il cambiamento climatico sta accelerando in un momento in cui l'attuazione delle politiche climatiche viene ritardata e la transizione energetica procede molto lentamente, nonostante l'aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili, al ritmo più elevato mai registrato. L'anno scorso è stato il più caldo mai registrato e il gennaio 2024 ha segnato il primo periodo di 12 mesi nella storia in cui le temperature hanno superato un riscaldamento medio di 1,5°C (al di sopra delle temperature preindustriali)²⁵. Sebbene nel primo decennio il ritardo nella politica climatica possa avere un impatto positivo sul PIL, questo è destinato a rallentare notevolmente nel medio-lungo termine, fino ad avere un impatto più negativo.
- **L'intelligenza artificiale (AI).** L'adozione dell'intelligenza artificiale (IA) sta diventando un tema rilevante con potenziali impatti a lungo termine sull'economia globale. In quest'ottica, è importante tenere conto sia dei piccoli e positivi guadagni di produttività sia dei rischi che l'adozione dell'IA comporta per la revisione dello scenario centrale del 2024. La sua adozione determinerà una crescita potenziale della produttività che segue una curva a campana, caratterizzata da aumenti di produttività a lungo termine, con un impatto massimo nel 2030 e destinato a rallentare nel lungo termine. Sebbene l'impatto sulla crescita potenziale possa essere percepito come temporaneo, l'IA produrrà un cambiamento tecnologico in grado di aumentare permanentemente il livello del PIL pro capite.

Figura 3.2. Quadro di scenario centrale NGFS di Amundi (2023,2024)



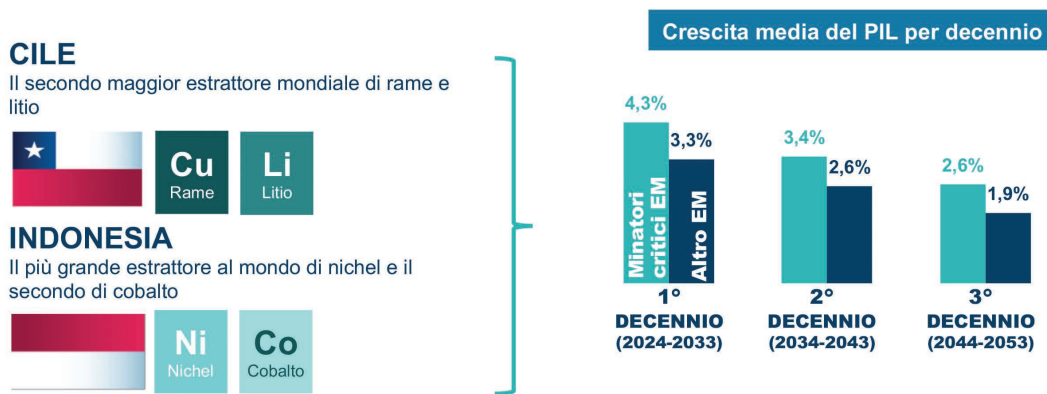
Fonte: Amundi Investment Institute, NGFS. Dati al 31 dicembre 2023. Valutazione qualitativa dell'impatto di ciascun trend sulla crescita del PIL in ciascun decennio. Da ++ (impatto più positivo sul mix di crescita e inflazione) a -- (impatto più negativo). NGFS è il Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System. USA = Stati Uniti, EA = Area Euro, EM = Mercati Emergenti.

²⁵ In base alla temperatura dell'aria superficiale globale secondo l'ultimo Bollettino Climatico del Servizio Cambiamenti Climatici di Copernicus.

L'anno scorso, per modellare la crescente frammentazione geopolitica, lo scenario centrale ha incorporato un percorso disordinato "Net Zero Divergente", caratterizzato da costi più elevati a breve termine, dovuti a politiche divergenti che comportano bruschi aggiustamenti nell'eliminazione graduale dell'uso del petrolio. In una certa misura, questo percorso disordinato è stato sostituito nel 2024 da scenari ordinati che riflettono aumenti della temperatura globale di 1,5-2°C, e che di conseguenza sono diventati più disordinati. Inoltre, sono stati aggiunti al quadro NGFS uno scenario "Mondo frammentato" più avverso e uno "Bassa domanda" più benevolo. Questi scenari sono stati ritenuti troppo estremi e molto improbabili, portando alla costruzione di uno scenario centrale di transizione disordinata che combina gli scenari ordinati ("Net Zero 2050" e "Sotto 2°C") con lo scenario di "Transizione ritardata"²⁶. Le ipotesi presentate tengono conto anche della decisione di alcuni Paesi di spianare i propri impegni verso lo zero netto su un orizzonte temporale più lungo.

Infine, lo scenario centrale prevede anche una maggiore granularità dei percorsi di transizione dei Mercati Emergenti (EM), in base alle loro attuali politiche e impegni per la transizione. In particolare, i mercati emergenti hanno maggiori probabilità di subire sconvolgimenti più immediati nell'ambito dell'AI, data la mancanza di un'adeguata infrastruttura digitale e di una forza lavoro qualificata dal punto di vista digitale, e saranno avvantaggiati paesi estrattori di minerali critici per la transizione energetica. Si osserva come il Cile sia il secondo maggiore estrattore mondiale di rame e litio mentre l'Indonesia, ad oggi, è il più grande estrattore al mondo di nichel e il secondo di cobalto. Questi paesi avranno una crescita media del PIL per decennio pari al 4,3% tra il 2024 e il 2033, che subirà via via una riduzione fino a raggiungere il 3,4% nel decennio tra il 2034 e il 2043 e il 2,6% tra il 2044 e il 2053 (Figura 3.3).

Figura 3.3. I mercati emergenti (EM) vincenti nella transizione climatica



Fonte: Previsioni dell'Amundi Investment Institute sulla base di NGFS. Dati al 31 dicembre 2023. Minerali critici EM è la media ponderata del PIL di Cile e Indonesia, Altri EM è la media ponderata del PIL di Brasile, Brasile, Cina, Repubblica Ceca, Ungheria, India, Malesia, Messico, Polonia, Russia, Sudafrica, Corea del Sud, Taiwan, Turchia.

Lo scenario centrale presentato ha alcune importanti implicazioni macro:

- **Un'inflazione più alta nel breve e medio termine, ma molto più bassa rispetto allo scorso anno**, dato che i ritardi nella transizione stanno distribuendo i costi su un periodo di tempo più lungo. L'andamento dell'inflazione a breve termine è guidato dalla frammentazione geopolitica e da alcuni ritardi negli aumenti di produttività dovuti alla lentezza degli investimenti nelle energie rinnovabili (a causa del contesto di tassi elevati), in particolare nei mercati emergenti dove il fabbisogno è più elevato a causa dei problemi di trasmissione dell'energia

²⁶ Sono stati inclusi parte dei percorsi socioeconomici condivisi (SSP3) "Rocky Road", definiti nel sesto rapporto di valutazione dell'IPCC sui cambiamenti climatici nel 2021.

e di stabilità della rete. Inoltre, la transizione verde e la trasformazione tecnologica stanno mettendo ulteriormente a dura prova l'offerta di materie prime, facendo salire i prezzi. Nel medio-lungo termine, l'aumento della produttività (legato all'adozione dell'intelligenza artificiale) e una più generale riduzione dei costi trascineranno l'inflazione verso livelli più moderati, in particolare in molti Paesi emergenti, intorno all'attuale limite inferiore degli obiettivi delle banche centrali.

- Sul fronte della crescita, **i Mercati Sviluppati dovrebbero registrare una crescita maggiore** rispetto allo scorso anno, nel primo e nel secondo decennio. Ciò è dovuto agli effetti positivi dei guadagni di produttività generati dall'adozione dell'intelligenza artificiale e ai minori costi a breve termine legati al ritardo delle politiche climatiche. Nel terzo decennio, gli effetti decrescenti dell'intelligenza artificiale e i maggiori rischi fisici dovrebbero far calare la crescita.
- **La strada verso la Net-zero emission appare più impegnativa per molti EM, con una progressiva perdita di PIL e standard di crescita significativamente più bassi entro il 2050.** Importanti eccezioni possono essere trovate tra i Paesi ricchi di minerali critici (come Cile e Indonesia) che sono meglio posizionati per compensare le sollecitazioni in arrivo dalla mitigazione e dall'adattamento al clima. In generale, la sfida è maggiore laddove il senso di urgenza è più alto, poiché i Paesi emergenti e a basso reddito sono più esposti a siccità e tempeste rispetto a quelli sviluppati, e l'impatto sulla crescita è più grave. Inoltre, il mancato sostegno delle politiche fiscali limita le risorse necessarie per il finanziamento del clima e la capacità di reagire ai disastri naturali.
- Oltre alle risorse nazionali, **sono necessari fondi multilaterali per il clima e i contributi (finora limitati) del settore privato.** La mobilitazione sostenibile di capitali nei mercati emergenti è fondamentale. Allo stesso tempo, i Paesi emergenti devono moltiplicare gli sforzi introducendo una tassonomia chiara (ad esempio, entità sovrane e quasi sovrane, settori formali e informali) e migliorando i dati sul clima in generale. Infine, uno dei temi più importanti della COP 29 di novembre dovrebbe essere la definizione di linee guida più precise sulla mobilitazione dei fondi dalle economie sviluppate a quelle emergenti. Il Nuovo Obiettivo Collettivo Quantificato (NCQG) deve essere definito meglio in termini di ambizione, struttura e tempistica, con un maggior numero di fondi che si spostino progressivamente verso gli obiettivi di "mitigazione" dai fondi di "adattamento" e di perdita e danno.

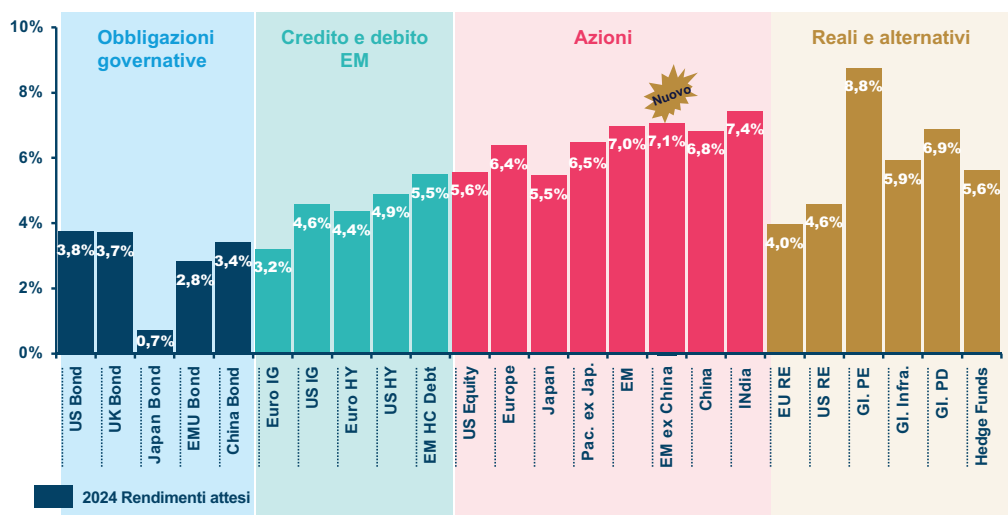
Rendimenti attesi a 10 anni

Secondo lo scenario macro-climatico centrale aggiornato, il prossimo decennio potrebbe vedere i fondamentali in leggero miglioramento rispetto alle ipotesi dello scorso anno:

- Il rinvio dell'attuazione delle politiche climatiche sta portando a un percorso di inflazione meno volatile nel breve e medio termine, ma con livelli di inflazione a lungo termine che in alcuni casi rimangono leggermente al di sopra degli obiettivi delle banche centrali. Le banche centrali dovranno inoltre gestire livelli di indebitamento più elevati, cercando di mantenere rendimenti a lungo termine gestibili per i mercati, al fine di finanziare gli ingenti fabbisogni di finanziamento del settore pubblico e privato, con implicazioni sui livelli dei tassi di equilibrio.
- Sul fronte della crescita, i mercati sviluppati potrebbero inizialmente beneficiare di rischi di transizione più blandi nel medio termine e di aumenti di produttività indotti dall'intelligenza artificiale (AI). Tuttavia, regioni come l'UE e il Giappone dovrebbero registrare tassi di crescita inferiori alle norme storiche a causa degli effetti negativi delle tendenze secolari, come l'invecchiamento della popolazione.

- I Paesi emergenti saranno messi a dura prova dalla transizione e, pertanto, le stime sui livelli di crescita e inflazione a lungo termine sono state riviste al ribasso. Tuttavia, data l'unicità di ogni economia emergente è di fondamentale importanza essere granulari in questo spazio. Per questo motivo, nelle previsioni azionarie le azioni di Cina e India vengono valutate separatamente e viene introdotto anche un nuovo aggregato azionario emergente, EM ex Cina, per valutare il potenziale di questa regione al di là del rallentamento strutturale che sta interessando l'economia cinese.
- Nel complesso, nonostante un certo miglioramento dei fondamentali, i rendimenti attesi a 10 anni si attestano su livelli più bassi rispetto a quelli passati per quanto riguarda le classi di investimento rischiose, in particolare le azioni (Figura 3.4). Questo perché i modelli considerati tengono conto anche delle valutazioni di partenza, ora più tirate rispetto allo scorso anno, e dell'impatto della transizione energetica che dalla sua introduzione nei modelli considerati ha portato ad una generale riduzione dei rendimenti attesi sui mercati azionari.

Figura 3.4. Rendimenti attesi a 10 anni rispetto alle previsioni dello scorso anno in valuta locale



Fonte: Modello CASM di Amundi. Dati al 29 dicembre 2023. Per ulteriori informazioni si veda la sezione "Fonti e ipotesi" alla fine del presente documento. I rendimenti previsti non sono necessariamente indicativi della performance futura, che potrebbe differire sostanzialmente. IG=Investment Grade, HY=High Yield, RE=Real Estate, PE=Private Equity, PD=Private Debt, Infra=Infrastrutture. EM Debt HC, Global Infrastructure e Hedge Funds sono in USD, tutti gli altri indici sono in valuta locale. Per maggiori dettagli sulla metodologia e fonti si rimanda alla pubblicazione di Amundi, [Capital Market Assumptions 2024](#).

3.2 Costruzione di portafogli Net Zero

Il riscaldamento globale e la transizione Net Zero hanno implicazioni di vasta portata per gli investitori. Oltre a tenere in conto le prospettive sui rendimenti, gli investitori possono adottare un percorso Net Zero all'interno delle loro allocazioni azionarie e obbligazionarie per garantire che i loro portafogli siano allineati al Net Zero. Per realizzare gli obiettivi climatici, la decisione di asset allocation può essere attuata utilizzando:

- un benchmark passivo allineato al clima, tramite un'allocazione attiva cross-asset di tipo Net Zero;
- una strategia attiva cross-asset che incorpora obiettivi specifici, ad esempio che riguardano gli investimenti *green*. Gli investitori dovranno inevitabilmente affrontare dei compromessi quando introdurranno le considerazioni sul clima nei loro portafogli, in particolare in termini di diversificazione.

Secondo alcune analisi²⁷, il costo finanziario a breve termine dell'integrazione di considerazioni Net Zero nell'asset allocation degli investitori è limitato e dovrebbe essere compensato nel lungo periodo con la graduale transizione delle aziende verso modelli a basse emissioni di carbonio. Sebbene l'analisi mostri che l'integrazione degli

²⁷ Fonte: Amundi Investment Institute. Net Zero investing and its impact on a 60-40 allocation, 2023.

obiettivi Net Zero può essere costosa in termini di tracking error (TE) nel breve periodo, il differenziale di TE dovrebbe essere attenuato man mano che l'economia si allineerà a una traiettoria di 1,5°C nel lungo periodo. D'altra parte, la riduzione dei livelli di intensità di carbonio è significativa quando incorporiamo obiettivi Net Zero nelle strategie di asset allocation standard.

L'integrazione degli obiettivi Net Zero nell'asset allocation può offrire vantaggi dal punto di vista del **rischio-rendimento**. Infatti, è probabile che la transizione a basse emissioni di carbonio crei opportunità per gli investitori, in quanto emergono nuovi modelli di business che probabilmente avranno performance migliori in futuro. I vantaggi dell'adozione di obiettivi Net Zero possono includere:

- **Identificazione di nuove tendenze.** La futura economia Net Zero sarà probabilmente strutturalmente diversa dall'economia che conosciamo oggi, avendo sperimentato significative trasformazioni inter e intra-industriali. Sebbene sia impossibile prevedere se i portafogli Net Zero sovraperformeranno i portafogli tradizionali, integrare oggi le considerazioni Net Zero nei portafogli consentirà agli investitori di anticipare questi cambiamenti e quindi, di essere meglio posizionati in questa futura economia a zero emissioni di carbonio.
- **Riduzione del rischio.** I portafogli Net Zero dovrebbero essere meno impattati dai rischi di transizione, ossia quei rischi relativi ai cambiamenti normativi, legali, tecnologici e di mercato indotti dal passaggio a una società rispettosa del clima. Questa tipologia di rischi può verificarsi sia a livello di emittente (ad esempio, l'introduzione del carbon pricing per le società di servizi pubblici) sia a livello di investitore (ad esempio, il regolamento sulla divulgazione della finanza sostenibile (SFDR) in Europa o l'articolo 29 della legge sull'energia e il clima in Francia). L'integrazione degli obiettivi Net Zero e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) possono anche contribuire a mitigare i rischi fisici derivanti dal cambiamento climatico²⁸. Nello specifico, la riduzione di tali rischi fisici sarà indiretta ma, nel lungo periodo, il calo delle emissioni di gas serra ridurrà l'esposizione degli emittenti agli eventi meteorologici estremi.

Al di là dell'argomento rischio-rendimento, l'integrazione degli obiettivi Net Zero nell'asset allocation ha senso dal punto di vista dell'impatto. Gli investitori istituzionali a lungo termine dovrebbero prendere in considerazione la possibilità di integrare le considerazioni sul clima in tutte le classi di attività dei loro portafogli. È importante notare, tuttavia, che per il momento il focus è diretto solo sulle azioni quotate in borsa e sulle obbligazioni societarie per diversi motivi: attualmente mancano metriche disponibili per misurare i progressi degli asset non quotati in termini di performance climatica e, allo stesso tempo, questa classe di asset manca di profondità e liquidità. Per quanto riguarda il debito sovrano, il settore sta attualmente sviluppando una metodologia Net Zero, e pertanto, questa asset class potrebbe essere integrata nel prossimo futuro, una volta che sarà disponibile un solido processo di definizione degli obiettivi Net Zero.

Inoltre, l'obiettivo Net Zero consente di puntare a diversi sotto-obiettivi (ad esempio, investire in aziende a basse emissioni di carbonio o in aziende che contribuiscono alla transizione energetica attraverso soluzioni e tecnologie). Per combinare questi diversi sotto-obiettivi e stabilire una traiettoria complessiva coerente delle emissioni di carbonio, è necessario calcolare e monitorare gli indicatori chiave di prestazione (KPI) Net Zero in tutti i portafogli di investimento del proprietario.

Introduzione ai portafogli a transizione netta e a contribuzione netta zero

In merito alla costruzione di portafogli Net Zero, vengono considerate due tipologie di portafogli: *Net Zero Transition* e i portafogli *Net Zero Contribution*²⁹.

²⁸ Esempi di questi rischi sono: un'azienda o un progetto esposto a danni agli asset e interruzioni delle catene di fornitura o delle operazioni commerciali.

²⁹ Barahhou, I., Ben Slimane, M., Oulid Azouz N. e Roncalli, T. (2022) "Portafogli di investimento a impatto zero - Parte 1. L'approccio integrato globale".

Portafogli a transizione zero

L'obiettivo di questo portafoglio è quello di decarbonizzare gradualmente gli investimenti in linea con gli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi e, in ultima analisi, di raggiungere la neutralità di carbonio entro il 2050. Questo porta a:

- orientare gli investimenti azionari o creditizi per allineare le imprese a una traiettoria compatibile con l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale a 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali;
- disinvestire dagli emittenti che non dimostrano uno sforzo sufficiente per la transizione.

È importante notare, tuttavia, che il disinvestimento dovrebbe essere utilizzato come soluzione di ultima istanza. Infatti, gli investitori istituzionali sono in grado, attraverso il loro impegno, di accompagnare le società partecipate nella loro transizione e di assicurarsi che i portafogli cerchino di ridurre le emissioni di carbonio nel mondo reale. In altre parole, la riduzione delle emissioni del portafoglio non deve derivare semplicemente dal fatto di non investire nei settori più inquinanti. Al contrario, i gestori di patrimoni possono impegnarsi attivamente con le aziende dei settori ad alto impatto climatico (ossia i settori che dovranno subire i maggiori cambiamenti nei loro modelli di business per realizzare una transizione a basse emissioni di carbonio) e incoraggiare le aziende ad accelerare i loro sforzi di decarbonizzazione.

Portafogli a contribuzione netta zero

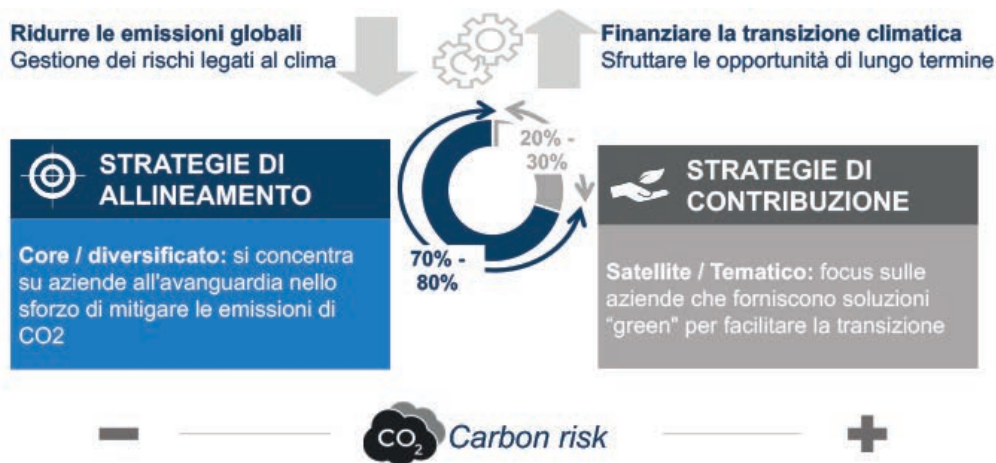
Questi portafogli sono destinati a investire in progetti e società che sviluppano tecnologie e soluzioni che contribuiscono alla transizione energetica. Di solito, questi portafogli sono investiti in imprese rispettose del clima, migliorando le metriche di tipo *green* di un'allocazione ad esempio tramite *green bonds*. Queste obbligazioni finanziano progetti con benefici ambientali e climatici, come parchi eolici, infrastrutture solari o idroelettriche, reti intelligenti, edifici verdi e trasporti puliti. Inoltre, forniscono un modo concreto per monitorare l'impatto degli investimenti sul clima (ad esempio, le quantità di emissioni di CO₂ evitate per milione di euro investito).

Gli investimenti *green* possono includere anche i portafogli di *green equity* (ossia il finanziamento di società che sviluppano tecnologie climatiche fondamentali per la transizione energetica e la mitigazione del riscaldamento globale), con un'esposizione a settori quali l'energia pulita, la gestione dell'acqua e dei rifiuti e l'efficienza energetica.

Infine, gli investitori Net Zero potrebbero costruire la loro allocazione adottando un approccio "core-satellite" (Figura 3.5) che combina:

- **Investimenti core "Low-Carbon"** (circa il 70%-80% dell'allocazione). La parte core dovrebbe essere dominata da società a grande capitalizzazione con piani di decarbonizzazione credibili e un'intensità di carbonio relativamente bassa rispetto ai loro settori. Dovrebbe includere nomi mainstream nei settori tecnologico, finanziario e delle telecomunicazioni, ad esempio. Questa allocazione di base mira a generare un surplus in termini di bilancio delle emissioni di carbonio che può essere reimpiegato per investire in soluzioni climatiche mirate.
- **Satellite "Soluzioni climatiche"** (circa il 20%-30% dell'allocazione). La parte satellite, o "soluzioni", può includere azioni e obbligazioni verdi di aziende che si concentrano su temi quali la produzione responsabile, il consumo efficiente e l'economia circolare. Esploriamo anche enti sovranazionali e governi che emettono *green bond* per finanziare progetti rispettosi del clima.

Figura 3.5. Sfruttare le strategie di allineamento e di contribuzione in un approccio “core satellite”



Nel perseguire l'obiettivo Net Zero, è importante anche applicare una Politica di esclusione all'universo degli investimenti che garantisce che gli investitori possano evitare:

- le società che non sono allineate con l'Accordo di Parigi sul clima (in particolare le compagnie petrolifere);
- le imprese coinvolte in attività controverse dal punto di vista ambientale;
- le società con i rating ESG più bassi e con scarse credenziali climatiche (punteggi ambientali più bassi e/o con un grave impatto sulla biodiversità). Infatti, l'allocazione Net Zero risultante tende ad avere un punteggio più alto nelle categorie ambientali, sociali e di governance rispetto al corrispondente universo ESG e un'intensità di CO₂ inferiore.

Infine, l'adozione di considerazioni sul clima può avere effetti positivi per gli investitori nel lungo periodo e aprire opportunità di gestione attiva in temi, quali:

- **La qualità dell'acqua.** Il rischio di scarsità d'acqua è considerato molto elevato e deve essere affrontato con l'innovazione tecnologica. Il trattamento dell'acqua può ridurre le emissioni del 33% e, pertanto, dovrebbero essere privilegiate sia le società di servizi idrici, che sono un mix di operazioni di approvvigionamento idrico e di trattamento delle acque reflue, sia le società di qualità dell'acqua, che forniscono attrezzature e servizi per il trattamento dell'acqua.
- **Le energie rinnovabili.** Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), le energie rinnovabili dovrebbero rappresentare il 60% della produzione totale di elettricità nel mondo entro il 2030 e il 90% entro il 2050. Gli investitori possono acquisire un'esposizione a questo tema investendo in operatori/utilities di energia rinnovabile e fornitori di attrezzature per l'energia rinnovabile per i mercati eolico, solare o idroelettrico.
- **Il riciclaggio/gestione dei rifiuti.** L'utilizzo di materiali riciclati per realizzare nuovi prodotti riduce le emissioni che deriverebbero dall'estrazione di questi materiali. L'energia risparmiata dipende dai materiali, ma l'impatto può essere significativo: ad esempio, le lattine di alluminio riciclate consumano il 5% dell'energia utilizzata per produrre il prodotto originale.
- **Gli edifici ecologici.** Il settore immobiliare ha un impatto su una serie di questioni ambientali. Ad esempio, questioni come l'efficienza energetica, la qualità dell'aria, l'acqua e la conservazione della biodiversità. Le certificazioni forniscono un quadro di riferimento per l'identificazione dei progetti verdi ammissibili, mentre esistono anche vincoli e opportunità specifiche a seconda degli asset.
- **Obbligazioni verdi.** I green bond emessi da governi o enti sovranazionali sono fondamentali per incanalare il denaro in progetti verdi, soprattutto nei Paesi emergenti. Si concentrano su settori quali l'efficienza energetica, l'energia pulita e l'adattamento ai cambiamenti climatici.

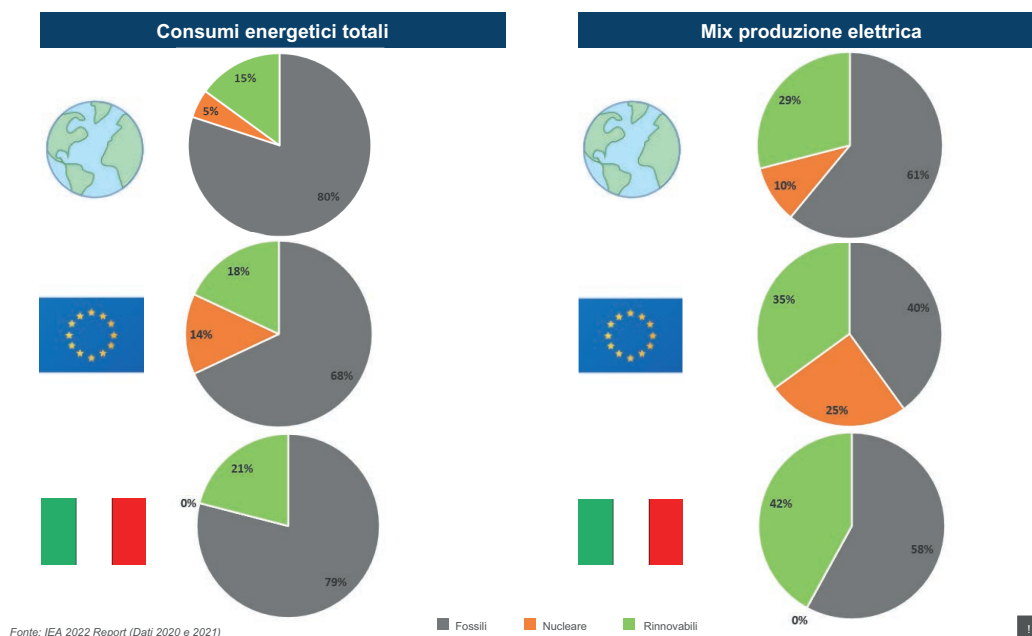
4. Il mercato delle rinnovabili: quali le opportunità per il mercato italiano³⁰

Il settore delle rinnovabili è in forte crescita a livello globale ed europeo e l'incremento di queste fonti permette di perseguire gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi di Parigi, di mettere in sicurezza gli approvvigionamenti energetici, che potrebbero essere minacciati da eventuali instabilità geopolitiche, e, infine, di garantire la sostenibilità dei prezzi dell'energia.

Per questi motivi, in Europa e in particolare nel nostro Paese, la transizione energetica è fortemente supportata da politiche di sostegno con incentivi a lungo termine, che stimolano gli investimenti in nuovi progetti di sviluppo e ne riducono il rischio potenziale. Questo contesto rende il settore particolarmente attrattivo per gli investitori istituzionali, creando ulteriori sfide e interessanti opportunità per i gestori infrastrutturali.

Nonostante, ad oggi, la produzione e il consumo elettrico globale di energia (Figura 4.1) dipendano ancora fortemente dalle fonti fossili, le rinnovabili coprono il 29% della produzione di energia a livello globale, il 35% a livello europeo e il 42% a livello italiano. Per quanto riguarda i consumi energetici globali, solo il 15% proviene da fonti rinnovabili, dato di poco superiore in Europa con il 18% e in Italia con il 21%. Infine, il mix dei consumi energetici contiene un 5% di nucleare a livello globale e un 14% a livello europeo. Dal lato invece della produzione energetica, le rinnovabili coprono il 29% a livello globale, il 35% in Europa e oltre il 40% in Italia, mentre la quota del nucleare raggiunge il 10% a livello globale e il 25% a livello europeo.

Figura 4.1. Mix energetico totale e mix di produzione elettrica attuale

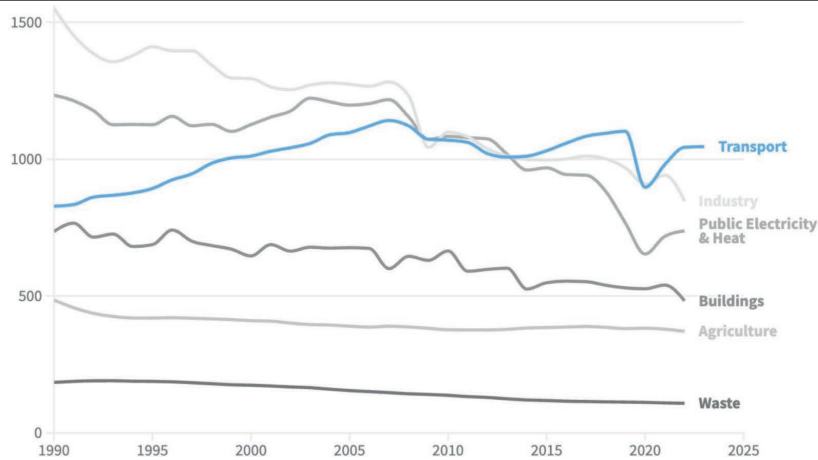


La transizione energetica in Europa necessita quindi, di un consistente impegno nell'aumento delle energie rinnovabili, nel mix energetico e nell'elettrificazione dell'economia, soprattutto nei settori che attualmente contribuiscono maggiormente alle emissioni di CO₂, come illustrato dalla Figura 4.2: in primis, vi è il settore dei trasporti, seguito dall'industria, da quello della produzione di elettricità, dal settore immobiliare (elettricità per uso

³⁰ Al presente capitolo hanno contribuito Umberto Quadrino e Pietro Pacchione di Tages Capital SGR.

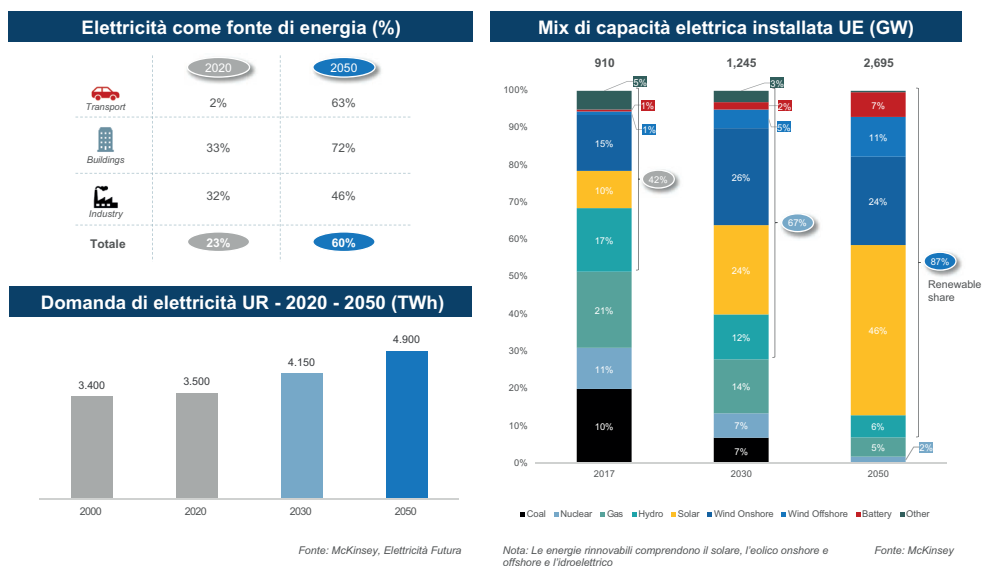
domestico, per riscaldamento, climatizzazione, cucina, etc..) e infine, dall'illuminazione pubblica e riscaldamento.

Figura 4.2. Emissioni gas serra per settore in Europa (MtCO₂e)³¹



Secondo l'analisi di McKinsey sui target futuri di elettrificazione dei settori economici (Figura 4.3), per arrivare agli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla UE, l'uso di elettricità per i trasporti dovrebbe passare dal 2% del 2020 al 63% nel 2050; per il settore immobiliare si dovrebbe aumentare l'uso di energia elettrica dal 33% al 72% e per l'industria dal 32% al 46%. La transizione energetica è ancor più necessaria e urgente se si considera che la domanda di elettricità aumenterà in modo consistente nei prossimi anni (in crescita dai 3500 TWh del 2020 ai 4900TWh del 2050). Inoltre, gli studi di settore ci dicono che per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione fissati da UE e Italia, le rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico) dovranno diventare la fonte principale nel mix di capacità di produzione elettrica installata, raggiungendo il 67% nel 2030 e l'87% nel 2050.

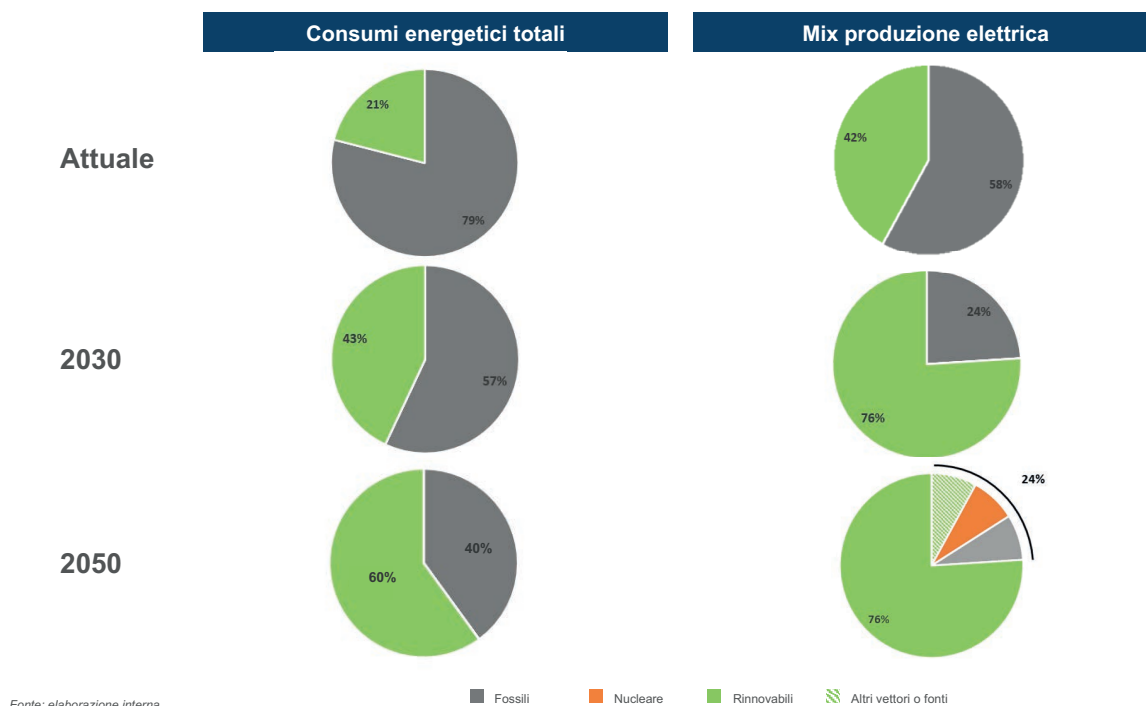
Figura 4.3. L'elettrificazione dell'economia e le energie rinnovabili, UE, 2020-2050



³¹ Fonte: EGLA, UNFCC GHG inventories, EEA, Stratas Advisors – Transport comprende le emissioni del trasporto aereo e marittimo internazionale.

Focalizzandoci sull'Italia, attualmente il consumo elettrico totale è alimentato per il 21% da energia proveniente da fonti rinnovabili e per il 79% da fonti fossili. Per arrivare agli obiettivi prefissati, le rinnovabili dovrebbero raggiungere il 43% del consumo totale nel 2030 e circa il 60% nel 2050, superando così la quota di energia proveniente dalle fonti fossili. Le rinnovabili avranno sempre maggior peso anche nel mix di produzione elettrica, mentre il restante 24% sarà composto dal nuovo nucleare, o da altri vettori o fonti (Figura 4.4).

Figura 4.4. Scenario energetico italiano

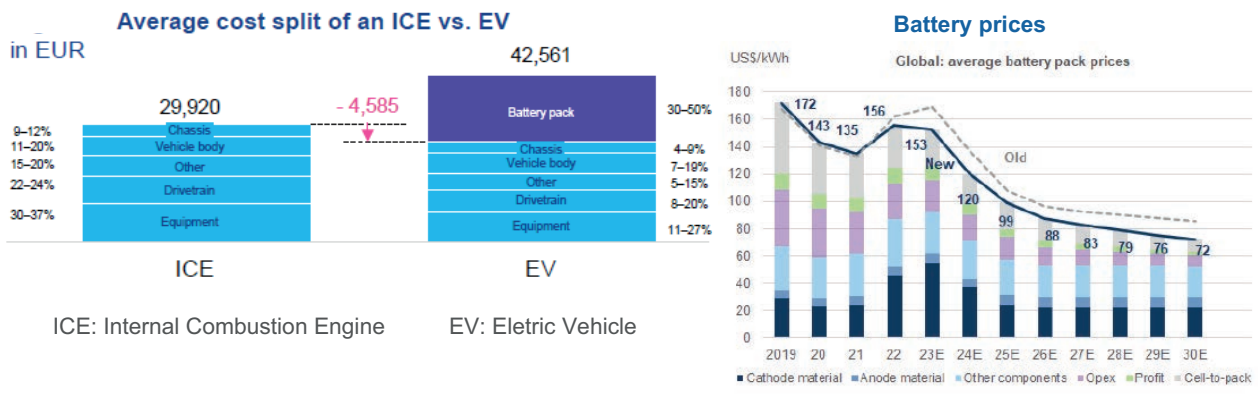


In questo quadro, la politica energetica deve perseguire **tre obiettivi fondamentali**:

- contrastare il cambiamento climatico, mirando a ridurre le emissioni di gas serra e promuovendo le fonti energetiche rinnovabili;
- diversificare le fonti energetiche al fine di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e quindi da paesi o aree politicamente instabili;
- ridurre il costo di produzione dell'energia, e quindi quello per i consumatori finali.

A spingere le rinnovabili sono, in effetti, anche le considerazioni sui **costi di produzione**: ad oggi le rinnovabili hanno il costo di produzione minore tra tutte le fonti energetiche (40-70 \$/MWh), sicuramente inferiore rispetto all'idrogeno (239 \$/MWh) e al nucleare (225 \$/MWh), secondo il report di Bloomberg NEF. Il costo di produzione è un tema centrale anche in altri settori, come nel caso della mobilità elettrica (Figura 4.5). Infatti, il costo medio di un motore a combustione interna risulta essere maggiore rispetto a quello di un veicolo elettrico, se si esclude il costo delle batterie. La tecnologia delle batterie fa, tuttavia, passi da gigante, e si prevede che il costo di produzione sarà più che dimezzato entro il 2030: dai 172 USD/kWh nel 2019 è previsto raggiunga i 72 USD/kWh nel 2030, secondo il Report di Goldman Sachs "Carbonomics" pubblicato a novembre 2023.

Figura 4.5. Costi di produzione nel settore della mobilità elettrica



Fonte: KPMG analysis based on the: Marklines database. Data pulled on 14 September 2022. TUM Automotive Centre - An Overview of Costs for Vehicle Components, Fuels, Greenhouse Gas Emissions and Total Cost of Ownership (published in 2017), KPMG proprietary data.

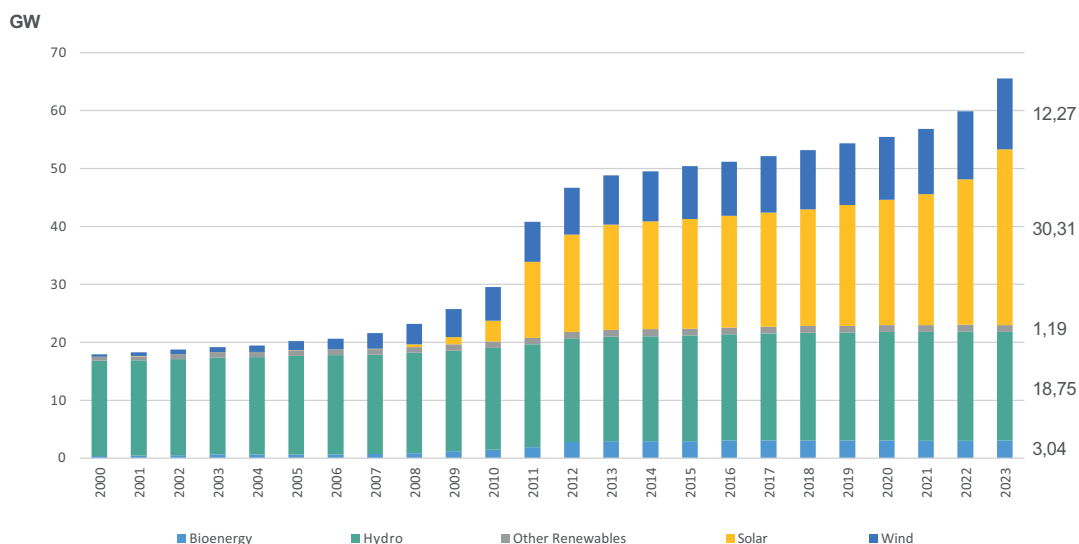
Fonte: Report Goldman Sachs Carbonomics Nov 2023, based on Company data, Wood Mackenzie, SNE Research, BNEF, Goldman Sachs Global Investment Research.

4.1 Le rinnovabili in Italia

Le rinnovabili in Italia hanno registrato una crescita importante negli ultimi anni. Alla capacità idroelettrica storicamente installata, si sono aggiunti impianti eolici nei primi anni 2000 a seguito dell'introduzione dei cosiddetti "Certificati Verdi", e poi fotovoltaici dal 2009/2010 grazie agli incentivi dei "Conti Energia".

Dopo una fase di stabilità legata alla fine dei Conti Energia stiamo assistendo ad una nuova fase di sviluppo: a fine 2023 la capacità rinnovabile installata in Italia era pari a 65,6 GW (di cui 30,3 GW da fotovoltaico), rispetto al 2022 in cui era di 60,7 GW (di cui 25 GW da fotovoltaico), per un totale di 5,67 GW di nuova potenza installata (+9,48% rispetto al 2022), in gran parte nel solare (Figura 4.6).

Figura 4.6. Rinnovabili in Italia: capacità installata al 2023

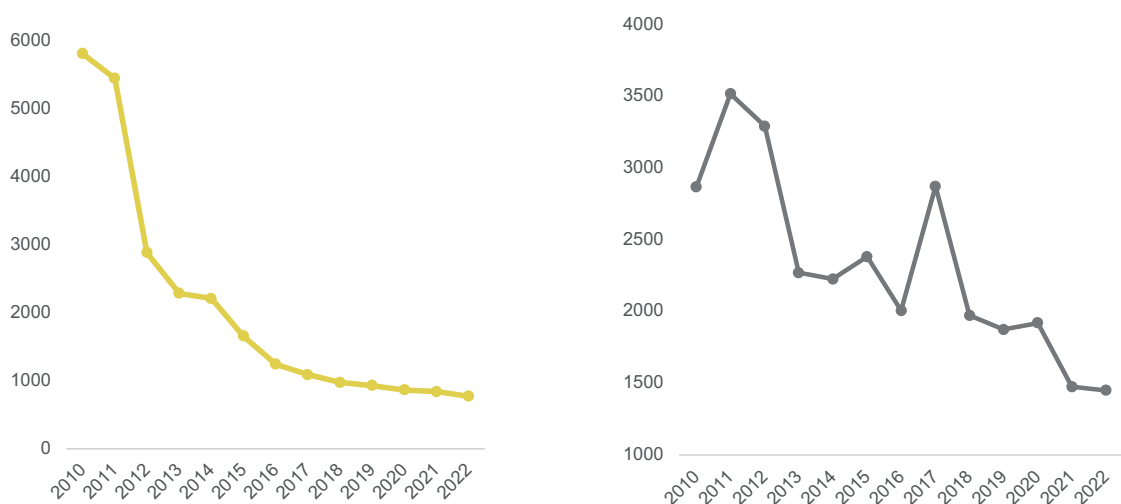


Le rinnovabili, specialmente solare ed eolico, sono dunque un mercato rilevante con una crescita attesa molto forte. Ad oggi, l'Italia è il terzo mercato europeo per capacità installata complessiva (fotovoltaico + eolico on-shore) e il contesto geopolitico attuale favorisce una ulteriore accelerazione di tale crescita. Il profilo di rischio/rendimento di questi investimenti rimane attrattivo sia nel *brownfield* che nel *greenfield*: il mercato del *brownfield*

si presta ad un ulteriore consolidamento (il mercato è ancora molto frammentato e gestito in modo poco efficiente) capace di creare valore attraverso sinergie sia operative che finanziarie; il mercato del *greenfield* invece, beneficia di una nuova e consistente politica di sostegno governativa, con incentivi a lungo termine che riducono il rischio di mercato per gli investitori.

Focalizzandoci sul solare, tra il 2010 e il 2020, l'evoluzione tecnologica ha portato ad un importante abbattimento dei costi di installazione pari a circa l'87%. Il costo dell'installato in Italia è quindi passato, secondo i dati IRENA, da 5.811k a 771k USD/kW. Tra i fattori rilevanti troviamo l'aumento della potenza dei moduli, la differente tipologia di pannello a celle, l'aumento dell'efficienza dei moduli e l'evoluzione nella tipologia di strutture (da fisse a tracker). Anche l'**eolico onshore** ha registrato un'evoluzione tecnologica che ha portato ad un aumento della dimensione e della potenza delle turbine. Per quanto riguarda i costi in Italia (Figura 4.7), l'eolico onshore segue un trend decrescente con una diminuzione dei costi di installazione pari al 59% nel periodo tra il 2010 e il 2022, passando da 2866k a 1149k USD/kW (dati IRENA).

Figura 4.7. Costi medi ponderati di installazione del fotovoltaico (in giallo) e dell'eolico onshore (in grigio) per l'Italia (USD/kW)



L'evoluzione tecnologica riguarda anche l'**eolico offshore**. L'80% del potenziale mondiale di nuove installazioni sarebbe fattibile in acque oltre i 60m di profondità, adatte alla tecnologia galleggiante. A differenza delle fondazioni fisse, in cui la turbina viene fissata al fondale marino attraverso strutture fisse nel substrato roccioso, questa tecnologia galleggiante invece non fissa la struttura al fondale ma la ancora tramite cavi. La potenza complessiva installata dell'eolico offshore galleggiante è ancora limitata, circa 232MW, di cui circa 208MW operativi in Europa.

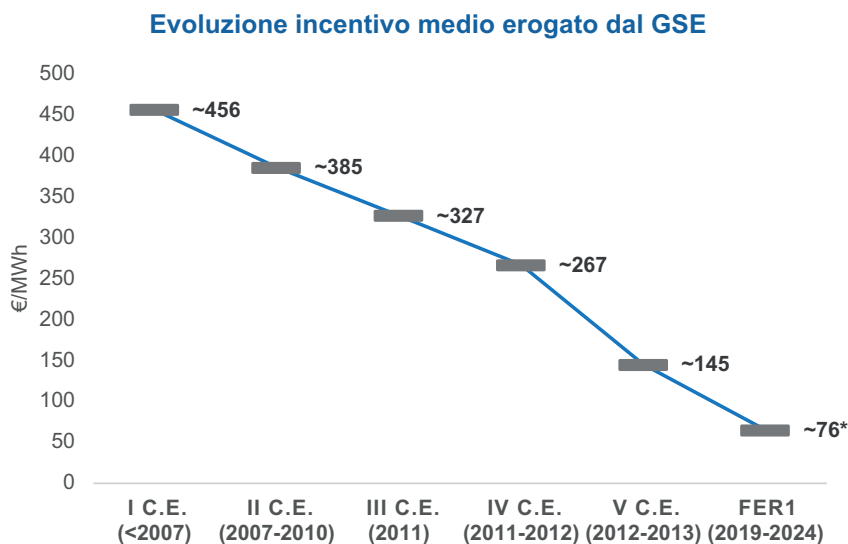
Per l'Italia si tratta di un settore ad elevato potenziale, ancora inespresso (al momento c'è un impianto di circa 30MW installato a Taranto), ma in forte ascesa, considerando gli oltre 90GW di richieste di connessione, secondo dati Terna del 2023. A fronte di maggiori costi di installazione e manutenzione, l'offshore in Italia avrebbe il vantaggio di un minore impatto sul territorio, ampliando la possibilità di installazione dell'eolico rispetto alle limitate aree ventose onshore.

Meccanismi di incentivazione

Al fine di favorire la crescita delle rinnovabili, il governo ha varato negli anni una serie di meccanismi di incentivazione per il fotovoltaico, rappresentati nella Figura 4.8.

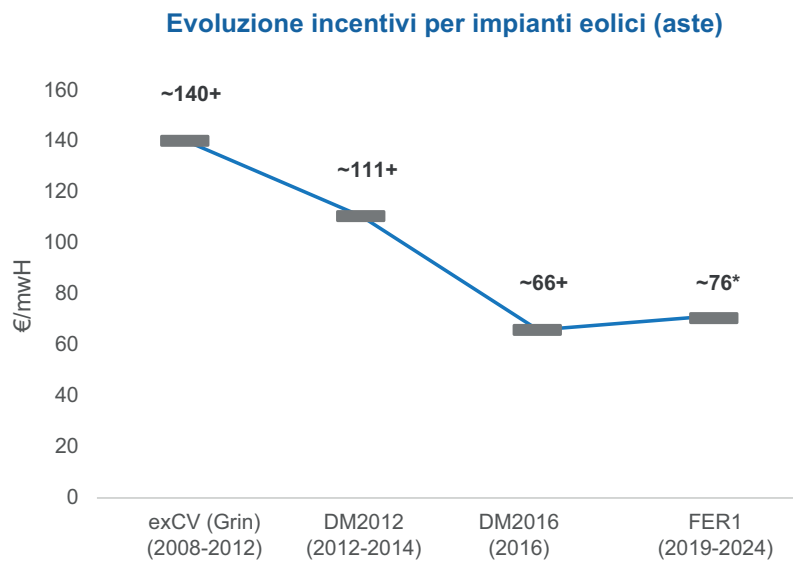
Gli incentivi riferiti ai Conti Energia I – IV (DD.MM. 28/07/'05, 6/02/'06, 19/02/'07, 6/08/'10 e 5/05/'11) sono molto generosi e si sommano ai ricavi della vendita dell'energia prodotta dagli impianti installati. Dal V conto (D.M. 05/07/'12) la tariffa è omnicomprensiva, ovvero è il ricavo complessivo che si ottiene vendendo l'elettricità prodotta. Dal bando 13 del FER1 (Ottobre '23), la tariffa di partenza per l'asta al ribasso (per gli impianti di potenza >1MW), inizialmente fissata a 70 €/MWh è stata aggiornata a 77,6 €/MWh per tenere conto dell'inflazione. La tariffa aggiudicata mediante l'asta al ribasso è valida per 20 anni. Nel corso degli anni la tariffa incentivante, come evidenziato dal trend decrescente nella serie temporale sottostante, è gradualmente diminuita perché compensata dalla riduzione dei costi di installazione del fotovoltaico.

Figura 4.8. Evoluzione degli incentivi per il fotovoltaico



Anche l'eolico è stato al centro di nuovi meccanismi di incentivazione. Da notare che quasi la metà della capacità eolica installata in Italia, incentivata IAFR (c.d. "Certificati Verdi") e in esercizio mediamente da 15 anni, necessiterà nei prossimi anni di interventi di *revamping/repowering*, per i quali sarà necessario procedere con iter autorizzativi e di connessione efficienti per non perdere potenza installata e compromettere il raggiungimento degli obiettivi nazionali. Nella Figura 6.9 è riportata l'evoluzione degli incentivi per gli impianti eolici: si specifica che i valori riferiti agli "ex Certificati Verdi", DM2012 e DM2016, rappresentano il massimo incentivo erogabile dal GSE, a cui eventualmente sommare gli extra ricavi da vendita dell'energia. Con il FER1, applicato agli impianti di potenza >3MW, la tariffa comprende anche i ricavi derivanti dalla vendita di energia. Nel FER1 (Ottobre '23), la tariffa di riferimento 70 €/MWh è stata aggiornata a 77,6 €/MWh per tenere conto dell'inflazione anche per l'eolico.

Figura 4.9. Evoluzione degli incentivi per impianti eolici

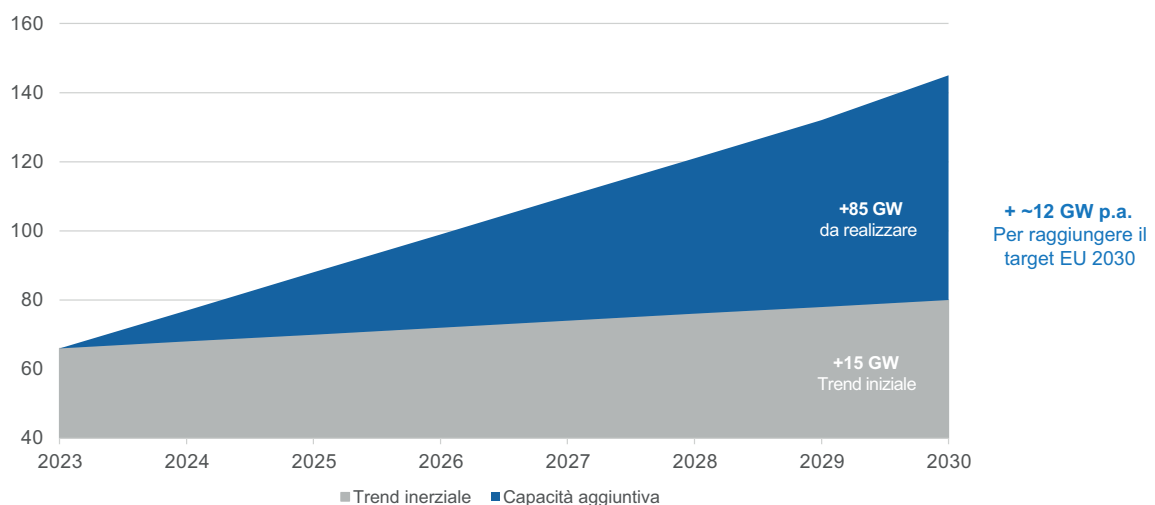


4.2 Piano Elettrico 2030

Il Piano Elettrico 2030, in linea con il REPowerEU, prevede il raggiungimento dell'84% di rinnovabili nel mix elettrico: nel 2023 l'Italia era al 44%. Per raggiungere tale obiettivo sono necessari 143 GW di potenza rinnovabile installata, equivalente a 12 GW di nuova potenza rinnovabile all'anno.

A fine 2023, in Italia erano installati 66 GW di potenza rinnovabile (Figura 4.10) e per raggiungere i 143 GW, tenendo conto che 8 GW degli attuali 66 GW diventeranno obsoleti, occorre installare nei prossimi 7 anni, almeno 85 GW, di cui: 57 GW di fotovoltaico, 26 GW di eolico, 2 GW di idroelettrico, bioenergie, geotermico, 80 GWh di sistemi di accumulo di grandi dimensioni, tutto entro il 2030.

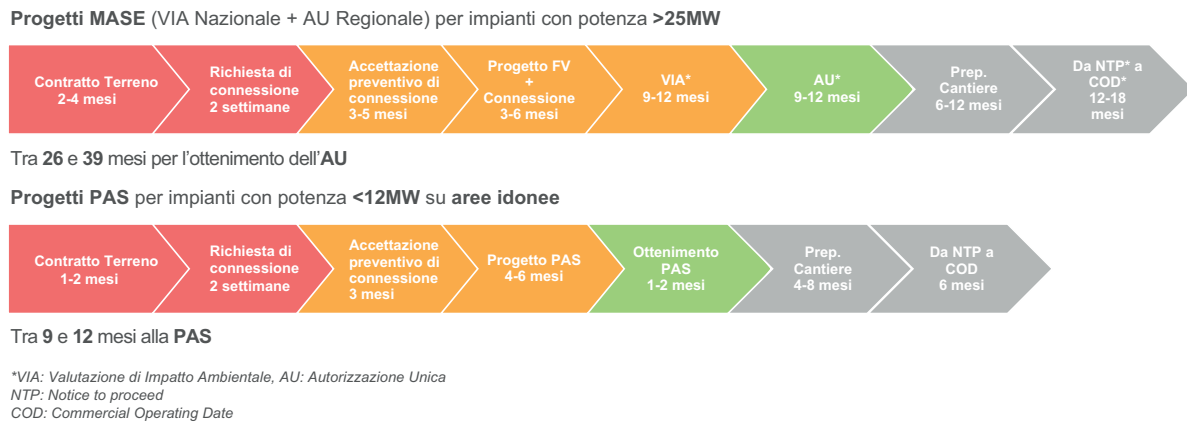
Figura 4.10. Capacità installata di energia rinnovabile (GW) al 2030 in Italia



La realizzazione di questi obiettivi richiede sicuramente investimenti colossali e soprattutto processi autorizzativi snelli e più rapidi di quanto visto finora.

Si riporta alla Figura 4.11, la tempistica media dei progetti del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e a Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) di fotovoltaico *greenfield*.

Figura 4.11. Tempistiche medie dei progetti MASE e PAS





Gli impianti con potenza maggiore di 25MW sono sottoposti ad un processo di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in capo allo Stato e successivamente devono ricevere la c.d. Autorizzazione Unica (AU) da parte della regione che approva la costruzione e l'esercizio degli impianti.

La procedura abilitativa semplificata (PAS) è invece un titolo abilitativo conferito dal comune che consente di installare impianti energetici di potenza inferiore a 12 MW senza bisogno dell'autorizzazione unica regionale. Infine, i progetti fra 12 e 25 MW seguono un iter di Screening VIA + AU regionale con tempistiche abbastanza simili ai progetti MASE.

Le domande di autorizzazioni (Figura 4.12, fonte Elemens - domande *early stage* dal 2018) e le richieste di connessione (dati Terna al 31/12/2023) in corso, dimostrano la concreta possibilità di raggiungere gli obiettivi di nuova capacità installata per il 2030.

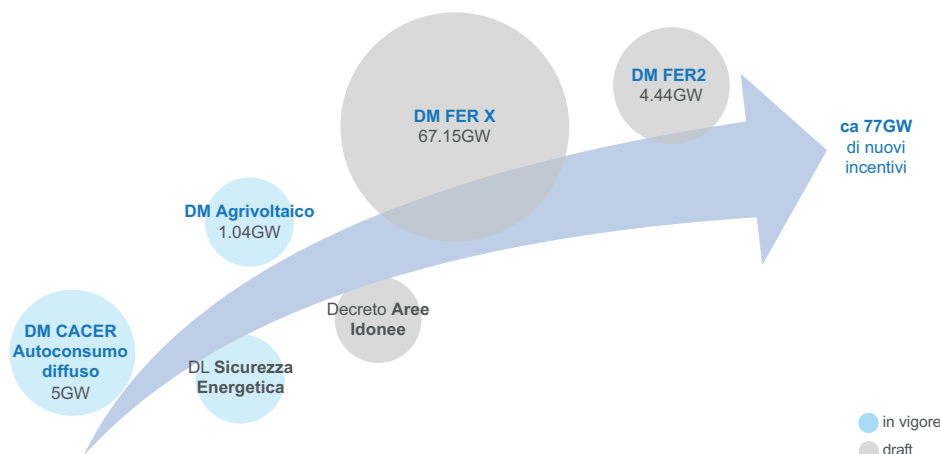
Figura 4.12. Greenfield–Stato delle autorizzazioni e il nodo delle connessioni

GW	Obiettivo al 2030	Domande di autorizzazione*	Richieste di connessione**
 Solare	57	63	141
 Eolico (on shore)	26	36	95

Nuovo quadro normativo

Negli anni post pandemia da Covid-19, le installazioni rinnovabili hanno ripreso a crescere e i governi che si sono susseguiti hanno, a più riprese, tentato di modificare la normativa con l'obiettivo di supportare e indirizzare il mercato in questa crescita. Si riporta nella Figura 4.13 una sintesi dei decreti approvati al 10/04/2024 e di quelli in corso di approvazione.

Figura 4.13. Decreti in vigore e in corso di approvazione in tema di rinnovabili



In particolare, tra i decreti in vigore, risultano di particolare importanza:

- **DM CACER** (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile).

Il Decreto CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile), in vigore dal 24 gennaio 2024, definisce un nuovo schema di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili inseriti all'interno di configurazioni di autoconsumo virtuale (configurazioni di comunità energetiche rinnovabili, gruppi di autoconsumatori e autoconsumatori a distanza). In particolare, disciplina le modalità di incentivazione in conto esercizio per 20 anni (tariffa incentivante) dell'energia condivisa e la concessione dei contributi in conto capitale del PNRR.

Per autoconsumo diffuso si considera il modello virtuale di condivisione dell'energia da impianti rinnovabili di potenza <1MW sottesi alla medesima cabina primaria delle unità di prelievo; per ogni Comunità Energetica Rinnovabile (CER) possono essere presenti più impianti. L'energia prodotta oggetto dell'incentivazione è solo l'energia elettrica condivisa nella Comunità Energetica, cioè la minore tra l'energia elettrica prodotta e quella consumata dai Clienti finali membri della CER.

- **DM Agrivoltaico Innovativo (D.M. 436/2023)**

Il Decreto Ministeriale, in vigore dal 14 febbraio 2024, definisce criteri e modalità di incentivazione, entro il 30/06/2026, di sistemi agrivoltaici avanzati. L'obiettivo del provvedimento è la realizzazione di almeno 1,04 gigawatt di nuovi impianti, nei quali possano coesistere la produzione di energia pulita con l'attività agricola. È prevista una tariffa minima di 85 €/MWh per 20 anni (variabile in funzione della potenza, sino ad un massimo di 93€/MWh, più un'ulteriore maggiorazione in funzione dell'area geografica di realizzazione) e un contributo in conto capitale finanziato da fondi del PNRR. L'accesso avviene tramite la partecipazione a procedure pubbliche e i beneficiari della misura sono imprenditori agricoli, società e consorzi agricoli, o Associazioni Temporanee di Imprese (ATI) che includano almeno un imprenditore agricolo in forma individuale o societaria.

Il decreto impone vincoli sulla superficie minima destinata all'attività agricola, sull'altezza delle strutture e sulla producibilità elettrica minima. Infine, per accedere agli incentivi saranno necessari il titolo abilitativo e il preventivo di connessione già accettato in via definitiva, mentre per accedere ai fondi PNRR sono richiesti requisiti tecnici specifici ulteriori rispetto all'agrivoltaico avanzato.

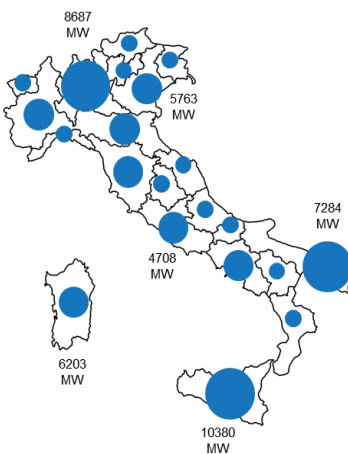
● DL Energia

Il Decreto Energia definisce misure per la sicurezza energetica e la decarbonizzazione, azioni per lo sviluppo di filiere delle rinnovabili tra cui la geotermia e l'eolico off-shore, interventi per un passaggio informato e senza criticità tecniche alla maggior tutela per i clienti del mercato elettrico.

Il testo accelera anche la ricostruzione nelle aree oggetto delle più recenti alluvioni e del sisma del marzo scorso in Umbria, oltre a intervenire su alcune questioni territoriali, quali la possibilità di autocandidature per ospitare il Deposito Unico dei rifiuti radioattivi e il rafforzamento dei poteri al Commissario per la Depurazione.

In aggiunta ai decreti appena citati, sono attualmente in fase di approvazione i seguenti decreti:

Obiettivi minimi di potenza installata per regione – 80GW



● Decreto aree idonee

L'obiettivo del Decreto è definire principi e criteri omogenei per l'individuazione di aree e superfici idonee all'installazione di nuovi impianti di rinnovabili per una potenza complessiva almeno pari a 80 GW, prevedendo una ripartizione fra Regioni della potenza da installare (Burden Sharing).

Nell'attuale bozza del Decreto vengono definiti gli obiettivi di potenza installata FER per Regione, i poteri sostitutivi dello Stato e i meccanismi di compensazione economica a carico delle Regioni meno virtuose. Vengono altresì definite le caratteristiche per le aree idonee che comprendono: siti oggetto di bonifica, cave, miniere, siti delle ferrovie, autostrade e aeroporti. Solo per il fotovoltaico le aree includono aree agricole nel raggio di 500 m da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, aree interne ad impianti industriali e stabilimenti, aree adiacenti alla rete autostradale (nel raggio di 300m).

● FER X e FER 2

Sono attualmente in bozza i nuovi schemi di sostegno alle Fonti Energetiche Rinnovabili.

Il FER X (bozza marzo 2024) è uno schema di sostegno per interventi di nuova costruzione, riattivazione e potenziamenti di impianti esistenti (periodo 2024-2028). Mentre il FER 2 (bozza gennaio 2024) è uno schema di sostegno per impianti innovativi o con costi di generazione elevati (periodo 2024-2028).

● Aggiornamento del quadro normativo successivamente al 10 aprile 2024

Il DL Agricoltura (firmato il 15 maggio 2024) introduce il divieto di installare nuovi impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in zone agricole, fatti salvi gli impianti finanziati dal PNRR e da realizzare in zone di concessione o in aree specifiche. Tale decreto non si applica allo storage, agli impianti esistenti, agli impianti già autorizzati, a quelli che servono le comunità energetiche e a quelli con finanziamenti PNRR (ad esempio impianti agrivoltaici).

Il DL Agricoltura non si applica agli iter autorizzativi già in corso (si veda tabella al paragrafo Piano Elettrico al 2030) e ai *revamping*. Tenuto conto dei numerosi progetti già in corso e autorizzati e delle eccezioni previste, gli obiettivi di nuova potenza rinnovabile al 2030 sembrerebbero comunque raggiungibili nonostante questo Decreto, che desta invece preoccupazioni tra gli sviluppatori di impianti *greenfield* non ancora autorizzati.

In conclusione, per realizzare il piano elettrico italiano 2030 sono previsti circa 300 miliardi di euro di investimenti complessivi (stime su dati di Elettricità Futura), di cui un terzo in generazione elettrica e di sistemi di accumulo (batterie). Gli investimenti necessari per la transizione energetica sono ingenti ma potrebbero portare la filiera produttiva ad avere in meno di dieci anni un impatto positivo sulla nostra economia, anche grazie alla

creazione di 540.000 nuovi posti di lavoro. Nello specifico, sono riportati nella tabella 4.1 seguente gli importi su ogni settore di intervento.

Tabella 4.1. Importi per settore di intervento



Questi settori rappresentano un'opportunità di investimento molto interessante, visto il buon profilo di rendimento (a livello di IRR e anche di *cash-yield*) e il rischio limitato dai sostanziosi incentivi di lungo periodo, già disponibili o in fase di approvazione.

I dati 2022 (+2GW rispetto al 2021) e 2023 (+6 GW rispetto al 2022) sulla nuova capacità installata fanno ben sperare. Per raggiungere questi risultati, l'Italia deve però attuare velocemente una strategia nazionale lungimirante volta a creare le condizioni per lo sviluppo di una capacità industriale nazionale competitiva anche sulla filiera delle rinnovabili e non solo sull'installazione. Quest'ultimo è un obiettivo tecnicamente realizzabile ma che si scontra con la lentezza dei processi autorizzativi. Per questo, è cruciale la rapida implementazione di strumenti legislativi (alcuni già previsti, come le aree idonee) che facilitino e accorcino ulteriormente i processi autorizzativi necessari per l'installazione di nuovi impianti.



5. Il mercato del biometano e delle batterie³²

Nell'attuale scenario macroeconomico caratterizzato dalla necessità di ridurre le emissioni di gas serra e promuovere la sostenibilità e l'indipendenza energetica dell'Italia, il biometano e i sistemi di accumulo emergono come elementi chiave nella transizione energetica. In particolare, il biometano prodotto da fonti rinnovabili riveste un ruolo fondamentale per la decarbonizzazione del settore energetico, mentre i sistemi di accumulo fungono da facilitatori per la transizione verso la mobilità elettrica, offrendo soluzioni di storage per l'energia rinnovabile. Questi settori presentano notevoli opportunità di investimento, contribuendo non solo a mitigare l'impatto ambientale, ma anche a promuovere lo sviluppo economico e tecnologico del Paese.

Per tali ragioni, all'Osservatorio ANIA sull'economia reale sono state invitate le società Green Arrow e E-GAP, che hanno condiviso la loro esperienza, rispettivamente, nel mercato del biometano e delle batterie.

5.1 Il Biometano

Il biometano è generalmente ottenuto dalla decomposizione anaerobica di biomasse agro-zootecniche. Gli impianti di lavorazione devono essere alimentati in modo continuo, 24 ore su 24, 7 giorni su 7, 365 giorni l'anno. Per questo motivo, una delle fasi cruciali del processo è l'alimentazione costante con reflui zootecnici (bovini e pollina) e colture energetiche di seconda rotazione (triticale e sorgo), che non sono destinate al consumo umano, e che vengono lasciate fermentare nei digestori anaerobici. In assenza di ossigeno, i microrganismi effettuano la digestione anaerobica, producendo biogas. Il biogas contiene circa il 60% di metano, il 40% di CO₂ e tracce di altri composti, come l'acido solfidrico (H₂S) e viene sottoposto a un processo di purificazione, detto upgrading, per rimuovere l'anidride carbonica e gli altri composti inquinanti, ottenendo così biometano avanzato e sostenibile.

Il biometano può essere poi immesso nella rete del gas naturale o trasportato come gas compresso o liquefatto, utilizzato per il riscaldamento, in ambito domestico, per la cogenerazione o in altri impieghi industriali e per l'autotrazione. Invece il "digestato", cioè il residuo del processo di produzione del biogas, viene sottoposto a una fase di separazione solido-liquido. Dal processo si ottiene il digestato solido, impiegato per la produzione di biofertilizzanti (ACM - Ammendante Composto Misto e COA - concime organico azotato), che sono ottime alternative ai concimi chimici e adatti all'agricoltura biologica e conservativa. Il digestato liquido, trattato per ridurre il contenuto di azoto, viene utilizzato dagli agricoltori per fertilizzare i campi. Questo processo è essenziale per prevenire l'eccesso di azoto, che può causare problemi ambientali come l'eutrofizzazione delle acque e la contaminazione dei corpi idrici sotterranei. L'allevatore non può smaltire direttamente i reflui e gli effluenti agro-zootecnici sui campi a causa delle normative vigenti e delle considerazioni chimiche legate alla tutela dell'ambiente. Questi materiali vengono quindi conferiti all'impianto per essere trattati, creando un circolo virtuoso che rende l'agricoltura più sostenibile e tutela la qualità del suolo.

Esistono diverse fonti di biometano, tra cui quella derivante dai rifiuti urbani organici, nota come "Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano" (FORSU), che nel 2021 ha contribuito al 77% della produzione totale di biometano in Italia. Tuttavia, questa categoria è ritenuta più adatta agli operatori pubblici e alle utilities che hanno una migliore capacità di gestione territoriale. In particolare la produzione di biometano derivante da concime animale e da fanghi di depurazione, rappresentano rispettivamente il 9% e il 4% della produzione totale di biometano, motivati da considerazioni di rischio³³.

³² Con il contributo di Eugenio de Blasio di Green Arrow Capital Group e Luca Fontanelli di E-GAP.

³³ Fonte GSE.

Il biometano in Europa e Italia

A livello europeo, il biometano è un vero e proprio trend. Il 2022, ha fatto registrare un nuovo record per quanto riguarda il n° di impianti di biometano costruiti (+254) una crescita del 21% rispetto al 2021 e un aumento della produzione che, nel 2022, è cresciuta del +18% rispetto all'anno precedente, raddoppiando il dato del 2018 (1,6mc vs 3,4mc)³⁴ (Figura 5.1 e 5.2).

Figura 5.1. Numero di impianti esistenti e nuovi in UE27, Islanda, Norvegia, Serbia, Svizzera, Ucraina e UK

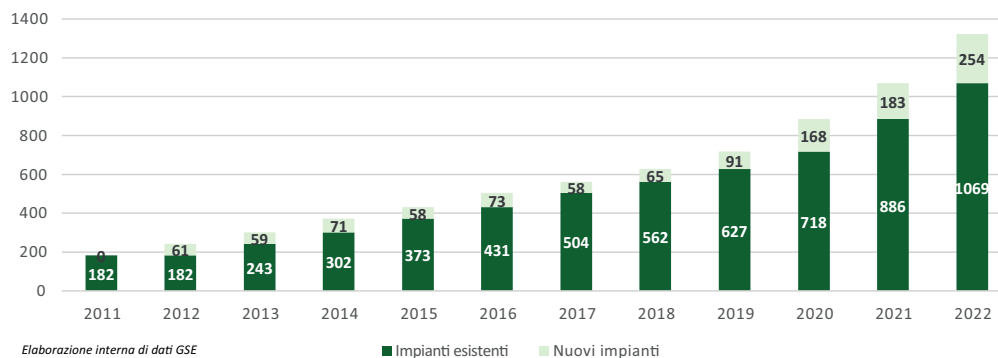
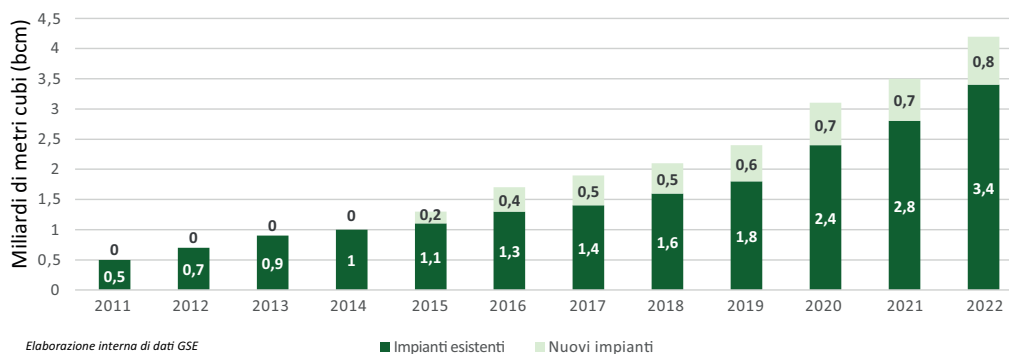


Figura 5.2. Produzione di biometano in UE27, Islanda, Norvegia, Serbia, Svizzera, Ucraina e UK



In Italia, nel 2022, sono stati immessi circa 210 milioni di metri cubi di biometano, rappresentando il 5% della produzione totale europea e lo 0,3% dei consumi nazionali di gas naturale. Questo conferma l'Italia come il secondo produttore di biogas in Europa e il quarto al mondo, dopo Germania, USA e Cina³⁵. L'obiettivo ambizioso è aumentare questa quota al 10% e, riguardo al mix energetico nazionale, il biometano potrebbe sostituire parte delle importazioni di gas naturale, contribuendo a ridurre la dipendenza da risorse esterne.

Contesto normativo e target europei

Per il biometano ci sono due grandi decreti all'interno dei quali è necessario muoversi:

- **D.M. 2018:** ha promosso l'uso del biometano per i trasporti e ha favorito la riconversione di impianti a biogas. Questo decreto prevedeva l'utilizzo del biometano solo per l'autotrazione e alcuni incentivi come il ritiro da parte del GSE del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile e circa 375€ per ogni Certificato di Immissione in Consumo (CIC) riconosciuto;

³⁴ Fonte European Banking Authority (EBA).

³⁵ Fonte European Banking Authority (EBA).

• **D.M.2022:** sulla scia del D.M. 2018 permette l'accesso alle risorse previste dal PNRR per lo sviluppo degli impianti di biometano. Tra le novità rispetto al precedente decreto, oltre alla possibilità di usare il biometano prodotto anche per scopi industriali, c'è l'introduzione di un contributo Capex fino al 40% dell'investimento. A livello europeo, il PNRR ha stanziato 1.92Mld€ per lo sviluppo del biometano secondo specifici criteri finalizzati a promuovere l'economia circolare attraverso tre linee di intervento: 1) upgrading di impianti biogas agricoli esistenti per l'industria, i trasporti e il riscaldamento; 2) promuovere pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas; 3) favorire la sostituzione di almeno 300 trattori con veicoli alimentati a metano/biometano e dotati di attrezzi per agricoltura di precisione. In aggiunta a questi sono stati stanziati altri 450M€ per l'upgrading di impianti di biogas se alimentati dalla frazione organica dei rifiuti.

Sempre a livello europeo, il Repower EU ha posto l'obiettivo di contenere la dipendenza energetica dalla Russia e favorire la transizione energetica portando la produzione annua di biometano a 35mld di mc entro il 2030. Infine, il PNIEC ha posto l'obiettivo per l'Italia di portare la produzione di biometano a 5,7 mld di mc entro il 2030. Per raggiungere i target occorrerà effettuare l'upgrading di gran parte degli impianti che oggi producono solo biogas e realizzare nuove strutture.

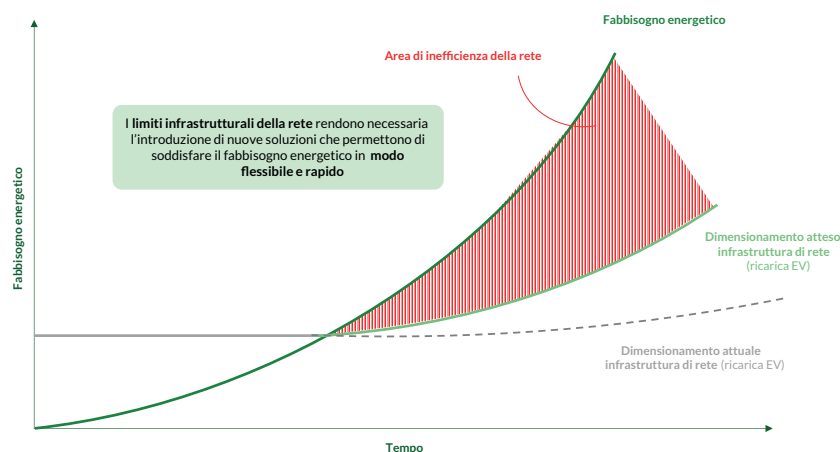
Investire nelle energie rinnovabili è non solo un'imperativa necessità, ma anche un'opportunità redditizia. Tuttavia, va sottolineato che tali investimenti non sono privi di sfide. Oltre alle complessità e ai ritardi nei processi di autorizzazione, è cruciale prestare particolare attenzione all'approvvigionamento della fonte primaria di energia e al perimetro di raccolta dei rifiuti organici, che non deve essere eccessivamente distante dal centro di raccolta per evitare così, dei costi elevati di trasporto.

5.2 Il ruolo delle batterie nella transizione energetica

Il 2022 ha visto le vendite europee di auto elettriche superare la quota di 1,56 milioni, segnando una crescita del 29% rispetto al 2021. Nel 2023, invece, il mercato delle auto elettriche ha visto un aumento delle vendite di circa il 37% rispetto all'anno precedente (2.02 milioni Battery Electric Vehicles immatricolate, considerando EU, UK, e EFTA).

Questa crescente domanda ha messo a dura prova le insufficienti infrastrutture di ricarica esistenti, evidenziando la necessità di realizzare importanti investimenti che oggi rimangono ancora marginali e molto frammentati nei vari paesi. La rete elettrica attuale presenta notevoli limitazioni che rendono complessa la transizione verso una mobilità full electric che peraltro abbiamo già iniziato. L'inefficienza della rete, caratterizzata soprattutto da perdite di energia durante il trasporto e dalla difficoltà nel bilanciare l'offerta e la domanda, costituisce una sfida cruciale (Figura 5.4). L'incremento nell'utilizzo di energie rinnovabili, come il solare e l'eolico, introduce inoltre ulteriori complicazioni legate alla variabilità della produzione e alla necessità di stabilizzare il flusso energetico.

Figura 5.3. L'area dell'inefficienza della rete, Fonte: E-GAP.



La crescente produzione di energie rinnovabile e degli obiettivi di elettrificazione lasciano prevedere un aumento della necessaria capacità di stoccaggio dell'energia nei prossimi anni. UE, Giappone, Australia, Italia e Spagna hanno provato programmi di sovvenzioni specialmente diretti verso sistemi di stoccaggio al fine di far fronte a questa "fisiologica" esigenza imposta dalle fonti rinnovabili. La tecnologia, inoltre, è in continua evoluzione, progettando risorse e sistemi in grado di garantire alle batterie e un ciclo di vita sempre più lungo.

Nonostante le notevoli sfide menzionate, emerge una significativa opportunità in questo scenario.

- Le tecnologie di stoccaggio dell'energia giocano un ruolo fondamentale nel superare le inefficienze della rete e nell'agevolare una transizione energetica efficiente sostenibile, in quanto permettono di accumulare l'energia prodotta in eccesso durante i periodi di picco di produzione e di rilasciarla quando la domanda è alta. In questo modo, è possibile bilanciare il sistema elettrico e garantire un approvvigionamento continuo e affidabile di energia.
- Le soluzioni off-grid permettono il superamento dei limiti infrastrutturali attualmente presenti, accelerando lo sviluppo del mercato della mobilità elettrica. Infatti, queste offrono servizi di ricarica anche in punti in cui l'installazione di colonnine risulta difficile e rappresentano una soluzione alla distribuzione disomogenea delle colonnine elettriche in Italia, oltre ad affrontare le difficoltà temporanee di attivazione delle colonnine stesse.
- La tecnologia delle soluzioni di ricarica con storage, la combinazione di batterie e convertitore di potenza, insieme al sofisticato software di Energy Management, rappresenta un passo significativo verso un futuro energetico sostenibile, affrontando con successo le sfide legate alla capacità limitata della rete e ottimizzando la gestione energetica complessiva. Per gestire elevati e concentrati i picchi di richiesta, sarebbe necessario un aumento di potenza, comportando aggiornamenti infrastrutturali più impattanti, come la posa di cavi di maggiori dimensioni e opere edili, soprattutto nei centri urbani. Il processo di allocazione delle risorse da parte del distributore si traduce in tempi di installazione più lunghi e, in ogni caso, in costi maggiorati.

All'Osservatorio è stata invitata la società E-GAP per approfondire il rifornimento alternativo di energia tramite infrastrutture mobili. Con l'E-GAP FAST è possibile ottenere un significativo risparmio sui costi relativi all'installazione rispetto alle infrastrutture tradizionali. Prendendo come riferimento una ricarica FAST e i costi associati alla cabina di trasformazione, i tempi di realizzazione risultano tatticamente ridotti, passando da 12 mesi di soluzioni convenzionali a una settimana (escludendo il lead-time per la consegna del FAST). Inoltre, nel contesto di una gestione avanzata, il software Energy Management riveste un ruolo cruciale, in quanto monitora costantemente i flussi energetici in maniera smart, anticipa le necessità di carica e scarica delle batterie virgola e ottimizza l'utilizzo dell'energia immagazzinata. Ciò non solo contribuisce a massimizzare l'efficienza del sistema, ma permette anche di adattarsi dinamicamente alle variazioni nella domanda energetica, offrendo una gestione agile e reattiva. Di conseguenza, una gestione smart dell'energia permette di offrire anche servizi alla rete, contribuendo alla sua stabilità.

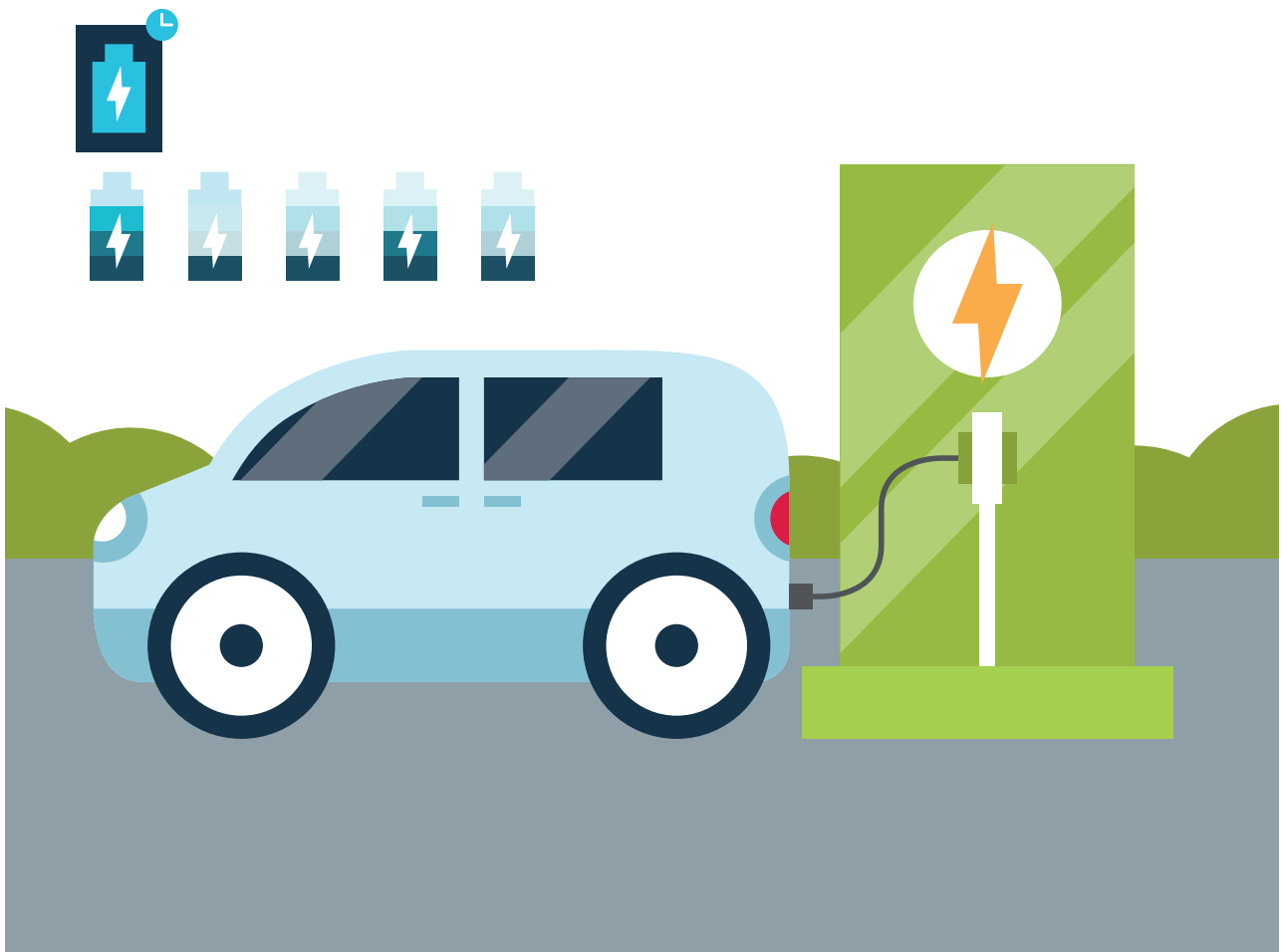
Relativamente al tema dell'obsolescenza tecnica delle batterie, questa è una sfida complessa che richiede un approccio integrato e innovativo. Si stanno affacciando sul mercato alcune soluzioni che offrono una piattaforma di soluzioni di ricarica con battery storage integrato, mitigando così gli effetti dell'obsolescenza tecnica delle batterie e promuovendo una transizione verso un futuro energetico più sostenibile e affidabile. Queste tecnologie, infatti, consentono la sostituzione e l'aggiornamento delle singole celle o moduli nel corso del tempo, evitando di sostituire l'intero dispositivo. Questo approccio non solo aiuta a prolungare la vita utile del dispositivo o sistema, ma consente anche di adattarsi più facilmente ai rapidi avanzamenti tecnologici nel settore.



Nel corso dell'incontro, E-GAP ha evidenziato le potenzialità di alcune soluzioni di ricarica con sistemi di accumulo integrati. Si tratta nello specifico della prima stazione urbana di ricarica elettrica in Italia basata proprio su tecnologie di energy storage: "E-GAP Station. Questo progetto innovativo offre un servizio di ricarica rapida, off-grid e on demand in Europa. La stazione è dotata di sei punti di ricarica disponibili, di cui due in DC (ricarica a corrente continua) con una potenza massima di 150kW e quattro in AC (ricarica a corrente alternata), con una potenza massima di 22kW.

L'energia utilizzata nella stazione tramite un software di smartcharging che controlla, distribuisce e adegua l'offerta in base alla domanda effettiva, garantendo al cliente un servizio sempre accessibile e ad alta potenza.

La disponibilità di una connessione ad alta potenza è diventata non solo un prerequisito per la crescita economica e la competitività delle imprese, ma anche un pilastro fondamentale per garantire la qualità della vita dei cittadini.



6. Il nucleare nel panorama europeo e internazionale:³⁶ quali opportunità

6.1 Il nucleare di nuova generazione

I reattori nucleari di IV Generazione sono stati introdotti nei primi anni 2000 dal Forum Internazionale sulla IV Generazione, un gruppo di lavoro composto dai rappresentanti di Euratom e 13 stati nucleari (Argentina, Australia, Brasile, Canada, Cina, Francia, Giappone, Korea, Russia, South Africa, Svizzera, UK e US) creato con l'obiettivo di condividere iniziative di ricerca e sviluppo. Dei molti concetti proposti al fine di rendere i reattori nucleari dei mezzi puliti, sicuri e convenienti per soddisfare le crescenti esigenze energetiche in modo sostenibile³⁷, furono selezionate 6 tecnologie:

- 1) reattore veloce raffreddato al piombo (Lead-cooled Fast Reactor, LFR);
- 2) reattore veloce raffreddato a gas (Gas-cooled Fast Reactor, GFR);
- 3) reattore a sali fusi (Molten Salt Reactor, MSR);
- 4) reattore veloce raffreddato al sodio (Sodium-cooled Fast Reactor, SFR);
- 5) reattore raffreddato ad acqua supercritica (Supercritical Water Cooled Reactor (SCWR);
- 6) reattore a temperatura molto alta (Very High Temperature gas Reactor, VHTR).

Uno degli aspetti più importanti di questi reattori è la sicurezza intrinseca; a differenza dei reattori delle generazioni precedenti, quelli di quarta generazione sono progettati per sfruttare la fisica per ridurre drasticamente il rischio di incidenti gravi, come le fusioni del nocciolo, rendendoli più affidabili. In caso di malfunzionamento, questi possono utilizzare sistemi di sicurezza passivi, sfruttando leggi fisiche naturali per mantenere il reattore sicuro senza bisogno di interventi umani.

Sul fronte dell'efficienza del combustibile, alcuni di questi nuovi reattori, i cosiddetti Fast Reactors, sono capaci di utilizzare una maggiore parte dell'energia contenuta nel combustibile nucleare, riducendo al minimo gli scarti. I reattori veloci permettono, infatti, un ciclo del combustibile chiuso, che consente di riciclare il combustibile esausto, riducendo la necessità di estrarre nuovo uranio e diminuendo la quantità di rifiuti radioattivi a lungo termine. Alcuni reattori di quarta generazione possono quindi trasformare i rifiuti a lunga vita in isotopi meno pericolosi e a vita più breve, riducendo l'impatto ambientale e i problemi di stoccaggio dei rifiuti.

Parallelamente è stato sviluppato il concetto di Small Modular Reactor: da un'economia di scala l'industria nucleare passa ad un'economia di serie. L'obiettivo è quindi, progettare reattori di taglia ridotta (<300MWe), semplici e di dimensioni ridotte per permettere l'assemblaggio in fabbrica e il trasporto in sito per l'installazione. Questi reattori sono dunque progettati per essere economicamente vantaggiosi e per poter ridurre i tempi di costruzione degli impianti: grazie a un'attenta progettazione, i costi di costruzione e manutenzione sono ridotti.

Tre le principali sfide con cui si interfacchia oggi l'industria nucleare:

- **Rifiuti:** i reattori veloci sono capaci di utilizzare in modo efficiente uranio impoverito e plutonio. Quando utilizzati con il combustibile MOX generato dalle scorie nucleari riprocessate, i reattori di newcleo non solo assicurano sostenibilità chiudendo il ciclo di vita del combustibile, ma possono anche favorire l'indipendenza energetica.

³⁶ Al presente capitolo ha contribuito Stefano Buono di newcleo.

³⁷ Risultando utili alla riduzione di materiale per la proliferazione delle armi nucleari e sicuri dagli attacchi terroristici.

- **Sicurezza:** i reattori raffreddati a piombo funzionano a pressione atmosferica. Le proprietà del piombo (capacità termica e conducibilità, punto di ebollizione, proprietà chimiche e di schermatura), unitamente ai sistemi di sicurezza passiva, assicurano livelli di sicurezza molto elevati.
- **Costi:** il design del reattore newcleo è stato ottimizzato negli scorsi 20 anni, giungendo al concetto di un modulo di 200MWe ultra-compatto e trasportabile, con miglioramenti in termini di densità energetica in confronto ad altre tecnologie. I costi sono mantenuti bassi grazie a semplicità, compattezza, componibilità, funzionamento a pressione atmosferica e temperatura d'uscita elevata.

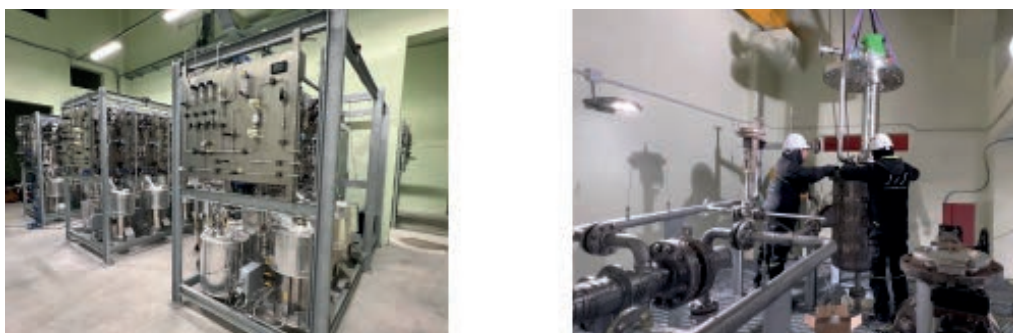
Figura 6.1. LFR-TL-30 - renderings, newcleo



All'Osservatorio è stata invitata la società newcleo, che sta guidando la ricerca sul nucleare di quarta generazione in Italia e in Europa, che prevede di costruire il primo prototipo del reattore in Italia, presso Brasimone: si tratterà di una macchina non nucleare, e quindi alimentata ad energia elettrica, rappresentativa del reattore finale che consentirà di finalizzare le attività di testing, contribuendo all'ottenimento dei necessari permessi per costruire il primo reattore nucleare fuori dall'Italia. La società ha l'obiettivo di portare la sua tecnologia/visione sul mercato all'inizio del 2030:

- **Produzione di combustibile MOX** per reattori veloci a partire da materiali nucleari già disponibili (separati). Questo verrà utilizzato dai reattori di newcleo e sarà uno snodo fondamentale per chiudere il ciclo del combustibile.
- **Reattore di irraggiamento da 30MWe** entro il 2031: si tratta di un reattore nucleare di taglia ridotta che verrà utilizzato per ulteriore attività di test, dimostrazione della tecnologia e irraggiamento dei materiali, contribuendo all'ottenimento della licenza del reattore commerciale da 200MWe.
- **Primo reattore commerciale da 200MWe** entro il 2033: si tratta del First Of A Kind del modulo commerciale di newcleo.

Figura 6.2. LFR-TL-30 - renderings, newcleo



6.2 Ruolo del nucleare nella transizione energetica

Secondo le proiezioni dell'International Energy Agency, i traguardi di decarbonizzazione dei sistemi produttivi impongono una rapida elettrificazione dell'economia globale e per raggiungerli sarà necessario investire fortemente nella generazione di energia elettrica da fonti a zero emissioni, come il nucleare e le rinnovabili.

La relativa facilità di costruzione degli impianti solari ed eolici li rende un elemento fondamentale per la transizione energetica. Tuttavia, i sistemi basati su queste tecnologie implicano grandi costi di sistema in termini di accumulo, dimensione e flessibilità delle reti elettriche e per ridurre tali costi, è necessario dotare le reti elettriche di "carico di base".

Il **carico di base (baseload)** si riferisce al livello minimo di energia costante di cui una rete elettrica ha bisogno per soddisfare la domanda di base. Questa energia è generalmente fornita da impianti che possono operare continuamente ed efficientemente a piena capacità, come le centrali nucleari, a carbone e le grandi centrali idroelettriche. Gli impianti di baseload operano continuamente ad alta capacità e forniscono stabilità alla rete, riducendo così la necessità di fonti di riserva, necessarie a far fronte a picchi di domanda improvvisi. Ciò è particolarmente rilevante all'interno di sistemi che fanno forte affidamento su eolico e solare che per loro stessa natura sono fonti intermittenti. Mentre oggi il carico di base è principalmente fornito dagli impianti idroelettrici, a gas, a carbone e nucleari, in futuro solo idroelettrico e nucleare dovranno soddisfare la domanda di carico di base, se si vogliono raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. Se poi si considera che la possibilità di costruire impianti idroelettrici è stata quasi esaurita nei paesi sviluppati, diventa ancor più evidente il ruolo che il nucleare dovrà avere in futuro.

Il nucleare, inoltre, sarà fondamentale per decarbonizzare i settori che vengono considerati *hard to abate*, vale a dire quei sistemi di produzione che oggi fanno affidamento sui combustibili fossili e per i quali non si è trovata una soluzione elettrificata. Tali settori, come l'industria siderurgica e quella chimica, richiedono grandi quantità di calore industriale, che oggi ottengono dalla combustione di carbone e gas naturale. Purtroppo, le energie rinnovabili non sono adatte a coprire la domanda di calore industriale. Il nucleare, invece, potrebbe essere un ottimo alleato in tal senso.

I design di reattori di IV generazione sono pensati per funzionare a temperature molto più alte rispetto ai tradizionali reattori raffreddati ad acqua: le alte temperature di funzionamento li rendono utili non solo a produrre grandi quantità di energia elettrica in maniera costante, ma anche a produrre il calore di cui alcuni processi industriali hanno bisogno. Infine, il nucleare potrebbe anche essere utilizzato per abbattere le emissioni del trasporto marittimo di merci e passeggeri che ad oggi è responsabile di circa il 3% delle emissioni di CO₂ a livello globale, utilizzando piccoli reattori nucleari al posto dei tradizionali motori a diesel.

Le applicazioni non-elettriche

Sempre nell'esperienza di newcleo, nell'ambito delle applicazioni non elettriche, la società ha avviato uno studio di fattibilità con Fincantieri e RINA per studiare l'utilizzo dei propri reattori di piccola taglia come propulsori navali al posto dei tradizionali motori diesel. Tale soluzione tecnologica consentirebbe di eliminare gran parte delle emissioni di CO₂ prodotte dal trasporto marino in maniera totalmente sicura ed eliminando le necessità di rifornimento delle navi per più di dieci anni. Inoltre, nel gennaio 2024, newcleo e Maire, uno dei principali attori dell'industria chimica italiana, hanno siglato un accordo di collaborazione che prevede l'utilizzo delle tecnologie di newcleo per la produzione di sostanze chimiche in maniera totalmente decarbonizzata, in particolare idrogeno e ammoniaca. L'industria chimica, infatti, è tra i settori che vengono considerati *hard to abate*, o difficili da

decarbonizzare, in quanto sfruttano ampiamente il calore per generare i processi chimici di cui hanno bisogno per produrre i loro prodotti.

6.3 Recenti sviluppi internazionali a supporto del nucleare

Gli eventi geopolitici recenti hanno messo in luce la necessità da parte degli Stati di trovare fonti di energia indipendenti e decarbonizzate, portando nuovamente l'interesse degli investitori verso l'industria del nucleare e spingendo i governi a ritrovare il consenso perso a favore dell'energia nucleare

L'**importanza del nucleare** è stata sottolineata da un punto di vista **regolatorio**, sia a livello di policy che a livello dichiarativo da parte dei governi dei paesi più industrializzati. Nell'Unione Europea, il ruolo del nucleare per la strategia energetica del continente è stato evidenziato in particolar modo dall'inclusione dell'energia nucleare nella tassonomia delle attività sostenibili, certificando quindi non solo l'utilità del nucleare per la transizione energetica, ma anche rassicurando gli investitori con un piano regolatorio favorevole per chi decida di investire nella tecnologia. Più recentemente, la Commissione Europea ha riconosciuto il ruolo potenziale dei piccoli reattori modulari (Small Modular Reactors, SMR) come una tecnologia a basse emissioni di CO₂, impegnandosi per facilitare il loro dispiegamento nel continente per quei paesi che decideranno di utilizzarli. Per supportare questo processo, la Commissione Europea ha lanciato l'Alleanza Industriale Europea per gli SMR a febbraio 2024 e ha riconosciuto il ruolo dei piccoli reattori modulari nella Comunicazione sugli obiettivi climatici dell'Unione Europea al 2040.

Oltre al supporto regolatorio, l'Unione Europea si sta preparando ad aprire e offrire **supporto finanziario**: è recente in questo senso l'apertura da parte della Banca Europea degli Investimenti a finanziare i progetti nucleari. Sebbene la Banca non abbia un divieto ad investire nel nucleare, investimenti di questo tipo sono cessati dal 1987 a fronte dell'opposizione da parte di alcuni stati ed in particolare la Germania. A livello globale si rileva anche l'impegno preso da 22 Stati durante la COP28 per triplicare la propria capacità nucleare entro il 2050 per far fronte alla crescente domanda di energia pulita e decarbonizzata e sostituire i combustibili fossili. Tali impegni sono stati corroborati all'interno della dichiarazione finale della conferenza internazionale, la quale per la prima volta ha incluso il nucleare tra le fonti di energia necessarie alla transizione. Inoltre, a marzo si è verificato il primo Summit globale per l'Energia Nucleare a Bruxelles, ospitato congiuntamente dal governo federale belga e dall'AIEA, dove è stata ufficialmente lanciata l'Alleanza europea SMR. Questo ha rappresentato una pietra miliare davvero stimolante nella storia del nuovo nucleare, e ci sono state coraggiose dichiarazioni a favore del nucleare da parte dei Capi di Stato di 32 paesi e impegni a lavorare insieme su una crescita significativa della base installata, finanziando, innovazione, cooperazione normativa e formazione nel nostro settore. Infine, al termine della riunione ministeriale del G7, è stato rilasciato il comunicato ufficiale che contiene un sostegno significativo e un impegno dichiarato a favore del nucleare, rappresentando un risultato significativo per il settore.

Contributi e ringraziamenti

Si ringraziano le società che hanno partecipato all'Osservatorio sull'economia reale e alla stesura del documento sulla transizione energetica. Nello specifico, hanno contribuito ai temi analizzati:

- Il nucleare nel panorama europeo e internazionale: quali opportunità – **newcleo**, nella persona di Stefano Buono, Fisico nucleare, CEO presso newcleo e fondatore di Elysia Capital;
- La transizione energetica nell'asset allocation dei portafogli – **AMUNDI**, nella persona di Monica Defend, Global Head of Research di Amundi;
- Percorsi, politiche e sfide della transizione in Italia e in Europa – **Afry Management Consulting**, nella persona di Riccardo Siliprandi, Senior Principal AFRY Management Consulting;
- La sicurezza energetica nel contesto geopolitico attuale – **ENI SpA**, nella persona di Marco Piredda, Responsabile International Affairs Analysis & Business Support di Eni SpA;
- Il mercato del biometano e delle batterie - **GreenArrow** e **E-GAP**, nelle persone di Eugenio de Blasio, Fondatore, Partner & CEO presso Green Arrow Capital Group e Luca Fontanelli, Europe General Manager and Italy CEO di E-GAP;
- Il mercato delle rinnovabili: quali le opportunità per il mercato italiano – **Tages Capital SGR**, nelle persone di Pietro Pacchione, Head of Project Development and Asset Management di Tages Capital SGR S.p.A. e Vicepresidente di Elettricità Futura e Umberto Quadrino, Presidente e Responsabile degli Investimenti Infrastrutturali di Tages Capital SGR.

Stefano Buono

Fisico nucleare, CEO presso newcleo e fondatore di Elysia Capital

<https://www.linkedin.com/in/stefanobuono>

Fisico nucleare e imprenditore di successo, Stefano ha iniziato la sua carriera lavorando per 10 anni con il premio Nobel Carlo Rubbia al CERN e al CRS4, nel campo dei sistemi acceleratori e della trasmutazione delle scorie nucleari. Nel 2002 ha fondato Advanced Accelerator Applications, quotata al NASDAQ fino alla sua acquisizione da parte di Novartis per 3,9 miliardi di dollari. Nel 2021 ha co-fondato e costituito la società di tecnologia nucleare newcleo, con sede nel Regno Unito, di cui è amministratore delegato. È presidente di varie organizzazioni e fondatore di Elysia Capital, il suo unico family office.

Monica Defend

Global Head of Research di Amundi investment institute

Master in Economia finanziaria presso la London Business School e l'Università Bocconi.

<https://fr.linkedin.com/in/monica-defend-3066714>

Monica è responsabile dell'Amundi Investment Institute, creato nel febbraio 2022. Prima di diventare responsabile dell'Istituto, Monica è stata Global Head of Research, membro del Global Investment Committee e dell'Advisory Board di Amundi. Nel 2017 è stata nominata Deputy Head of Group Research e membro del Global Investment Committee di Amundi, con la responsabilità di definire la strategia di investimento di Amundi sui mercati finanziari. Il team di Monica offre competenze di geopolitica, ricerca quantitativa, strategia macro e di mercato e attività di consulenza sull'asset allocation. È inoltre direttrice di Amundi Japan e membro dei consigli consultivi di Amundi Japan e Amundi SGR.

Riccardo Siliprandi

Senior Principal AFRY Management Consulting

<https://it.linkedin.com/in/riccardo-siliprandi-aaab0410>

Riccardo ha più di 15 anni di esperienza di consulenza nel settore dell'energia, con precedenti esperienze nell'industria e nell'accademia. Ha fornito servizi di consulenza ai principali operatori del settore energetico per la strategia, lo sviluppo del business, l'M&A e il finanziamento.

Marco Piredda

Responsabile International Affairs Analysis & Business Support di Eni SpA

<https://it.linkedin.com/in/marco-piredda-81896b5>

Coordina l'elaborazione degli scenari politico-istituzionali e il supporto al business nelle attività di Public Affairs a livello globale, analisi delle politiche energetiche, rapporti con le istituzioni, gestione dei rischi politici e sanzioni economico-finanziarie. Laureato in Scienze politiche alla LUISS, ha conseguito il dottorato di ricerca in Diritto costituzionale presso l'Università di Bologna. Prima di Eni, ha lavorato presso il Tesoro italiano.

Eugenio de Blasio



Fondatore, Partner & CEO presso Green Arrow Capital Group

<https://it.linkedin.com/in/eugenio-de-blasio-a308a41>

Eugenio de Blasio è il Fondatore ed azionista di riferimento del gruppo Green Arrow Capital. Imprenditore e Manager, è il Presidente della capogruppo Green Arrow Capital SpA, Amministratore Delegato della piattaforma italiana di gestione Green Arrow Capital Sgr (ex Quadrivio) e delle piattaforme lussemburghesi Radiant Fund Management SARL e Green Arrow Asset Selection SARL (ex Quercus). Dopo un primo incarico nel 1993 a Londra in una grande Banca d’Affari, ha proseguito la sua carriera come Top Manager di aziende quotate e fondi di Private Equity. È stato Vicepresidente di Assosolare, Consigliere di Amministrazione e responsabile dell’internazionalizzazione di Assorinnovabili, Deputy Ceo di Greentech Energy Systems A/S quotata al Nasdaq Omx ed Amministratore Delegato del gruppo GWM Renewable Energy partecipato da Intesa San Paolo e Pirelli. Attualmente membro del cda di Seven Holding e di Richetti S.p.A., Vicepresidente di Invicta SpA e Presidente di Labware e Poplast.

Luca Fontanelli



Europe General Manager and Italy CEO di E-GAP

<https://it.linkedin.com/in/luca-fontanelli-78275872>

Luca Fontanelli è in carica come Europe General Manager and Italy CEO di E-GAP, il primo servizio di ricarica elettrica rapida, off-grid e on-demand in Europa, per la quale ha guidato la fase di start up e scale up del Business e della sua Organizzazione. Il suo ingresso in E-GAP nel 2020 è stato preceduto da un solido percorso in consulenza strategica e societaria. La sua carriera ha poi preso forma con incarichi nel marketing nel settore delle TLC e ha poi proseguito come Co Founder e Direttore Generale del primo service nato in Italia per il management dei crediti NPL derivanti da forniture verso la Pubblica Amministrazione. La sua visione di azienda unita alla qualità del suo Team ha consentito un posizionamento unico e innovativo realizzando così un nuovo modello di Piattaforma di Energy Delivery in grado di supportare e accelerare la transizione energetica e la mobilità elettrica a livello globale.

Umberto Quadrino



Presidente di Tages Capital SGR da luglio 2014 e Responsabile degli Investimenti Infrastrutturali di Tages Capital SGR

<https://it.linkedin.com/in/umberto-quadrino-0447151ab>

Umberto Quadrino è Presidente di Tages da luglio 2014 e Responsabile degli Investimenti Infrastrutturali di Tages Capital SGR. È stato Amministratore Delegato di Edison S.p.A. dal 2001 al 2011. Umberto è entrato a far parte del Gruppo FIAT nel 1970 ricoprendo diversi ruoli, da Direttore Amministrazione e Controllo, CFO, AD delle società controllate e Vicepresidente esecutivo incaricato di coordinare le divisioni “non automotive” di FIAT S.p.A. Nel 1996 è stato Direttore generale di New Holland prima di rientrare in FIAT nel 2000 come Vicepresidente esecutivo con responsabilità in diversi settori.

Pietro Pacchione

Head of Project Development and Asset Management di Tages Capital SGR S.p.A. e Vicepresidente di Elettricità Futura

<https://it.linkedin.com/in/pietro-pacchione-6b0b49>

Pietro Pacchione, con una formazione in ingegneria meccanica, vanta circa 20 anni di esperienza nel settore delle energie rinnovabili, con un focus su sviluppo progetti, costruzione e M&A di asset su larga scala. Attualmente è Head of Project Development and Asset Management presso Tages Capital SGR S.p.A., nonché Vicepresidente di Elettricità Futura, la principale associazione confindustriale del mondo elettrico italiano, con delega per il mercato fotovoltaico. In precedenza, ha ricoperto ruoli apicali in operatori nel settore delle energie rinnovabili come Enertronica South Africa e Green Utility S.p.A.

La presente pubblicazione è ad uso esclusivo del Destinatario e non può essere, né totalmente né in parte, copiata, riprodotta, trasferita, scaricata, pubblicata, citata o distribuita, per qualsiasi scopo, senza previa autorizzazione scritta di ANIA, fatta salva la possibilità di conservarla nel proprio computer o di stampare estratti delle pagine di questa pubblicazione unicamente per utilizzo personale. ANIA non si assume alcuna responsabilità nei confronti di terzi.

ANIA declina ogni responsabilità per danni, costi o perdite che possano derivare, anche indirettamente, dall'affidamento alle informazioni contenute nella presente pubblicazione o da eventuali omissioni in essa riscontrabili.

La presente pubblicazione contiene informazioni pubblicate a solo titolo informativo e non può essere in alcun modo considerata esaustiva, né qualificata come un parere legale o una consulenza professionale di altro tipo.

Copyright © di ANIA. Tutti i diritti riservati

Ania

Associazione Nazionale
fra le Imprese Assicuratrici

Via di S. Nicola da Tolentino, 72
00187 Roma
Tel. 06 326881
www.ania.it

