

# 2025

## Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050

Copertura della domanda elettrica



*Questa pubblicazione costituisce un adempimento alla Delibera 392/2024 di ARERA ed è parte di una serie di approfondimenti dedicati alle prospettive di sviluppo del settore energetico italiano al 2050.*



## “ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

## “ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

## “ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION



# Indice

1. Introduzione	4
2. Contesto energetico europeo e italiano	5
2.1. Dipendenza energetica	5
2.1.1. <i>Impatto della dipendenza sui prezzi del settore elettrico</i>	6
2.1.2. <i>Possibili soluzioni nel breve-medio e medio-lungo termine</i>	7
2.2. Trend di sistema	10
2.2.1. <i>Trend in Europa</i>	10
2.2.2. <i>Trend in Italia</i>	12
2.3 Trend di mercato	20
2.4. Investimenti per la transizione e ruolo degli strumenti a termine	22
3. Evoluzione del settore al 2030 e 2040	28
3.1. Documento di Descrizione degli Scenari 2024	28
3.2. Obiettivi al 2030 e traiettoria 2040	28
3.3. Principali elementi	29
4. Sintesi interazione con rappresentanti di settore	31
5. Prospettive di sviluppo al 2050	33
5.1 Tecnologie per la copertura della domanda	33
5.1.1. <i>Tecnologie a elevato grado di maturità</i>	34
5.1.2. <i>Tecnologie in fase di sviluppo</i>	39
5.2. Copertura della domanda elettrica	49
5.2.1. <i>Piano Nazionale Integrato Energia e Clima</i>	49
5.2.2. <i>Fabbisogno elettrico al 2050</i>	50
5.2.3. <i>Mix efficiente di fonti rinnovabili</i>	52
5.2.4. <i>Costo dello scenario in funzione della quota rinnovabile</i>	53
5.2.5. <i>Scenari di copertura della domanda elettrica al 2050</i>	55
5.3. Adeguatezza e flessibilità al 2050	61
5.3.1. <i>Caratterizzazione del carico residuo</i>	61
5.3.2. <i>Adeguatezza</i>	62
5.3.3. <i>Flessibilità</i>	64



# 1. Introduzione

La presente nota è parte di una serie di approfondimenti dedicati alle prospettive di sviluppo del settore energetico italiano al 2050. Il lavoro costituisce un adempimento alla Delibera 392/2024 di ARERA, che ha richiesto a Snam e Terna di sviluppare note tecniche che illustrino le prospettive plausibili di sviluppo del sistema, supportate da considerazioni quantitative con rappresentazione dei dati a livello nazionale.

In ottemperanza a tale prescrizione, Terna e Snam hanno sviluppato note tecniche<sup>1</sup> (di seguito “note”) relativamente a:

- i consumi nel settore civile;
- i consumi nel settore industriale;
- i consumi nel settore trasporti;
- la copertura dei consumi elettrici (incluso lo sviluppo della capacità di accumulo);
- la copertura dei consumi gas (incluso lo sviluppo degli stoccaggi multi-molecola e ruolo della CCS).

Le note considerano quanto già previsto fino al 2040 nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (di seguito DDS 2024) e si focalizzano su alcune delle principali sfide che i diversi settori dovranno affrontare per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2050, tenendo conto degli indirizzi di policy energetica nazionale e dei relativi documenti disponibili al momento della stesura della nota (e.g. Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2024, di seguito PNIEC, e Strategia Nazionale Idrogeno 2024) e delle direttive e dei regolamenti a livello comunitario in materia di politica energetica ambientale per il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. Un ulteriore documento che riguarda gli obiettivi 2050 è rappresentato dalla Strategia Italiana di Lungo Termine, pubblicata a gennaio 2021, che mira a delineare i possibili percorsi per raggiungere la neutralità climatica al 2050. È previsto un aggiornamento di tale documento per allinearli ai nuovi obiettivi europei di riduzione netta delle emissioni di gas serra entro gennaio 2026.

Nell’ambito del processo di elaborazione delle note, Snam e Terna hanno, inoltre, avviato una discussione con un campione di soggetti rappresentativi dei settori sopracitati al fine di rendere le valutazioni il più possibile complete e robuste.

La presente nota si focalizzerà sulle principali sfide che il sistema elettrico dovrà affrontare per ridurre le emissioni climalteranti garantendo l’adeguatezza, la sicurezza e la flessibilità del sistema.

---

<sup>1</sup> Le note dei tre settori di consumo sono sviluppate congiuntamente, mentre le note di copertura della domanda sono state elaborate separatamente per quanto di competenza del TSO di riferimento.

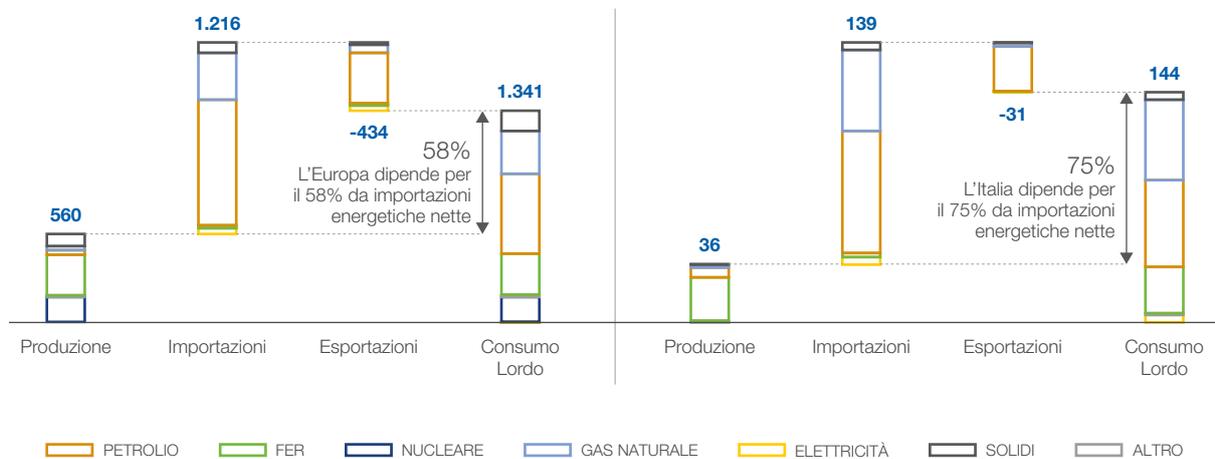
# 2. Contesto energetico europeo e italiano

## 2.1. Dipendenza energetica

L'Unione Europea è storicamente un'importatrice netta di energia, con una quota significativa del proprio fabbisogno energetico soddisfatta attraverso approvvigionamenti provenienti da Paesi extra-UE. Nel 2023, l'UE ha, infatti, soddisfatto circa il 58% del proprio fabbisogno energetico attraverso importazioni<sup>2</sup> (Figura 1). Per lungo tempo, la Russia ha rappresentato il principale fornitore energetico dell'Unione. Tuttavia, a seguito dell'avvio della guerra in Ucraina, a marzo 2022 la Commissione Europea ha adottato il piano REPowerEU, con l'obiettivo strategico di porre fine alla dipendenza dell'Unione dai combustibili fossili di origine russa. Tale dinamica risulta particolarmente evidente nel comparto del gas naturale, dove le importazioni di gas russo tramite gasdotto si sono ridotte dell'83% nel biennio 2021-2023.

L'Italia risulta ancor più dipendente dalle importazioni di energia rispetto alla media europea. Nel 2023, il 75% del fabbisogno energetico nazionale, pari a 144 Mtep, è stato soddisfatto attraverso importazioni, mentre il restante 25% è stato coperto dalla produzione interna, prevalentemente da fonti rinnovabili.

**Figura 1 - Bilancio energetico EU27 (sinistra) e Italia (destra) (Fonte: Eurostat, dati 2023 [Mtep])**

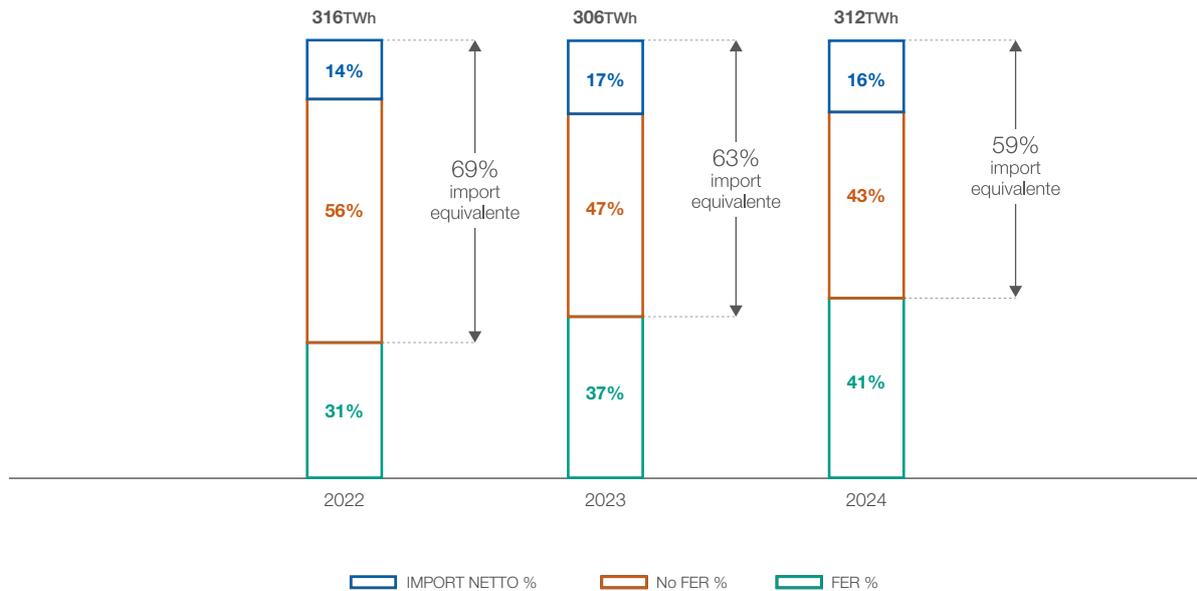


<sup>2</sup> La dipendenza energetica è calcolata come il rapporto tra le importazioni nette di energia (ossia la differenza tra le importazioni e le esportazioni) e il consumo lordo (spesso denominato "energia lorda disponibile"). La produzione include anche le variazioni degli stoccaggi e prodotti recuperati e riciclati.



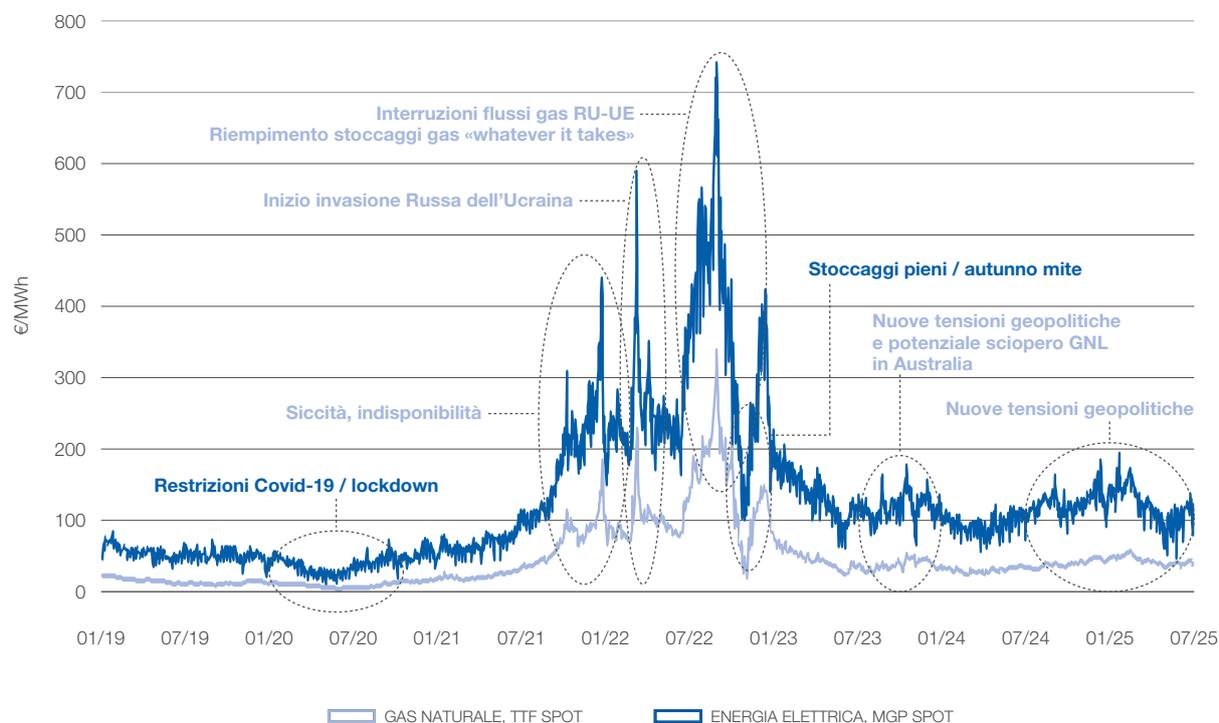
La persistente dipendenza dell'Italia dalle importazioni è evidente anche nel settore elettrico: Nel 2024, il fabbisogno nazionale di energia elettrica, pari a 312 TWh, è stato soddisfatto per circa il 41% mediante risorse nazionali, costituite esclusivamente da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) (Figura 2). Il restante 59% è stato coperto attraverso importazioni, sia in forma diretta - tramite interconnessioni elettriche con l'estero (16%) - sia in forma indiretta (43%), attraverso la produzione termoelettrica basata su fonti energetiche importate, in particolare gas naturale (la produzione nazionale di gas ha coperto negli ultimi anni meno del 2% del consumo complessivo del Paese).

**Figura 2 - Approvvigionamento elettrico per fonte in Italia (%) (Fonte Terna, dati al 2024 provvisori)**



### 2.1.1. Impatto della dipendenza sui prezzi del settore elettrico

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni di combustibili fossili espone il nostro Paese a rischi di approvvigionamento legati a fattori geopolitici, oltre che a tensioni sui mercati internazionali e rende inoltre vulnerabile il Paese rispetto alla variabilità dei prezzi delle commodity. Tale variabilità incide direttamente sul settore elettrico, poiché per molte ore gli impianti a gas naturale rappresentano ancora la tecnologia marginale nella formazione del prezzo sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Di conseguenza, nonostante l'apporto crescente delle fonti rinnovabili contribuisca a ridurre la dipendenza strutturale da combustibili fossili, la determinazione del prezzo del MGP rimane fortemente ancorata ai costi variabili del gas naturale. La Figura 3 mostra come l'andamento del prezzo MGP sia direttamente correlato all'andamento del prezzo gas.

**Figura 3 - Andamento prezzi giornalieri commodity**

Tale correlazione è anche evidente confrontando il PUN con il costo variabile di un ciclo combinato<sup>3</sup>. I dati in Tabella 1, infatti, mostrano chiaramente come il costo variabile del CCGT si rifletta quasi integralmente sull'andamento del PUN.

**Tabella 1 - Confronto tra il costo variabile degli impianti a ciclo combinato a gas naturale (CCGT) e il Prezzo Unico Nazionale (PUN).**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>PUN (€/MWh)</b>	52	39	126	304	127	109
<b>Costo variabile CCGT (€/MWh)</b>	43	32	116	282	121	101
<b>Spread (€/MWh)</b>	9	7	10	22	6	8

## 2.1.2. Possibili soluzioni nel breve-medio e medio-lungo termine

Per limitare l'esposizione alla variabilità dei prezzi sarà fondamentale trarre una progressiva riduzione dell'utilizzo dei combustibili fossili, così come previsto nel PNIEC.

Nel **breve-medio termine** il PNIEC prevede l'adozione di una duplice strategia di azione: da una parte lo sviluppo di fonti rinnovabili efficienti, che andranno a sostituire, gradualmente, una quota equivalente di elettricità prodotta mediante combustibili fossili. Dall'altra, l'efficiamento dei consumi permetterà, a parità di risultato utile, di ridurre ulteriormente l'utilizzo di combustibili fossili.

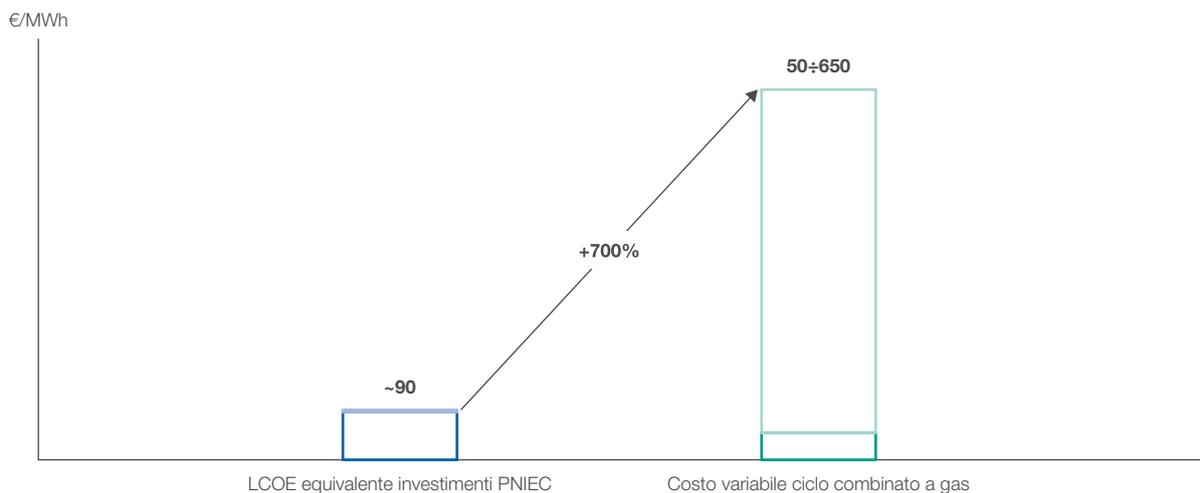
<sup>3</sup> Per il calcolo del costo variabile dei CCGT, si è considerato un rendimento pari al 50% e un coefficiente emissivo gas pari a 0,212 tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>gas</sub>.



Secondo il PNIEC, come spiegato più nel dettaglio nella Sezione 2.4, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico al 2030 richiederà investimenti pari a circa 130 mld€, necessari per sviluppare non solo le fonti rinnovabili ma anche accumuli e infrastrutture di rete, imprescindibili per poter integrare efficacemente la generazione rinnovabile nel sistema elettrico italiano. Grazie a questi investimenti, la produzione da FER immessa in rete passerà da 113 TWh del 2023 a 227 TWh nel 2030, un aumento di ben 114 TWh che permetterà di sostituire un volume equivalente di generazione convenzionale a gas.

Si tratta di investimenti ingenti, i cui benefici possono essere apprezzati analizzando le evidenze riportate in Figura 4. Restringendo l'analisi al periodo dal 2021 ad oggi, il costo variabile di un impianto a gas a ciclo combinato è oscillato tra i 50 e i 650 €/MWh, in funzione della (enorme) variabilità del prezzo di gas e CO<sub>2</sub>, per poi stabilizzarsi nella prima metà del 2025 su un valore di quasi 120 €/MWh<sup>4</sup>. A titolo di confronto, se assumessimo prudenzialmente che i 130 mld€ di investimenti fossero interamente ed esclusivamente funzionali a incrementare e integrare la produzione nazionale rinnovabile di circa 114 TWh/anno, potremmo stimare un costo equivalente pari a circa 90 €/MWh<sup>5</sup>. Queste evidenze numeriche, ancorché approssimative, dimostrano come lo sviluppo delle rinnovabili elettriche previsto nel PNIEC, oltre a ridurre la dipendenza energetica e quindi contribuire alla sicurezza del nostro Paese, rappresenta anche l'unica soluzione disponibile nel breve-medio termine per mitigare il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica, a vantaggio di tutti i cittadini e della competitività dell'industria italiana.

**Figura 4 - Confronto investimenti PNIEC e costo variabile CCGT**



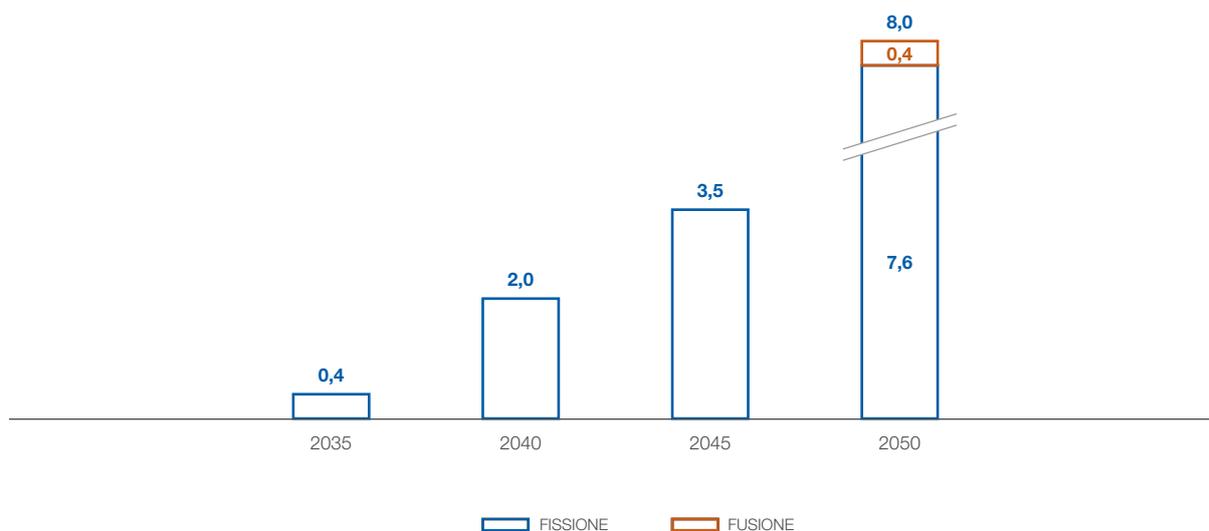
Come già anticipato, oltre allo sviluppo della generazione elettrica rinnovabile, il PNIEC individua nell'efficiamento dei consumi l'altra leva strategica per accelerare il processo di transizione energetica. In questo ambito, il vettore elettrico rappresenta il vero fattore abilitante: gli usi finali elettrici, infatti, non solo consentono di abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> (se alimentate da elettricità verde) e di azzerare le emissioni locali di polveri e altri agenti inquinanti, ma sono tipicamente caratterizzati da una efficienza energetica molto superiore alle equivalenti tecnologie basate sui combustibili fossili (per motivi di natura termodinamica, come tali indipendenti dall'evoluzione delle tecnologie). Per questo motivo il PNIEC identifica una serie di politiche e misure volte a promuovere l'efficienza energetica nei settori del riscaldamento civile e dei trasporti. Nel settore civile, un importante contributo è previsto da un maggiore impiego delle pompe di calore come sistema principale di riscaldamento (oltre che come sistema di raffrescamento dove già trova un ampio utilizzo)

4 Il ciclo combinato a gas presenta, oltre ai costi variabili, costi fissi stimabili in 15-25 €/MWh, il cui valore dipende dal tasso di utilizzo dell'impianto.

5 Valore annualizzato considerando una vita utile di 30 anni e un tasso di sconto pari al 7%.

da installare sia in corrispondenza di riqualificazioni profonde degli edifici che ad integrazione dei sistemi di distribuzione del calore già presenti. Anche nel settore dei trasporti il PNIEC individua una serie di interventi tra cui l'incremento della mobilità collettiva su rotaia, spostando il trasporto merci da gomma a ferro e il progressivo sviluppo dei veicoli elettrici, non solo per i mezzi privati ma anche per gli autobus e per i veicoli commerciali.

**Figura 5 - Possibile progressione temporale della capacità installata [GW] (Fonte: PNIEC 2024)**



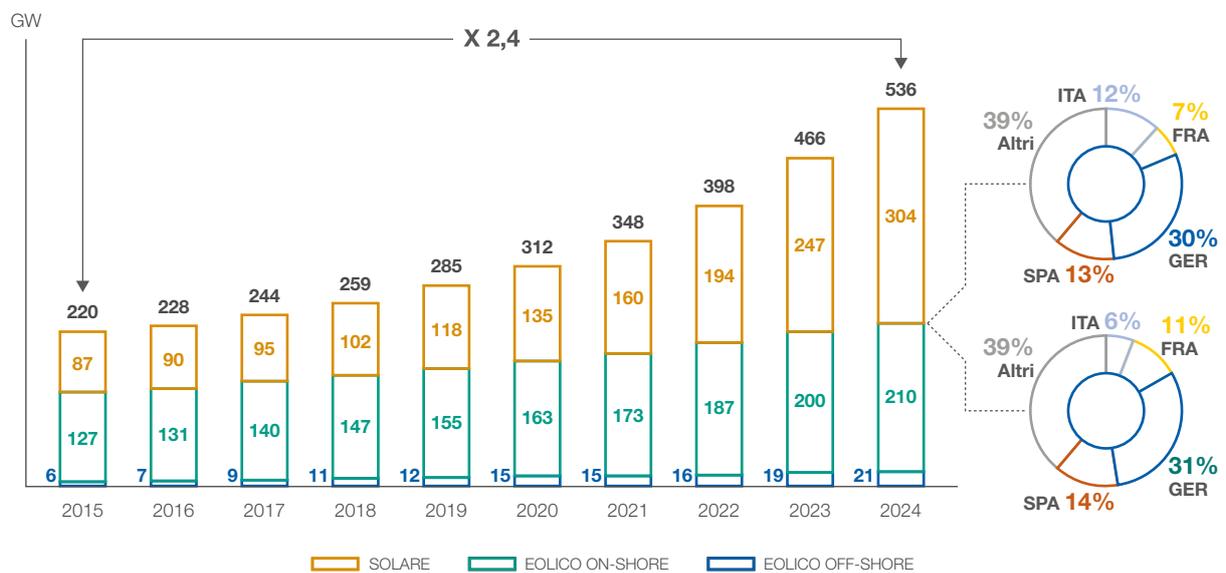
Considerando invece le **strategie di medio-lungo termine**, una tecnologia promettente è il nucleare modulare (SMR, AMR). A settembre 2023, il governo italiano ha avviato la Piattaforma Nazionale per il Nucleare Sostenibile (PNNS) per coordinare tutti i soggetti che si occupano delle diverse componenti della filiera nucleare. La PNNS ha come obiettivo quello di definire un percorso finalizzato a una possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia. Nell'ambito della PNNS, è stato predisposto un primo scenario esplorativo che ha confermato che le tecnologie nucleari di nuova generazione risulterebbero sia economicamente che energeticamente convenienti per il nostro Paese. Basandosi sulle risultanze della PNNS, il PNIEC 2024 ha quindi ipotizzato uno scenario esplorativo, assumendo uno sviluppo di impianti nucleari pari alla metà del potenziale massimo teoricamente installabile. Tale scenario descrive il potenziale ruolo della tecnologia nucleare nella strategia a lungo termine per raggiungere l'obiettivo "net zero" al 2050, senza però considerarlo esplicitamente negli scenari energetici di policy (che arrivano fino al 2030). Riprendendo elementi della letteratura scientifica internazionale, nel documento si riporta come "un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente". Il PNIEC indica che sarebbe quindi utile disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, tra cui il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema. Lo scenario conservativo sviluppato nel PNIEC prevede circa 2 GW al 2040 e fino a 8 GW al 2050, Figura 5). Sotto tale ipotesi, la fonte nucleare potrebbe coprire l'11% circa del fabbisogno elettrico al 2050 (lo scenario al 2050 assume che il fabbisogno elettrico sia pari a 583 TWh).

## 2.2. Trend di sistema

### 2.2.1. Trend in Europa

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha registrato una crescita decisa e strutturale delle fonti energetiche rinnovabili, confermandole come uno degli assi portanti della strategia continentale di decarbonizzazione al fianco della generazione nucleare (che ad oggi rappresenta ancora la prima fonte di produzione). Analizzando il periodo più recente, la capacità eolica e solare installata è passata dai 220 GW del 2015, anno in cui è stato sottoscritto l'Accordo di Parigi, ai 536 GW disponibili a fine 2024 (Figura 6).

Figura 6 - Andamento capacità installata solare e eolica EU (Fonte: IRENA)



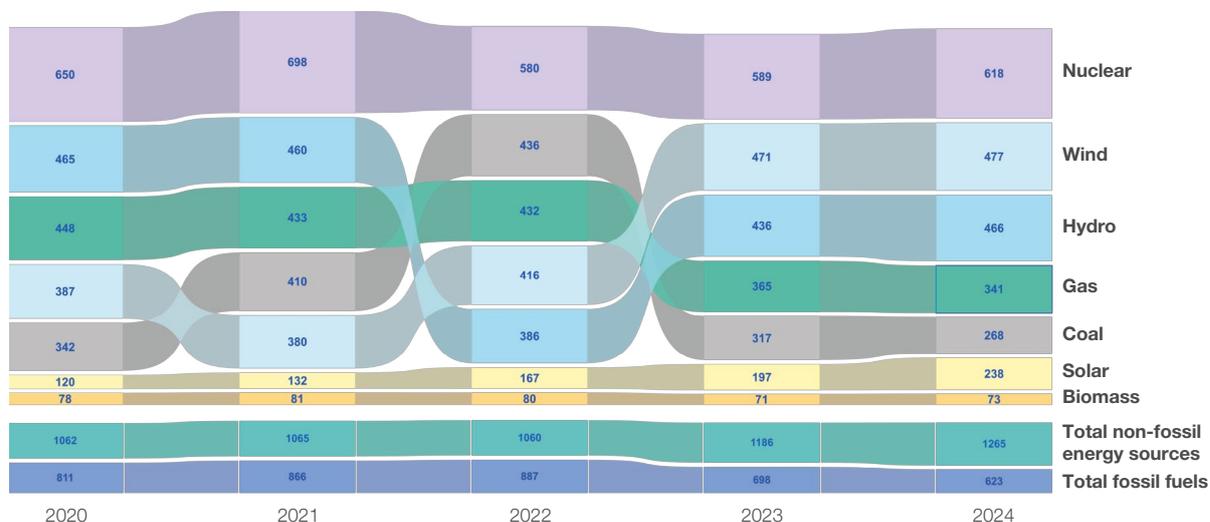
La capacità installata solare è aumentata di 3,5X negli ultimi 10 anni. Tale dinamica è riconducibile alla crescente competitività del fotovoltaico in termini di LCOE (Levelized Cost of Energy), alla modularità della tecnologia, che consente installazioni rapide su diverse scale, e alla possibilità di integrazione sia in contesti utility-scale che distribuiti. Nel solare, la Germania guida la classifica con circa 90 GW al 2024, seguita dalla Spagna con 38,6 GW e dall'Italia con circa 36 GW.

L'eolico, pur crescendo in modo più moderato (da 133 GW nel 2015 a 231 GW nel 2024), mantiene comunque una quota rilevante e continua ad espandersi. Anche nell'eolico la Germania si conferma leader con circa 73 GW installati, davanti alla Spagna (circa 32 GW) e alla Francia (24,6 GW).

Complessivamente, oltre il 60% della capacità rinnovabile eolica e solare installata nel perimetro dell'Unione Europea si concentra in quattro Paesi: Italia, Germania, Spagna e Francia.

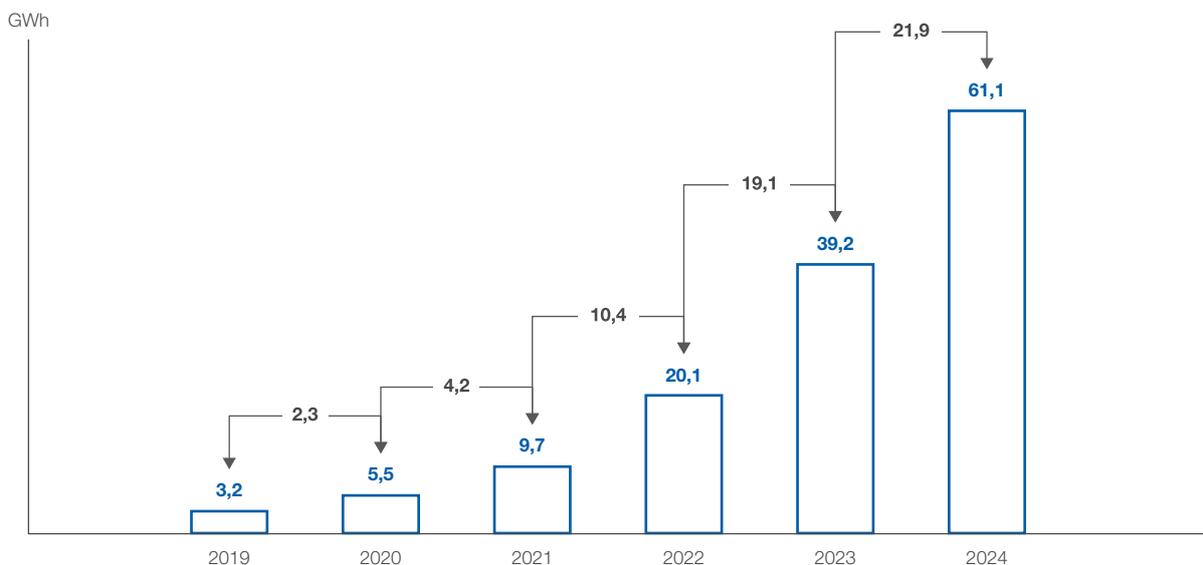
La crescita della capacità installata delle fonti rinnovabili si riflette direttamente nel mix di generazione. Infatti, la decarbonizzazione della generazione elettrica a livello europeo è in uno stato già oggi molto avanzato: nel 2024 il 67% dell'energia elettrica è stato prodotto da fonti a zero emissioni (nucleare e rinnovabili), mentre l'uso di combustibili fossili è sceso a un livello minimo storico, contribuendo solo al 33% della produzione complessiva, circa un terzo dell'energia dell'UE per il secondo anno consecutivo (Figura 7). Nel dettaglio, la produzione nucleare, che si conferma essere la prima fonte di generazione in Europa, ha registrato un +4,9% nel 2024 rispetto all'anno precedente, evidenziando un

**Figura 7 - Evoluzione della generazione elettrica in EU-27/EEA 2020-2024 (TWh) (Fonte: ACER)**



parziale recupero della disponibilità degli impianti. Le fonti rinnovabili mostrano trend di crescita differenziati. La produzione eolica è aumentata da 471 TWh a 477 TWh (+1,3%). Pur avendo una capacità installata inferiore rispetto al solare fotovoltaico, l'eolico rappresenta la seconda fonte di generazione in Europa, grazie a una producibilità circa doppia rispetto alla tecnologia solare. L'idroelettrico registra un incremento più marcato, da 436 TWh a 466 TWh (+6,9%), grazie a condizioni idrologiche più favorevoli. Particolarmente rilevante è la crescita del solare da 197 TWh a 238 TWh (+20,8%), confermando il rapido sviluppo della capacità installata e il contributo crescente di questa tecnologia al mix elettrico europeo.

**Figura 8 - Capacità BESS in Europa (2019-2024) (Fonte: SolarPowerEurope)**





A livello europeo, inoltre, nel giugno 2025 si è registrato un risultato storico: per la prima volta il solare è diventato la principale fonte di produzione di energia elettrica nell'UE. Sul fronte delle fonti fossili si osserva un calo generalizzato. La generazione da carbone si riduce del 15,5%, proseguendo il trend di dismissione degli impianti più inquinanti. Anche il gas registra una flessione del 6,6%, pur mantenendo un ruolo strategico sia per la copertura del carico sia per garantire la flessibilità del sistema.

La diffusione dei sistemi di accumulo elettrochimico, fondamentali (a fianco ai pompaggi idroelettrici) per l'integrazione dell'energia rinnovabile nel sistema elettrico, è ancora in fase iniziale ma in progressiva crescita. Nel 2020, in Europa, erano installati 5,5 GWh di batterie al litio. In soli 4 anni, questo numero è aumentato di un ordine di grandezza, portando il totale a 61,1 GWh nel 2024 (di cui ben 41 GWh sono entrati in esercizio nell'ultimo biennio).

Questi dati descrivono un sistema elettrico in trasformazione, nel quale la crescita delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo riduce progressivamente il fabbisogno di combustibili fossili. Tuttavia, la generazione da impianti convenzionali risulta ancora essenziale per garantire la copertura della domanda e la sicurezza del sistema elettrico. La sfida nei prossimi anni sarà dunque consolidare la riduzione delle fonti fossili investendo in ulteriore capacità rinnovabile, sistemi di accumulo e infrastrutture di rete, al fine di garantire un approvvigionamento economico, sicuro e sostenibile.

## 2.2.2. Trend in Italia

A livello nazionale, nel 2024 le fonti rinnovabili hanno raggiunto un record storico nella copertura della domanda elettrica nazionale, pari al 41,2% (in aumento rispetto al 37,1% del 2023), grazie soprattutto al contributo positivo della produzione idroelettrica e fotovoltaica. La generazione da rinnovabili ha, di fatto, pareggiato la generazione convenzionale (42,5%), mentre la quota restante (16,3%) è stata soddisfatta dal saldo dell'energia scambiata con l'estero (vedi Figura 2).

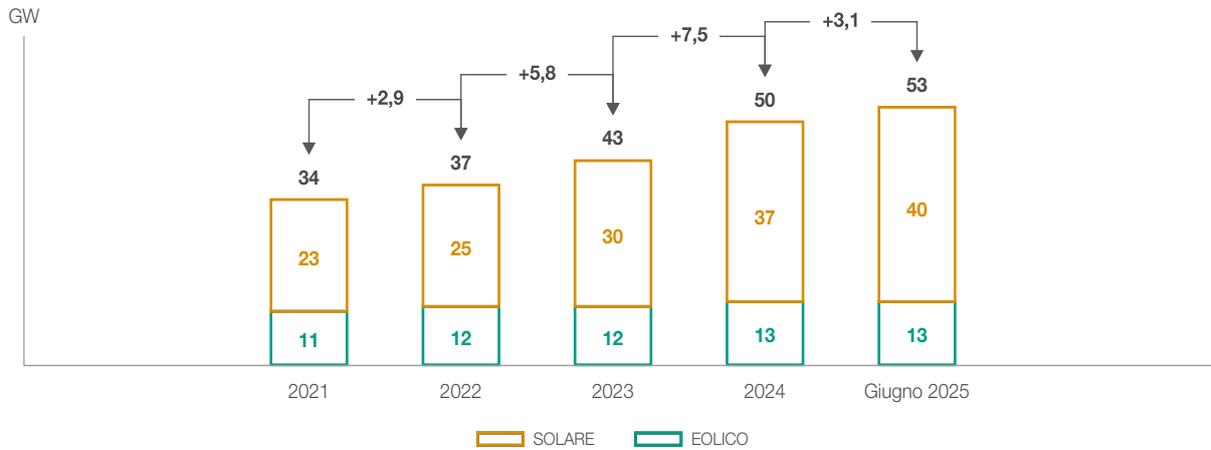
Anche analizzando l'evoluzione della nuova potenza installata risulta evidente la progressiva accelerazione: +2,9 GW nel 2022, +5,8 GW nel 2023, +7,5 GW nel 2024 (Figura 9). Nei primi sei mesi del 2025 sono stati installati 3,1 GW di FER, in lieve calo rispetto ai 3,7 GW registrati nello stesso periodo del 2024.

Per quanto riguarda le taglie degli impianti solari, a partire dal 2024 si osserva una progressiva riduzione del peso relativo degli impianti di piccola taglia a fronte di un incremento degli impianti di grande taglia (Figura 10).

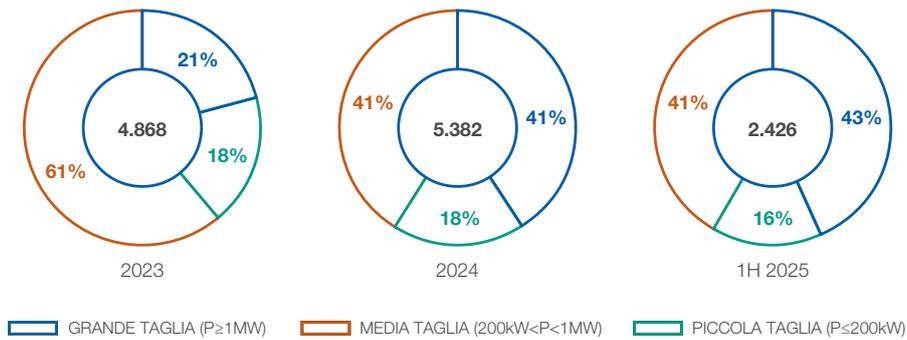
La contrazione del segmento residenziale potrebbe essere in parte legata a una decelerazione dei bonus dedicati, mentre l'aumento degli impianti di taglia maggiore riflette un crescente interesse da parte degli investitori professionali verso le soluzioni utility-scale, soprattutto se supportate da meccanismi di contrattualizzazione a termine.

Per quanto riguarda gli accumuli elettrochimici, a giugno 2025 la capacità energetica installata è pari a 16,4 GWh, con 6,8 GW di potenza attiva, per la maggior parte costituita da sistemi di piccola taglia (ben 4,8 GW fanno riferimento a impianti con potenza inferiore a 20 kW). È importante sottolineare che la maggior parte dei progetti di grandi dimensioni sono entrati in esercizio solo recentemente (2024-2025) a seguito della aggiudicazione di contratti attraverso le aste del Capacity Market per gli anni di consegna 2024 e 2025.

**Figura 9 - Capacità totale installata eolica e solare (Fonte: Terna)**



**Figura 10 - Nuova capacità solare entrata in esercizio per anno e taglia degli impianti (MW) (Fonte: Terna)**

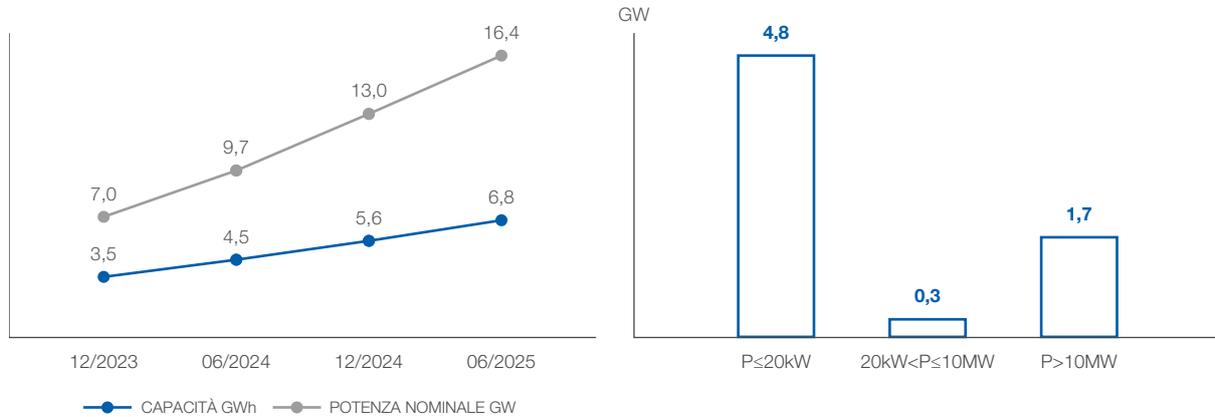


La contrazione del segmento residenziale potrebbe essere in parte legata a una decelerazione dei bonus dedicati, mentre l'aumento degli impianti di taglia maggiore riflette un crescente interesse da parte degli investitori professionali verso le soluzioni utility-scale, soprattutto se supportate da meccanismi di contrattualizzazione a termine.

Per quanto riguarda gli accumuli elettrochimici, a giugno 2025 la capacità energetica installata è pari a 16,4 GWh, con 6,8 GW di potenza attiva, per la maggior parte costituita da sistemi di piccola taglia (ben 4,8 GW fanno riferimento a impianti con potenza inferiore a 20 kW). È importante sottolineare che la maggior parte dei progetti di grandi dimensioni sono entrati in esercizio solo recentemente (2024-2025) a seguito della aggiudicazione di contratti attraverso le aste del Capacity Market per gli anni di consegna 2024 e 2025.



**Figura 11 - Sistemi di accumulo: capacità e potenza in esercizio (sx) e distribuzione per taglia (dx) (Fonte: Terna)**

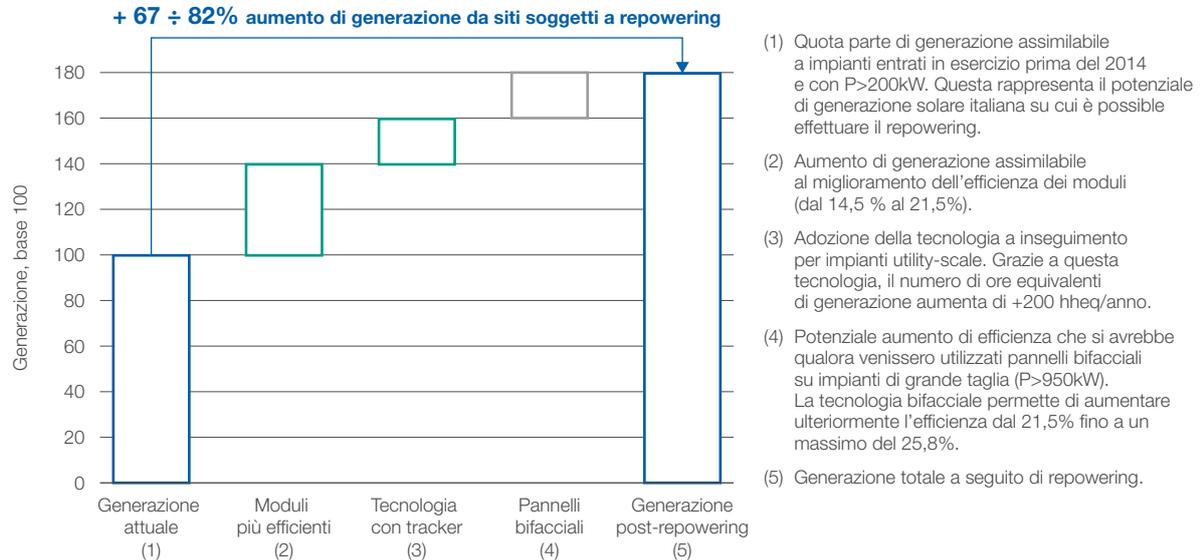


## Repowering delle FER

Il repowering delle rinnovabili consiste nell'ammodernamento di un vecchio impianto, che viene di fatto sostituito con un impianto più moderno, più evoluto tecnologicamente e, quindi, più efficiente. Il principale vantaggio del repowering è quello di ottimizzare l'utilizzo della superficie occupata, i.e. aumentare la produzione di energia elettrica a parità di superficie.

Il 2011 è stato un anno storico per quanto riguarda lo sviluppo della tecnologia solare in Italia: oltre 9 GW di impianti solari sono stati costruiti in quell'anno, valore che rappresenta, ad oggi, il record storico di installato solare. I moduli solari, all'epoca, erano principalmente al silicio policristallino, con un'efficienza intorno al 14,5%, e la tecnologia delle installazioni fotovoltaiche era di tipo fisso. Da allora, la continua ricerca dell'industria di settore, nonché la commercializzazione su larga scala degli impianti fotovoltaici, hanno portato a un continuo miglioramento tecnologico. I moduli fotovoltaici più recenti presentano caratteristiche significativamente diverse, essendo basati sul silicio monocristallino e non su quello policristallino. Questo materiale permette di aumentare l'efficienza dei moduli dal 14,5% a valori intorno al 22%, in continuo miglioramento. Inoltre, i moduli fotovoltaici moderni possono anche essere di tipo bifacciale, una tecnologia che, grazie all'assorbimento della luce riflessa dal suolo, permette di incrementare ulteriormente l'efficienza dei pannelli fino a valori superiori al 25%, in funzione dell'albedo della superficie.

**Figura 12 - Potenziale del repowering solare in Italia (generazione attuale è base 100).**  
(Fonte: elaborazioni Terna su dati commerciali e di letteratura)

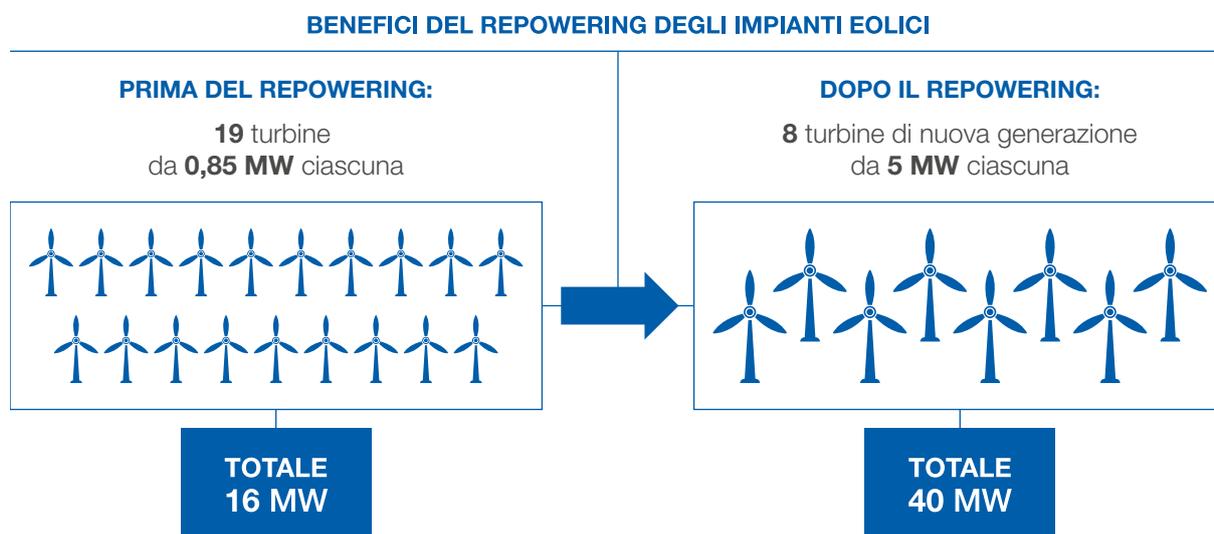


Qualora i vecchi pannelli fotovoltaici fossero sostituiti con tecnologie più recenti ("repowering"), il combinato di questi due effetti, cioè l'aumento dell'efficienza dei moduli e l'adozione di pannelli bifacciali, comporterebbe un incremento della potenza di generazione di oltre il 50%. A queste migliorie tecniche si aggiunge, infine, l'adozione di pannelli solari a inseguimento i quali, rispetto alle installazioni fisse, permettono di incrementare ulteriormente la producibilità del sito. Un repowering completo (moduli più efficienti, pannelli bifacciali e tecnologia a inseguimento) permetterebbe di incrementare la producibilità dei siti soggetti a repowering di oltre l'80%.

Anche per la generazione eolica, l'evoluzione tecnologica ha favorito lo sviluppo di soluzioni sempre più efficienti: gli impianti eolici di ultima generazione raggiungono oramai altezze superiori ai 300 metri. L'aumento dell'altezza permette non solo di sfruttare venti più intensi (l'intensità del vento aumenta con la quota) ma anche di incrementare la superficie "spazzata" dalle pale e quindi aumentare il flusso di vento che viene convertito prima in energia meccanica e, poi, in energia elettrica. Uno studio recente<sup>6</sup> (Figura 12 e Figura 13) ha dimostrato come il repowering di un parco eolico di precedente generazione consentirebbe di aumentare oltre il doppio la potenza installata a parità di occupazione di suolo.

<sup>6</sup> Elemens, Il repowering dell'eolico in Italia, ottobre 2023.

Figura 13 - Benefici del repowering (Fonte: Elemens)



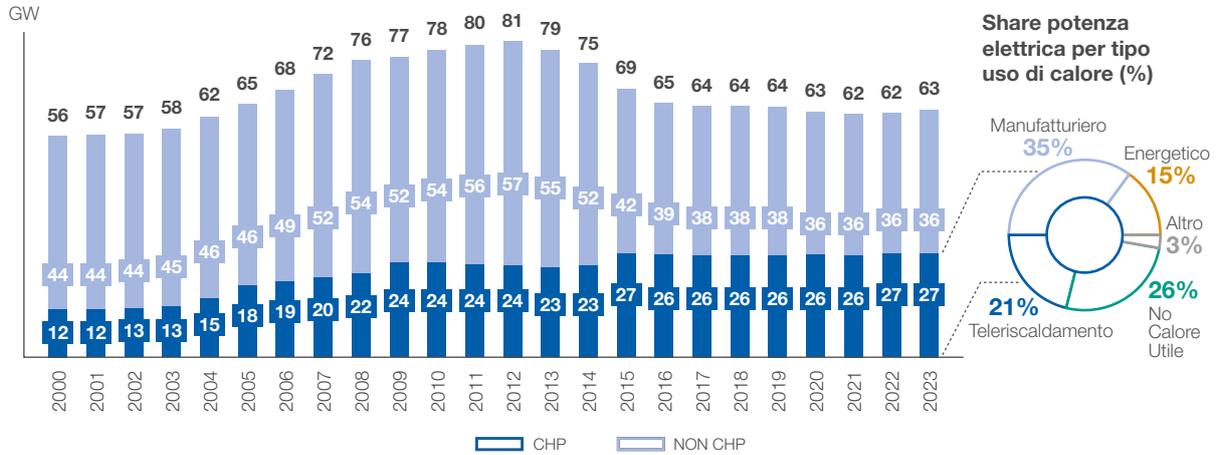
I vantaggi del repowering sono molteplici. Tipicamente gli impianti più vecchi sono stati realizzati nei siti a maggior potenziale. Pertanto, il repowering di questi siti garantirebbe elevati incrementi di producibilità, evitando al contempo l'utilizzo di nuovi terreni da adibire a uso energetico. Inoltre, il repowering permette di ottimizzare i costi di connessione alla rete elettrica, trattandosi, in questo caso, di un aumento della potenza di connessione che nella maggior parte dei casi non richiede lo sviluppo di una nuova soluzione di connessione. La valorizzazione dei siti esistenti attraverso il repowering, quindi, è una grande opportunità in quanto consente di realizzare infrastrutture estremamente efficienti dal punto di vista del LCOE e allo stesso tempo di minimizzare il consumo di suolo.

## Ruolo della cogenerazione

Il parco cogenerativo (CHP, Combined Heat & Power) rappresenta una componente strutturale del parco termoelettrico nazionale, contribuendo in modo significativo alla sicurezza e all'efficienza del sistema elettrico italiano. L'analisi storica degli ultimi 25 anni evidenzia un progressivo riequilibrio all'interno del perimetro termoelettrico tra impianti cogenerativi e non cogenerativi, con una variazione significativa delle proporzioni a favore della cogenerazione.

Tra il 2000 e il 2023, la potenza del parco CHP è cresciuta da circa 12 GW a oltre 27 GW, mentre quella del restante parco termoelettrico – oggi costituito prevalentemente da impianti a ciclo combinato (CCGT) - ha registrato una crescita fino al 2012 seguita da una progressiva contrazione, passando da un massimo di 57 GW nel 2012 a circa 36 GW nel 2023 (Figura 14).

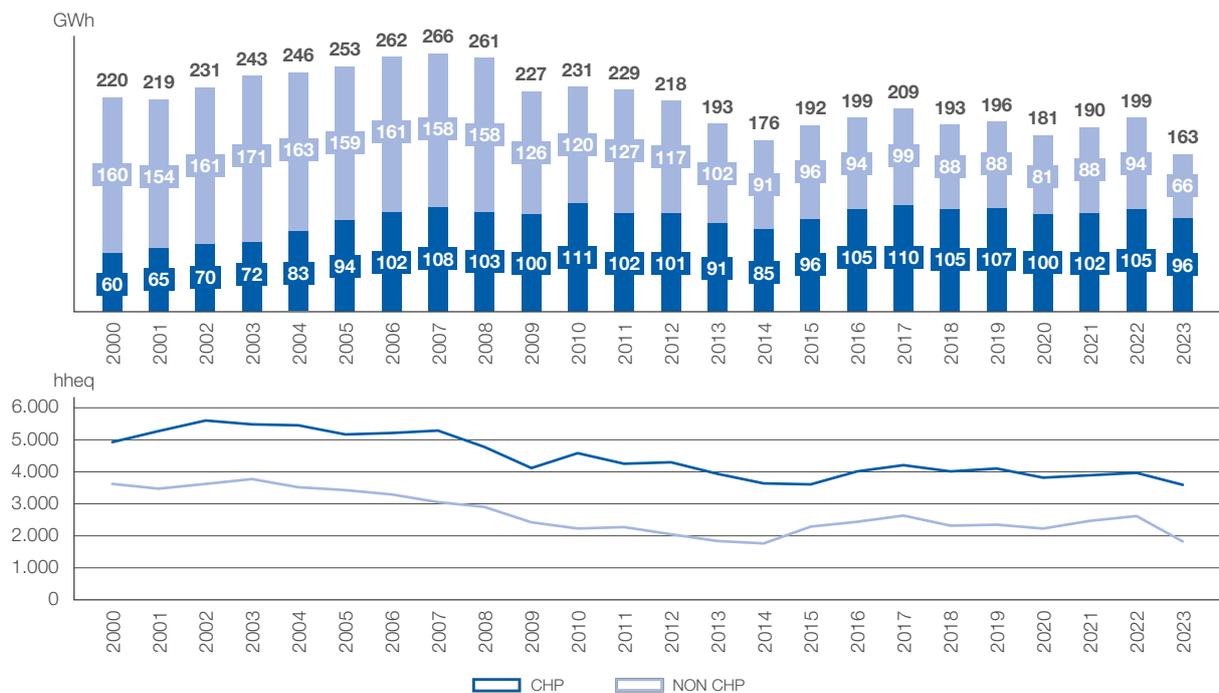
**Figura 14 - Andamento potenza elettrica parco termoelettrico con dettaglio CHP e non CHP (Fonte: Annuario Statistico Terna)**



La distribuzione della potenza CHP in funzione dell'utilizzo del calore nel 2023 evidenzia che circa il 21% è destinato al teleriscaldamento, il 53% a usi industriali - nel dettaglio 35% nel comparto manifatturiero e 15% nel settore energia – mentre il restante 26% non ha prodotto calore utile nel periodo considerato (Figura 14).

Dal punto di vista della generazione elettrica, nel 2000 la produzione da CHP rappresentava circa un terzo di quella non cogenerativa, mentre nel 2023 la produzione da cogenerazione ha raggiunto i 96 TWh, superando stabilmente quella della restante parte del termoelettrico (66 TWh). Le ore equivalenti di funzionamento del parco CHP si attestano intorno alle 4.000 h, circa il doppio rispetto alla restante parte del parco termoelettrico (2.000 h), a conferma di una maggiore continuità operativa e di un più elevato grado di utilizzo degli impianti CHP (Figura 15).

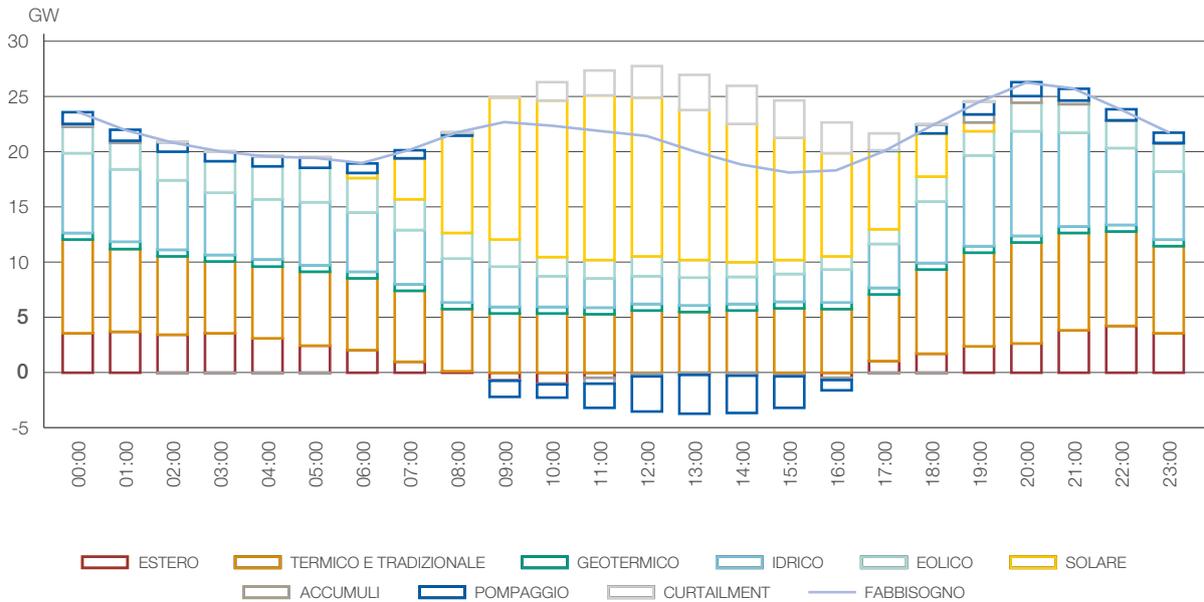
**Figura 15 - Andamento generazione elettrica e ore equivalenti parco termoelettrico con dettaglio CHP e non CHP (Fonte: Annuario Statistico Terna)**





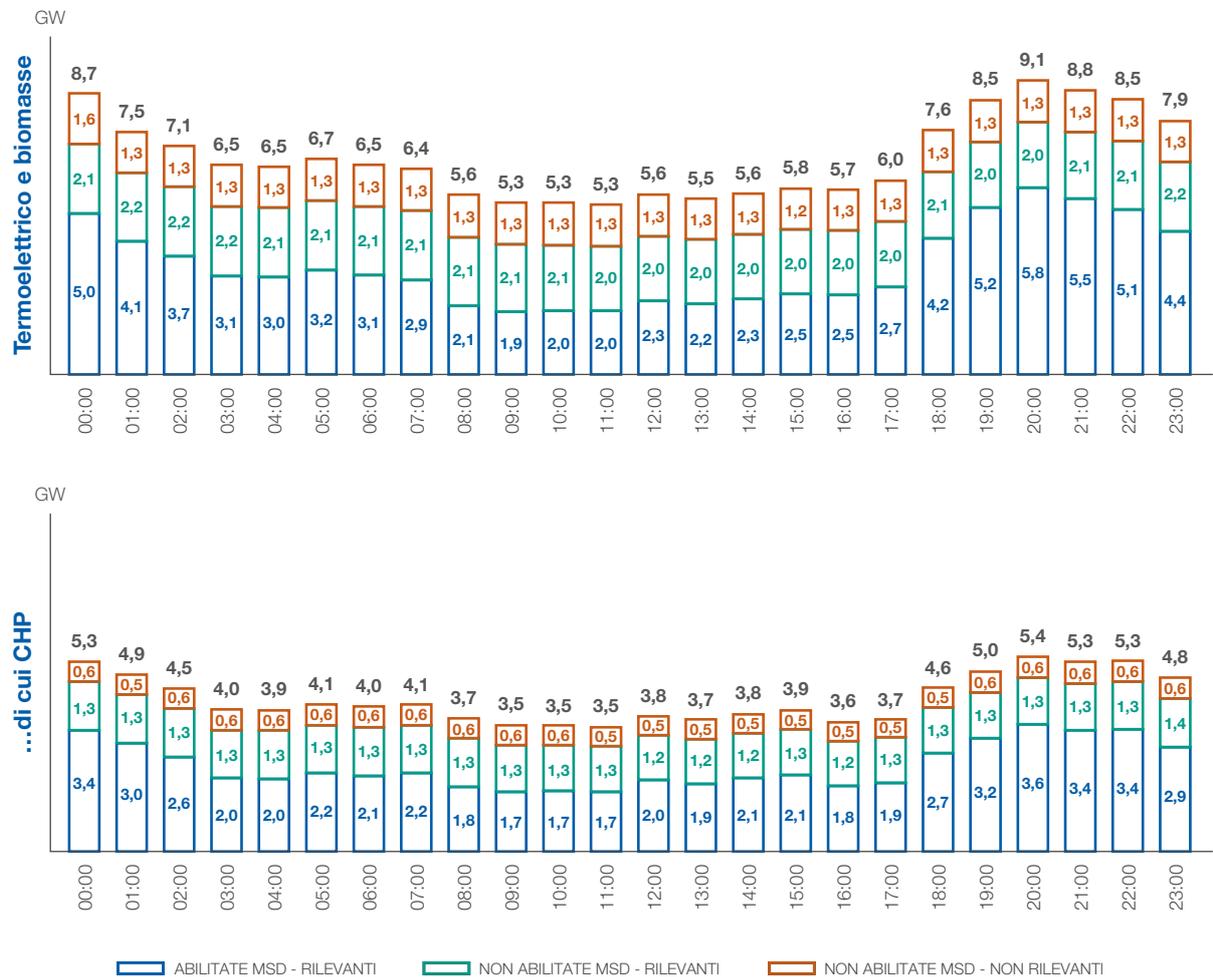
Durante le festività primaverili del 2025 il termoelettrico da CHP ha coperto una quota non trascurabile del fabbisogno elettrico, nonostante il basso carico e l'elevata penetrazione da fonti rinnovabili, anche a causa di vincoli tecnici di esercizio che ne hanno richiesto il mantenimento in servizio (per asservimento a processi industriali). A scopo illustrativo si riporta l'esempio della copertura del fabbisogno mercato della giornata del primo maggio 2025.

**Figura 16 - Copertura fabbisogno mercato per il giorno 1° maggio 2025 (Fonte: Misure Terna)**



Come si può osservare nella Figura 16, nelle ore centrali della giornata del 1° maggio 2025 - in particolare tra le ore 11:00 e le 17:00 - si è verificato un surplus di produzione elettrica rispetto al fabbisogno. Batterie e sistemi di pompaggio hanno svolto un ruolo cruciale, stoccando parte dell'energia in eccesso. Tuttavia, una quota residua di energia non ha potuto essere né stoccata né esportata, generando comunque un taglio della produzione rinnovabile. Si osserva infatti che in quelle ore circa il 20% del fabbisogno a mercato è stato soddisfatto da produzione termoelettrica, per un totale di circa 5,5–6,0 GW, di cui 3,5–3,9 GW provengono da impianti CHP, che includono sia unità abilitate che non al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Tutti gli impianti non abilitati a MSD non modulano la propria produzione in base alle esigenze del sistema poiché sono spesso caratterizzati da profili di esercizio rigidi o da vincoli tecnici/economici (Figura 17).

**Figura 17 - Focus copertura fabbisogno mercato da parco termoelettrico con dettaglio CHP per il giorno 1° maggio 2025 (Fonte: Misure Terna)**



Nelle ore centrali del primo maggio, circa 2-2,5 GW di potenza termoelettrica è generata da impianti che sono abilitati a MSD e sono principalmente CHP. Ulteriori 3,4 GW di potenza termoelettrica è prodotta da impianti non abilitati a MSD, di cui 1,7 GW risultano essere coperti da impianti CHP. Alla luce dell'incremento atteso della generazione da fonti rinnovabili (FER) nei prossimi anni, diventa sempre più cruciale intervenire su questo segmento di generazione termoelettrica. In particolare, l'abilitazione al MSD degli impianti rilevanti oggi esclusi rappresenta un'opportunità strategica per aumentare la flessibilità del sistema e ridurre il rischio di curtailment in periodi di elevata produzione rinnovabile e domanda contenuta.

In ottica evolutiva, la cogenerazione potrà continuare a fornire un contributo rilevante alla copertura dei fabbisogni di calore ed elettricità sia grazie alla sua efficienza intrinseca sia grazie alla possibilità di progressiva integrazione con tecnologie low carbon (combustibili alternativi e CCS); tale contributo strategico dovrà però necessariamente essere accompagnato da importanti investimenti nella flessibilizzazione dell'esercizio, consentendo quindi sia di modulare la produzione in funzione delle condizioni del sistema sia di rendere potenzialmente indipendenti calore ed elettricità per passare da autoconsumo elettrico a prelievo dalla rete nei periodi di elevata produzione FER.

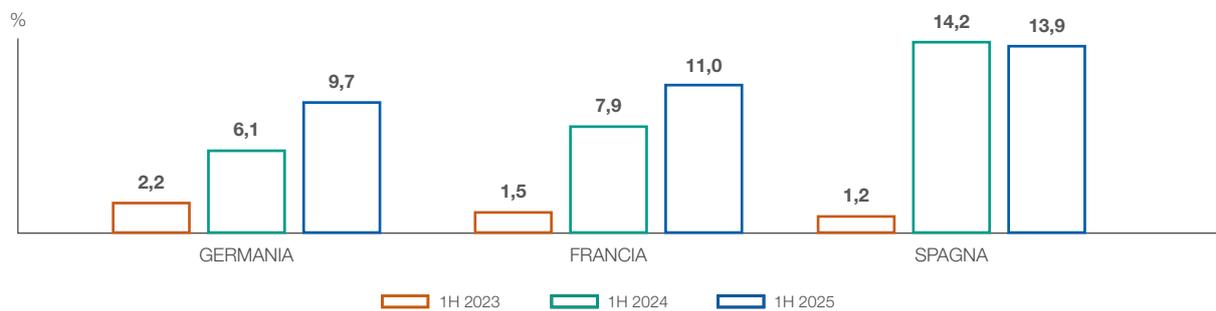
La flessibilità, sia lato produzione che lato domanda, è un elemento chiave per la gestione di un sistema energetico ad alta penetrazione di fonti rinnovabili, e può essere abilitata dal quadro regolatorio.



## 2.3 Trend di mercato

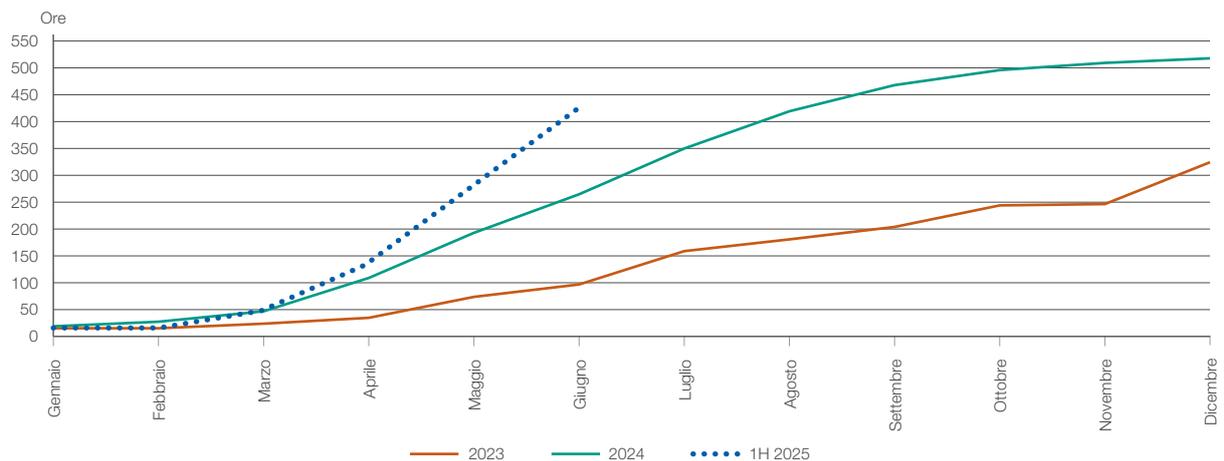
Negli ultimi anni, i mercati elettrici europei stanno registrando un aumento significativo delle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è particolarmente basso, fino a raggiungere valori nulli o addirittura negativi. Questo andamento riflette una trasformazione strutturale del sistema elettrico, guidata in larga parte dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili. L'analisi dei dati relativi al primo semestre del 2023, 2024 e 2025 in Germania, Francia e Spagna mostra chiaramente questa tendenza: la Figura 18 rappresenta un netto incremento delle ore con prezzi pari a zero o negativi, in alcuni casi più che triplicati in soli due anni.

**Figura 18 - Percentuale di ore con prezzi minori o uguali a 0 €/MWh nei principali Paesi europei durante il primo semestre dell'anno (Fonte: Enerdata, GME)**



Questi dati evidenziano come i prezzi nulli o negativi non siano più eventi sporadici, ma stiano diventando una componente strutturale del mercato elettrico. Le cause principali sono riconducibili alla sovrapproduzione della generazione eolica e solare rispetto al carico, soprattutto nel periodo primaverile o inizio dell'estate, quando l'irraggiamento solare è ai valori massimi annuali e il fabbisogno di elettricità è relativamente basso a causa delle temperature moderate (cf. Figura 19).

**Figura 19 - Numero di ore cumulate con prezzi negativi in Germania (Fonte: Energy-Charts)**



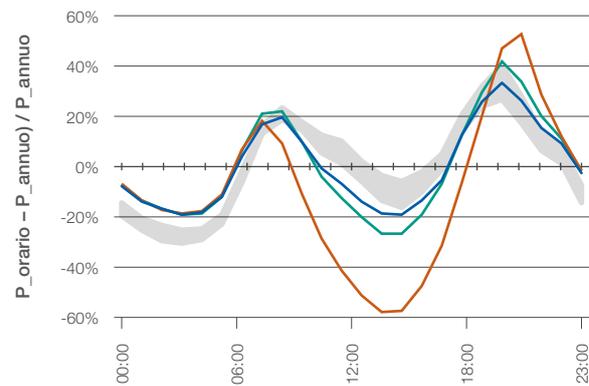
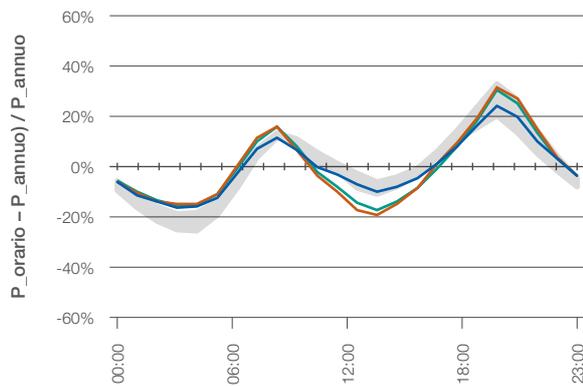
L'aumento dei periodi contraddistinti da prezzi molto bassi ha un impatto rilevante sul profilo medio giornaliero dei prezzi, influenzandone in particolare la volatilità. Come mostrato nella Figura 20, tra il 2016 e il 2021 le curve dei prezzi in Francia, Spagna e Germania risultavano relativamente stabili. Tuttavia, negli ultimi anni, si registra un cambiamento significativo: le curve relative al 2023 e al 2024 evidenziano un "ventre" sempre più marcato nella fascia centrale della giornata. Questo è il risultato diretto dell'aumento della penetrazione delle FER, in particolare del fotovoltaico, che copre una quota crescente del fabbisogno energetico in maniera sempre più marcata in Germania e Spagna. Il profilo di prezzi giornalieri in Italia è ancora relativamente stabile se paragonato a quello degli altri paesi ma il trend è comunque ben visibile.

Grazie all'abbondanza di energia rinnovabile, durante le ore centrali della giornata avviene una saturazione dell'offerta, con conseguente riduzione dei prezzi. Tuttavia, all'inizio della giornata e durante le ore serali, il sistema deve rapidamente attivare impianti convenzionali per compensare la mancanza della generazione solare, generando picchi di prezzo particolarmente rilevanti durante le ore serali. L'alternanza di prezzi bassi e picchi elevati determina un aumento della volatilità dei prezzi. Tale fenomeno può influenzare negativamente la bancabilità dei progetti rinnovabili merchant, che si trovano a operare in un contesto di forte incertezza economica. Per mitigare questi effetti, diventa cruciale, da un lato, incrementare la capacità di stoccaggio e, dall'altro lato, offrire meccanismi a termine per le rinnovabili, garantendo la finanziabilità degli investimenti.

**Figura 20 - Andamento dei prezzi elettrici wholesale e penetrazione FER. Prezzo Normalizzato: (P\_orario - P\_annuo) / P\_annuo. (Fonte: GME, EnergyCharts)**

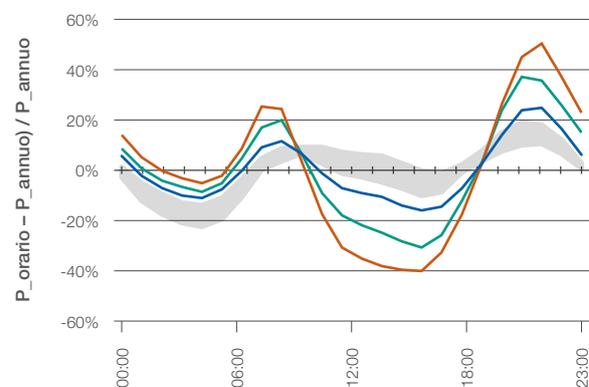
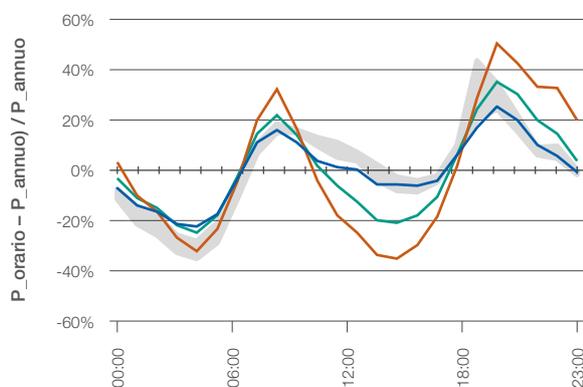
ITALIA	2016-21	2022	2023	2024
Prezzo medio (€/MWh)	62	304	127	109
FER su fabbisogno (%)	35	31	37	41

GERMANIA	2016-21	2022	2023	2024
Prezzo medio (€/MWh)	45	235	95	79
FER su fabbisogno (%)	43	49	56	56



FRANCIA	2016-21	2022	2023	2024
Prezzo medio (€/MWh)	52	276	97	58
FER su fabbisogno (%)	21	23	29	32

SPAGNA	2016-21	2022	2023	2024
Prezzo medio (€/MWh)	57	168	87	63
FER su fabbisogno (%)	42	50	57	62

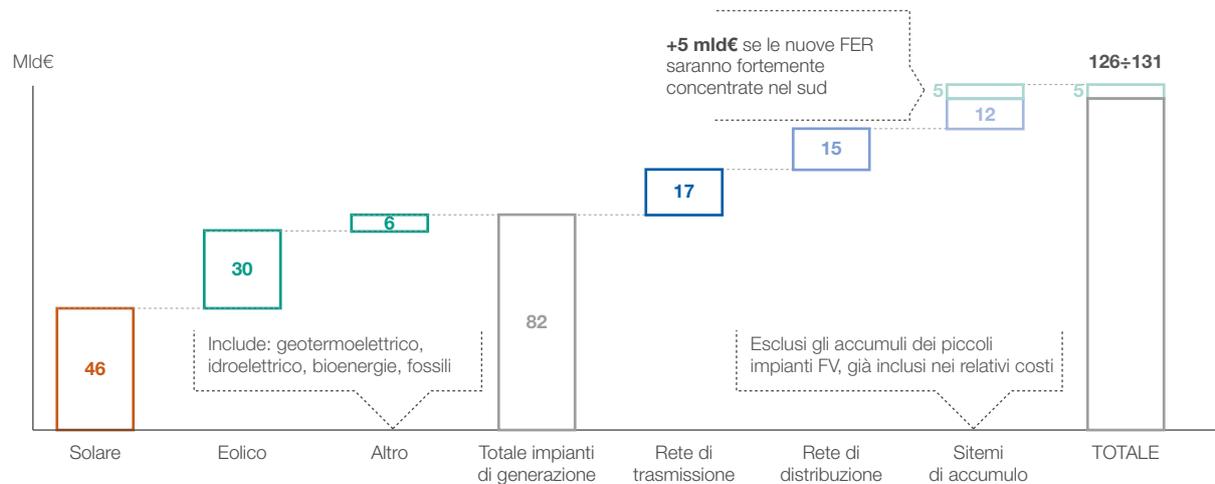


AVG MIN MAX 2016-2021    2022    2023    2024

## 2.4. Investimenti per la transizione e ruolo degli strumenti a termine

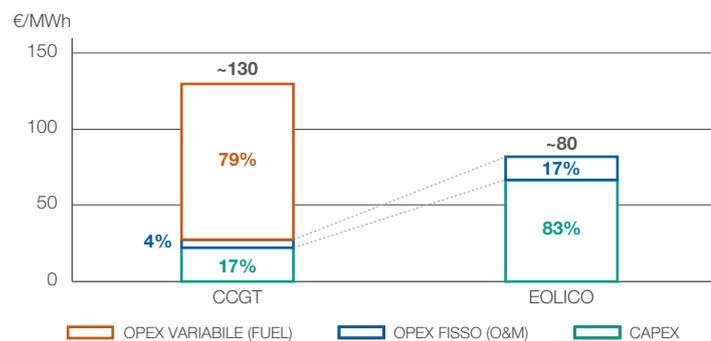
Secondo le stime del Governo, per raggiungere gli obiettivi del PNIEC 2024 nel settore elettrico, saranno necessari circa 130 miliardi di euro di investimenti nel periodo 2024-2030 (Figura 21). Di questi, oltre il 60% sarà destinato allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, mentre ulteriori risorse saranno allocate per il potenziamento delle infrastrutture: 15 miliardi di euro per la rete di distribuzione, 12 miliardi per nuovi sistemi di accumulo e oltre 17 miliardi<sup>7</sup> per la rete di trasmissione nazionale.

**Figura 21 - Investimenti necessari nel settore dell'energia elettrica nel periodo 2024-30**  
(Fonte: PNIEC, Terna)



Gli investimenti pianificati per il settore elettrico sono tutti caratterizzati da elevati costi di investimento iniziali a fronte di costi variabili di esercizio ridotti o addirittura nulli (come il costo variabile di generazione delle FER). In ciò, si differenziano radicalmente dalla generazione fossile convenzionale il cui costo iniziale di investimento, seppur rilevante, risulta secondario rispetto ai costi sostenuti per l'acquisto del combustibile durante la vita utile dell'impianto (cf. Figura 22).

**Figura 22 - Confronto LCOE di un CCGT con LCOE di un impianto eolico e composizione del costo (%)<sup>8</sup>.**



<sup>7</sup> Terna ha già investito 1,5 miliardi di euro nel corso del 2024; il nuovo Piano di Sviluppo 2025 prevede ulteriori 15,5 miliardi di euro nel periodo 2025-2030.

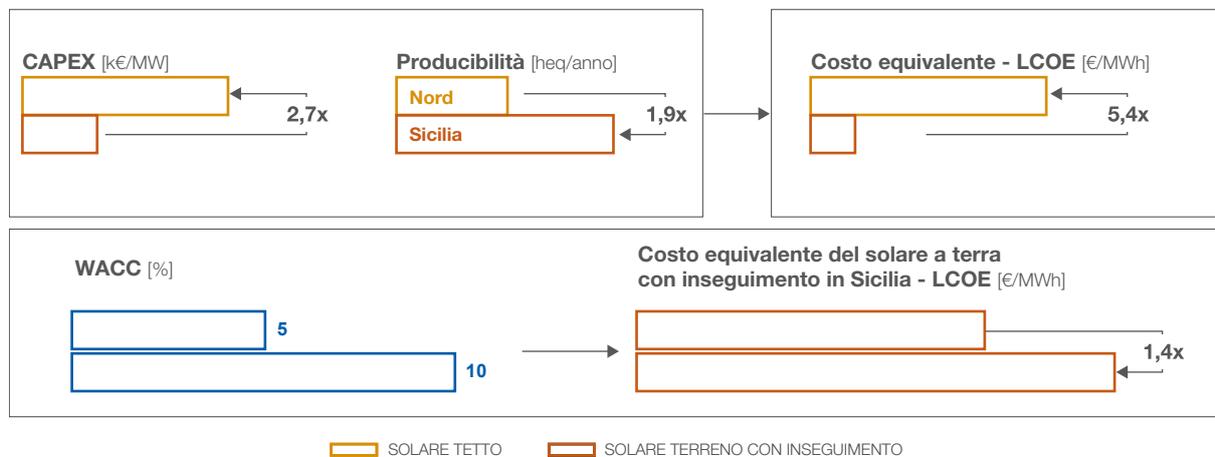
<sup>8</sup> Per il calcolo dei LCOE del CCGT sono stati considerati i prezzi di gas e CO<sub>2</sub> riportati nel PNIEC 2024 e un load factor pari a 3.000 h/y. Il valore dell'eolico è quello pubblicato nel bando relativo alla prima procedura del FER X transitorio.

In tale scenario, il costo dell'energia elettrica di domani risulterà sempre meno dipendente dai prezzi delle commodity e sempre più dai parametri che maggiormente impattano sul costo equivalente a vita intera del parco di generazione (LCOE):

- quantità da installare per ciascuna tecnologia;
- costo di investimento iniziale di ciascuna tecnologia;
- vita utile attesa, producibilità e costi di esercizio annuali;
- costo del denaro e remunerazione attesa dall'investitore.

A mero titolo di esempio, nel grafico seguente si riporta la variabilità del LCOE di un impianto fotovoltaico in funzione di alcuni dei parametri sopra sommariamente descritti. Il grafico mostra come gli impianti fotovoltaici a terra situati nel sud Italia presentino un LCOE significativamente inferiore rispetto agli impianti residenziali collocati nel nord Italia. Questa differenza è attribuibile all'effetto combinato della maggiore producibilità e del costo più basso per ogni MW installato. Inoltre, dal grafico si evince chiaramente come i fattori legati al costo del denaro e al rendimento atteso dall'investitore risultino tanto rilevanti quanto quelli legati al costo industriale. Pertanto, l'implementazione di meccanismi di mercato di lungo termine capaci di ridurre il rischio per gli investitori contribuisce all'abbassamento del valore del LCOE, migliorando la sostenibilità economica del progetto.

**Figura 23 - Impatto di CAPEX, producibilità e parametri finanziari sul LCOE: differenze tra impianti fotovoltaici a terra e su tetto. Fonte: elaborazioni Terna su dati di letteratura.**



Il costo dell'energia elettrica pagato dal consumatore finale dipenderà quindi non solo dal mix di tecnologie di generazione/accumulo e dai loro costi industriali ma anche dal costo del capitale necessario per finanziare questi progetti.

Per quanto riguarda il primo punto, ovvero il mix di tecnologie, sarà fondamentale proseguire nell'installazione di un mix ottimale di tecnologie mature (solare, eolico, accumuli litio, pompaggi...) monitorando costantemente l'evoluzione di quelle soluzioni che oggi appaiono promettenti ma che non sono ancora tecnologicamente e commercialmente mature: eolico offshore galleggiante, altre tecnologie di accumulo (diverse da litio e pompaggi), nucleare modulare e il termoelettrico a gas con la cattura della CO<sub>2</sub>.



Il mix di tecnologie adottato avrà un impatto significativo nella determinazione del prezzo dell'energia elettrica di domani per molti motivi, tra cui si citano i seguenti:

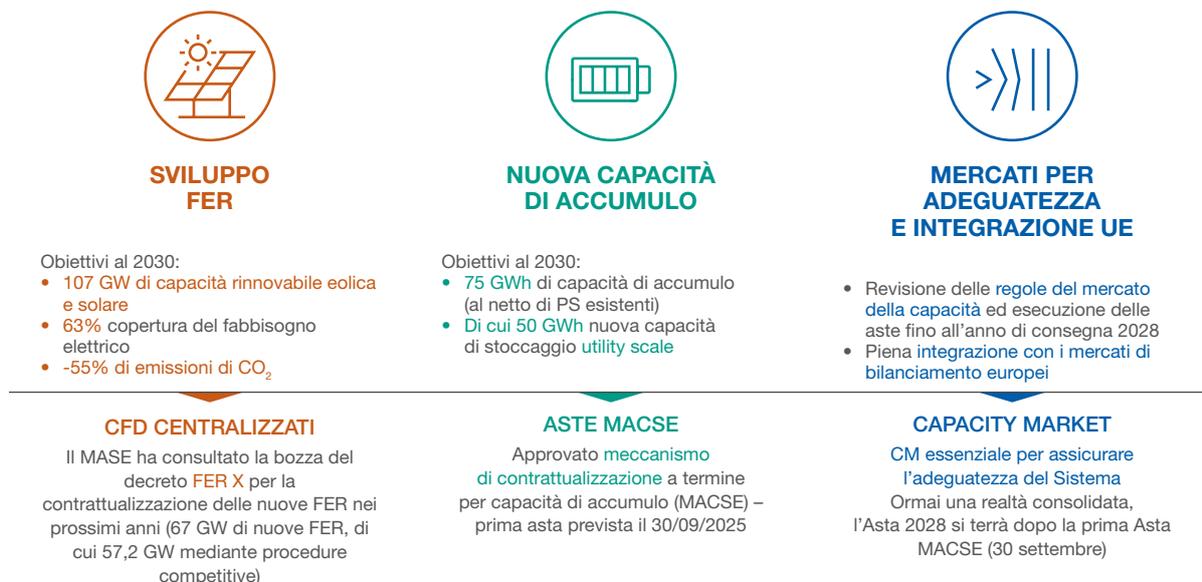
- sole e vento presentano profili di produzione tra loro complementari a livello stagionale e molto diversi anche in termini di ciclicità giornaliera; un sistema fortemente sbilanciato verso una sola fonte (il fotovoltaico, nel caso dell'Italia) presenta una distribuzione non ottimale della produzione nel corso dell'anno e richiede maggiori investimenti in sistemi di accumulo per gestire l'overgeneration strutturale nelle ore centrali della giornata
- il fotovoltaico distribuito di piccola taglia installato su tetto presenta un LCOE 4-5 volte superiore rispetto a un impianto di grande taglia a terra con tracker. Tale divario è imputabile non solo a investimenti iniziali (CAPEX) più elevati — circa 2,7 volte maggiori per MW installato — ma anche a una producibilità annua inferiore, fino al 50% più bassa se paragoniamo il solare su tetto al nord Italia con il solare utility-scale con tracking in Sicilia
- gli impianti distribuiti di piccola taglia (solare e accumuli) sono per la maggior parte gestiti da soggetti non professionali e sono, nella maggior parte dei casi, privi delle tecnologie che ne permettono l'osservabilità e la controllabilità, rendendo inevitabilmente più complessa (e quindi onerosa) la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda invece il secondo punto, ovvero il costo del capitale, è fondamentale creare le giuste condizioni di mercato. Per garantire la finanziabilità degli investimenti pianificati e di conseguenza la loro realizzazione coerente nel tempo e nello spazio con quanto pianificato nel PNIEC sarà necessario proseguire con decisione nel percorso, già avviato dal nostro Paese, di affiancamento ai mercati spot di strumenti competitivi basati sui contratti a termine. Oltre a favorire la bancabilità degli investimenti, tali strumenti offrono vantaggi anche per i consumatori finali, contribuendo a rendere il prezzo dell'energia elettrica in bolletta meno esposto alla volatilità delle commodity fossili, in particolare del gas naturale. I contratti a termine, infatti, permettono di stabilizzare i costi energetici su orizzonti pluriennali, migliorando la prevedibilità della spesa e riducendo il rischio di picchi tariffari legati a tensioni sui mercati internazionali.

I principali strumenti a termine oggi disponibili sono:

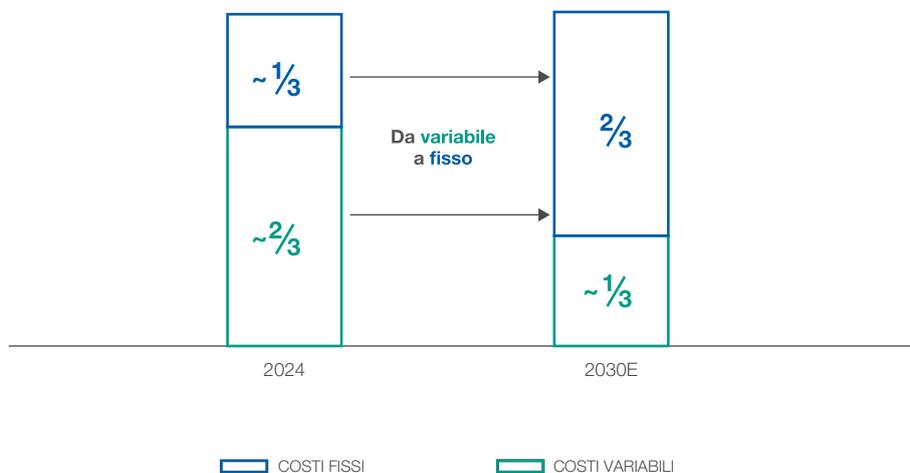
- Il Capacity Market, per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e mantenere in efficienza la capacità a gas convenzionale necessaria.
- Il mercato a termine degli stoccaggi (MACSE), per approvvisionare la nuova capacità di accumulo necessaria a integrare le rinnovabili.
- I contratti per differenza (CFD) previsti dal decreto FER X, per promuovere la realizzazione di nuovi impianti rinnovabili.

**Figura 24 - Necessità di sistema e strumenti contrattuali a termine necessari per garantire lo sviluppo di un efficiente mix di generazione (Fonte: Terna)**



La transizione energetica, se affiancata dagli strumenti a termine, rappresenta quindi non solo una trasformazione tecnologica, ma anche economica, con impatti diretti sulla struttura della bolletta elettrica che diventerà progressivamente meno sensibile alle oscillazioni di prezzo dei combustibili fossili quotati sui mercati internazionali, a vantaggio del consumatore. Ad esempio, i contratti per differenza a due vie non solo rendono stabili i ricavi dei produttori ma proteggono anche i consumatori da prezzi estremi. Infatti, se il prezzo di mercato è superiore al prezzo di esercizio stabilito dal contratto, il produttore deve restituire al sistema la differenza (cf. Box di approfondimento: Contratti per differenza previsti dal Decreto FER X). Di conseguenza, con la crescente diffusione dei CfD il prezzo pagato dai consumatori finali diventerà sempre meno dipendente dal prezzo marginale, stabilito dalla tecnologia gas.

Sulla base delle azioni pianificate nel PNIEC si può stimare che, già nel 2030, solo il 20-30% della bolletta elettrica sarà influenzato dal prezzo dei combustibili fossili, una quota significativamente inferiore rispetto al 2024, quando il prezzo del gas ha inciso per circa due terzi sul totale (cf. Figura 25).

**Figura 25 - Evoluzione dei costi fissi/variabili per il sistema elettrico. (Fonte: elaborazioni Terna)**

## Contratti per differenza previsti dal Decreto FER X

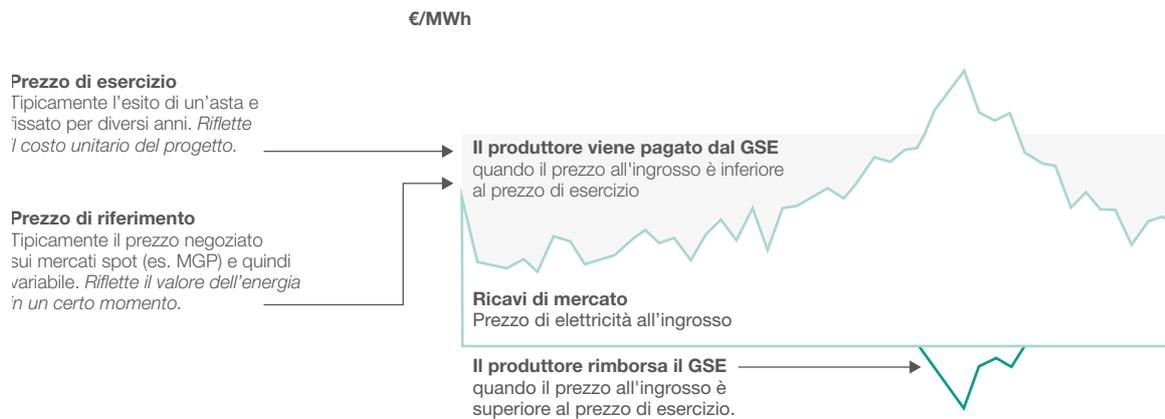
Il governo intende stimolare lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile con i meccanismi cosiddetti FERX. Con il Decreto Ministeriale 457/2024 è entrato in vigore il FER X transitorio che prevede lo svolgimento di due procedure competitive nel corso del 2025. La capacità assegnata dovrà entrare in esercizio entro il 2028.

La prima procedura competitiva ha registrato quasi 12 GW di richieste di partecipazione, di cui 10,1 GW di impianti fotovoltaici (a fronte di un contingente massimo di 8 GW) e 1,7 GW di impianti eolici (a fronte di un contingente massimo di 2,5 GW). La seconda procedura competitiva prevede invece un contingente massimo di 1,6 GW. Tale asta, come previsto dal Net Zero Industry Act, è riservata a impianti fotovoltaici i cui componenti principali non sono originari della Cina.

Il FER X definitivo, attualmente in fase di finalizzazione, ha l'obiettivo di favorire la realizzazione di circa 67 GW di impianti rinnovabili entro il 2030 (tale valore è inclusivo del FER X transitorio).

Il meccanismo a termine si basa su un contratto per differenza a due vie (Contract for Difference, CfD). Questo strumento garantisce all'assegnatario una remunerazione stabile (Figura 26):

- quando il prezzo di mercato dell'energia (prezzo di riferimento) è inferiore al prezzo di aggiudicazione, il GSE compensa la differenza a favore del produttore;
- quando il prezzo di mercato è superiore, è invece il produttore a restituire la differenza al GSE.

**Figura 26 - Funzionamento dei contratti per differenza a due vie per le rinnovabili.**

Per gli impianti di grande taglia, il FER X prevede la partecipazione obbligatoria al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Il volume soggetto al contratto per differenza (CfD) è, in linea generale, l'energia effettivamente immessa in rete. Tuttavia, in caso di limitazioni alla produzione imposte dal gestore di rete (ad esempio per esigenze di bilanciamento o congestione), il produttore viene comunque remunerato sulla base dell'energia producibile, ovvero quella che l'impianto avrebbe potuto generare in assenza di tagli. Questo meccanismo garantisce una copertura economica anche in caso di curtailment, rendendo più prevedibili i ricavi e incentivando la partecipazione attiva delle rinnovabili alla gestione del sistema elettrico.

Per i piccoli impianti (con potenza inferiore a 1 MW), la partecipazione al MSD è facoltativa, ma il meccanismo FER X premia, di fatto, gli impianti che decidono di abilitarsi al mercato MSD. Il FER X prevede che il meccanismo del CfD si applichi all'energia producibile, anche in caso di tagli alla produzione. Tuttavia, per gli impianti di taglia compresa tra 200kW e 1 MW che non optano per l'abilitazione all'MSD, la compensazione viene sospesa nei periodi in cui il prezzo MGP è negativo. Viceversa, gli impianti che partecipano all'MSD, vengono remunerati anche quando il prezzo MGP è inferiore a 0 €/MWh.

Il meccanismo del FER X, pertanto, introduce una importante novità che assumerà sempre maggiore rilevanza nei prossimi anni, attraverso l'incentivazione della sistematica partecipazione delle FER al mercato dei servizi di rete, favorendo una maggiore integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico e contribuendo alla sicurezza e stabilità del Sistema Elettrico Nazionale (SEN).

Più in generale, si osserva come gli strumenti di contrattualizzazione a termine quali il FER X, ma anche il MACSE e il Capacity Market, hanno assunto un ruolo rilevante nel contribuire al soddisfacimento del crescente fabbisogno di flessibilità del sistema elettrico. In tale prospettiva, tutte le risorse di sistema, incluse le nuove tecnologie quali rinnovabili e gli stoccaggi elettrici, ma anche quelle più tradizionali come gli impianti di cogenerazione, potranno contribuire alla fornitura dei servizi necessari alla sicurezza, al bilanciamento e alla stabilità del SEN.

# 3. Evoluzione del settore al 2030 e 2040

## 3.1. Documento di Descrizione degli Scenari 2024

Il Documento di Descrizione degli Scenari (nel seguito DDS 2024), pubblicato nel 2024, rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Il DDS 2024 contiene gli scenari energetici di riferimento propedeutici alla predisposizione dei Piani di Sviluppo (PdS) delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale a livello nazionale.

In questo contesto Terna e Snam hanno sviluppato scenari per l'orizzonte temporale 2030 – 2040, in particolare il documento contiene:

- Scenari che raggiungono i target di policy:
  - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC<sup>9</sup> pubblicato a giugno 2024)
  - al 2035 e al 2040 due scenari in linea con l'obiettivo net zero 2050 e con gli scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs (ENTSO-E e ENTSOG)<sup>10</sup>.
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti come richiesto dalla regolazione vigente):
  - al 2030, 2035 e 2040 uno scenario PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso i target di decarbonizzazione.

Per quanto riguarda l'anno target 2040, il DDS 2024 ha elaborato due ipotesi di evoluzione del sistema energetico Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) che sono coerenti alle storylines degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs.

Maggiori informazioni e dettagli sono rintracciabili all'interno del DDS 2024 disponibile sui siti di Snam e Terna. I seguenti paragrafi illustrano brevemente lo sviluppo del settore civile negli scenari contenuti nel DDS 2024, ovvero nell'orizzonte temporale 2030 – 2040, rappresentando un punto di partenza per l'evoluzione del settore civile nel decennio seguente.

## 3.2. Obiettivi al 2030 e traiettoria 2040

A giugno 2024 è stato pubblicato<sup>11</sup> l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), lo strumento programmatico che traccia il percorso che l'Italia intende seguire nei prossimi anni in ambito sia energetico che climatico. Il PNIEC è stato redatto sulla base del quadro normativo europeo come, ad esempio, i pacchetti legislativi

9 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea il 30/06/2024, declinando a livello nazionale gli obiettivi dei pacchetti legislativi europei "Fit-for-55" e "RepowerEU"

10 Relativamente agli scenari ENTSOs (pubblicati a fine maggio in versione draft) sono state considerate le informazioni più aggiornate disponibili durante la realizzazione del presente DDS 2024..

11 [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC\\_2024\\_revfin\\_01072024.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf)

Fit-for-55 e RepowerEU, e delinea una serie di obiettivi nazionali al 2030. Tra questi figurano gli obiettivi in materia di efficienza energetica, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e i principali strumenti di policy necessari per il loro raggiungimento.

Gli scenari 2030 preparati da Snam e Terna sono allineati alle più recenti indicazioni del governo italiano contenute nel PNIEC. Diversamente, al 2040 il PNIEC specifica che “lo scenario energetico emissivo al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target del PNIEC al 2030 non vincolato ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long-Term Strategy”. Alla luce di ciò, per gli scenari del DDS 2024 si è ricercato il miglior compromesso tra il PNIEC e gli scenari europei elaborati in ambito ENTSOs (già proiettati verso la neutralità climatica al 2050) verso i quali ARERA richiede la massima coerenza possibile.

### 3.3. Principali elementi

Negli anni orizzonte analizzati il processo di elettrificazione porta in tutti gli scenari ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico (Tabella 2), guidato principalmente dalla diffusione dei veicoli elettrici, delle pompe di calore, dalla crescita dei consumi dei data center e dalla produzione di Idrogeno tramite elettrolisi. Nel caso dello scenario DE-IT, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani si arriva a 439 TWh.

**Tabella 2 - Evoluzione del fabbisogno elettrico 2023-2040 [TWh]**

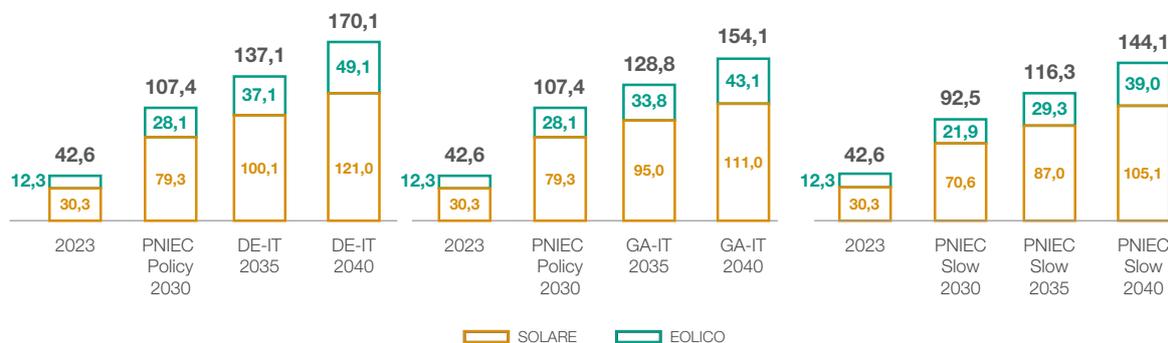
	2023	2030		2035			2040		
	STORICO	PNIEC POLICY	PNIEC SLOW	DE-IT	GA-IT	PNIEC SLOW	DE-IT	GA-IT	PNIEC SLOW
Usi finali	278,6	319,9	309,3	345,3	333,9	330,7	377,8	355,0	352,1
Industria	107,1	115,1	112,2	117,6	114,5	115,8	120,9	113,6	119,5
Civile	162,0	172,8	172,3	181,3	178,1	178,5	191,8	185,7	184,7
Trasporti	9,5	32,0	24,8	46,5	41,4	36,4	65,0	55,7	47,9
Usi energetici	8,7	20,0	16,6	27,9	28,1	22,4	34,9	35,4	28,1
<i>di cui tradizionali (es, raffinerie)</i>	8,7	10,0	10,8	9,1	9,4	9,6	7,4	7,9	8,3
<i>di cui produzione H2 (elettrolisi)</i>	0	10,0	5,8	18,8	18,8	12,8	27,5	27,5	19,8
Perdite di rete	18,2	22,0	20,7	23,7	23	22,4	26,2	24,8	24,1
<b>Fabbisogno elettrico</b>	<b>305,6</b>	<b>361,9</b>	<b>346,6</b>	<b>396,9</b>	<b>385,0</b>	<b>375,5</b>	<b>439,0</b>	<b>415,2</b>	<b>404,4</b>

La copertura di questo fabbisogno è affidata a una sempre maggiore quota di capacità solare ed eolica che al 2040 varia tra un minimo di 144 GW (scenario PNIEC slow) a un massimo di 170 GW (scenario DE-IT), con la tecnologia solare che resta in tutti gli scenari la tecnologia dominante (Figura 27).

Date le elevate quantità di nuova capacità solare ed eolica attese, per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta e integrare tali volumi di FER è necessario lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo. I nuovi sistemi di accumulo includono sia soluzioni “utility-scale” (impianti di pompaggio idroelettrico o batterie elettrochimiche con un rapporto energia/potenza pari a 4-8 ore) sia soluzioni “small-scale”: batterie elettrochimiche a rapporto energia/potenza di 2-4 ore affiancate allo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia in modo da incrementare l'autoconsumo.

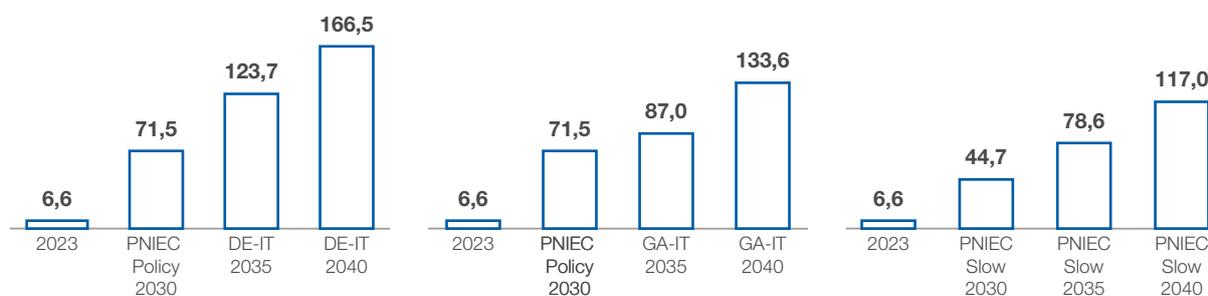


Figura 27 - Capacità FER 2023-2040 [GW]



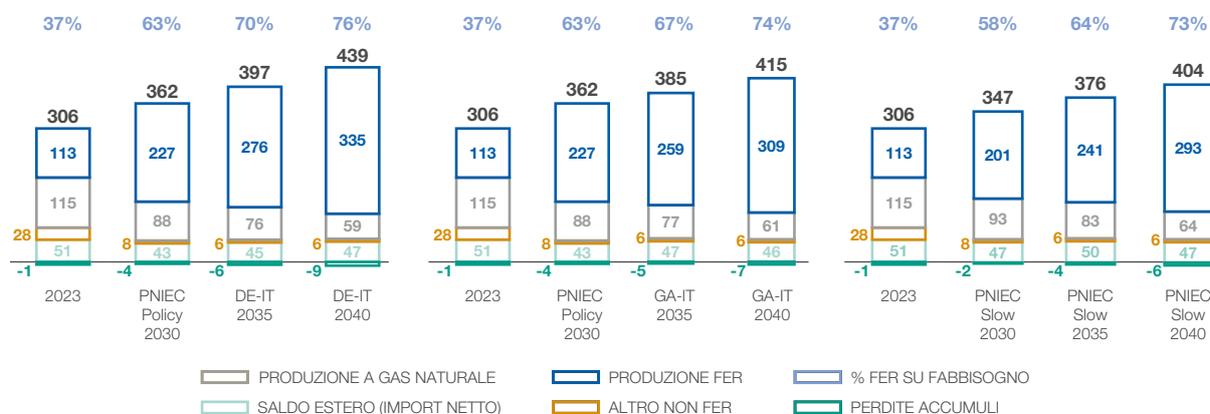
La Figura 28 mostra la capacità complessiva degli accumuli attesa nei vari scenari, al netto dei pompaggi esistenti.

Figura 28 - Capacità di accumulo 2023-2040 [GWh]



Considerando le capacità FER e di accumulo ipotizzate, si arriva a coprire circa il 63% del fabbisogno nello scenario PNIEC Policy e il 78% nello scenario DE-IT 2040 con fonti a zero emissioni (Figura 29). La produzione termoelettrica subisce una forte riduzione per il progressivo sviluppo delle FER e dei sistemi di accumulo, che comportano la progressiva riduzione delle ore di funzionamento degli impianti a gas.

Figura 29 - Bilancio sistema elettrico 2023-2040 [GWh]



# 4. Sintesi interazione con rappresentanti di settore

Come anticipato nel Capitolo 1, per elaborare la presente nota tecnica è stato consultato un panel di soggetti considerati rappresentativi del settore provenienti da associazioni e istituzioni di riferimento. Nel caso specifico della presente nota, sono stati consultati:

- Elettricità Futura;
- Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV);
- Italia Solare;
- Associazione Nazionale Imprese Elettrotecniche (ANIE);
- Italcogen;
- Associazione Italiana Nucleare (AIN);
- RSE;
- ENEA.

Quanto emerso dalle interviste e dai materiali resi disponibili dai soggetti indicati è stato poi analizzato e valutato ai fini della realizzazione della presente nota.

In particolare, gli elementi emersi, a cui prestare maggiormente attenzione nell'analizzare la transizione del sistema energetico italiano verso i target previsti dalla normativa per il 2050, sono:

- La maturità tecnologica - fotovoltaico ed eolico onshore sono ormai tecnologicamente mature e commercialmente competitive, mentre il nucleare di piccola taglia ("Small Modular Reactor", SMR), la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) e l'eolico offshore galleggiante (floating), devono ancora completare il proprio percorso di sviluppo.
- Una eventuale maggiore espansione della fonte eolica - questo permetterebbe di ottenere profili di generazione più equilibrati (meno legati al ciclo giorno/notte della generazione fotovoltaica) e distribuiti nel tempo, sia a livello giornaliero che stagionale, con indubbi vantaggi nei costi di sistema per l'integrazione di tali fonti (reti, accumuli e capacità di backup).
- Lo sviluppo dell'accumulo di energia - le tecnologie oggi mature includono gli accumuli elettrochimici (batterie) e, ovviamente, i sistemi di pompaggio idroelettrico, mentre le soluzioni più innovative, come quelle basate su chimiche differenti o sull'utilizzo di fluidi comprimibili (e.g. aria compressa, CO<sub>2</sub>, ...), sono ancora in fase di sviluppo e scaling.
- Il ruolo della generazione termoelettrica (inclusa la cogenerazione ad alto rendimento) – probabilmente questa tecnologia manterrà un ruolo strategico di supporto alle rinnovabili anche nel lungo termine, purché sia sempre più flessibile, efficiente e a basse emissioni.



- La generazione nucleare – in particolare la tecnologia SMR<sup>12</sup> potrebbe offrire prestazioni analoghe a quelle dell'attuale parco di generazione programmabile. A valle di una prima fase di sviluppo, in cui lavorerebbe in parallelo alla rimanente quota di generazione termoelettrica convenzionale, una sua progressiva crescita diventerebbe inevitabilmente alternativa – e non più complementare - alla generazione termoelettrica convenzionale.

Inoltre, dalla interazione con i rappresentanti di settore emerge la convinzione che la transizione verso tecnologie ad alta intensità di capitale (CAPEX) implica una minore volatilità dei prezzi dell'energia, elemento positivo per la sicurezza energetica. In tale contesto, strumenti a termine come i contratti per differenze a due vie (e.g. FER-X), il MACSE e il Capacity Market possono garantire la finanziabilità degli investimenti e l'accesso al capitale necessario a costi competitivi. È fondamentale che tali strumenti vengano mantenuti, aggiornati e replicati in modo strutturale per accompagnare efficacemente l'evoluzione del sistema energetico anche oltre il target 2030.

---

<sup>12</sup> Ad oggi mancano ancora esempi concreti che dimostrino la capacità degli impianti nucleari (in particolare gli SMR) di fornire un livello di flessibilità pari a quello dei cicli combinati a gas (CCGT). Molti progetti SMR in fase di sviluppo, tuttavia, puntano proprio a questa caratteristica, con l'obiettivo di affiancare le fonti non programmabili.

# 5. Prospettive di sviluppo al 2050

Nell'ambito degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, le tecnologie di generazione elettrica a basse emissioni assumono un ruolo fondamentale. Come già più volte argomentato, infatti, il ruolo del vettore elettrico in ottica 2050 sarà sempre più centrale, se si considera l'incremento atteso dell'elettrificazione in tutti i settori di consumo. Dal settore civile per via dell'incremento delle installazioni di pompe di calore, a quello dei trasporti con il passaggio alla mobilità elettrica, per arrivare all'elettrificazione di molti processi industriali e all'incremento della domanda elettrica per servizi di cloud computing e data center.

## 5.1 Tecnologie per la copertura della domanda

Il panorama delle tecnologie di generazione a basso impatto emissivo è ampio e diversificato, comprendendo sia soluzioni già oggi mature, disponibili e competitive su scala industriale sia tecnologie che scontano ancora un gap di maturità tecnologica. Pur essendo considerate strategiche per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine, queste ultime necessitano di completare il proprio percorso di maturazione per poter essere adottate su larga scala a costi sostenibili. Affinché ciò sia possibile, è fondamentale promuovere sia l'innovazione tecnologica sia l'adozione di un quadro industriale e normativo favorevole, capace di incentivare e accompagnare lo sviluppo di queste soluzioni.

Il solare fotovoltaico e l'eolico onshore sono oggi considerate tecnologie mature, perché hanno già sperimentato una fortissima riduzione dei costi nell'ultimo decennio, accompagnata da continui progressi tecnologici che ne hanno aumentato l'efficienza e/o la producibilità media. Entrambi i fattori hanno contribuito alla riduzione del cosiddetto "LCOE" (Levelised Cost of Energy), un parametro che rappresenta il costo medio di generazione per MWh di energia lungo l'intera vita utile di un impianto, portandolo a livelli già oggi pienamente competitivi con le fonti fossili convenzionali.

Tra le tecnologie di generazione non ancora mature, ma più promettenti in ottica prospettica per la copertura della domanda elettrica, sono stati individuati il nucleare di piccola taglia, la generazione termoelettrica convenzionale a gas con CCS e l'eolico offshore galleggiante (più interessante di quello fisso per via delle caratteristiche dei fondali marini italiani).

Un ruolo fondamentale nella copertura della domanda sarà infine coperto dagli stoccaggi elettrici (ovvero risorse in grado di prelevare energia elettrica dalla rete in un certo istante di tempo per accumularla e poi restituirla al sistema in un momento successivo con un rendimento di ciclo accettabile); ad oggi le tecnologie di accumulo elettrico mature sono pompaggi idroelettrici e batterie agli ioni di litio ma è plausibile ipotizzare che nel medio-lungo termine potranno emergere anche altre tecnologie (sia elettrochimiche sia meccaniche).

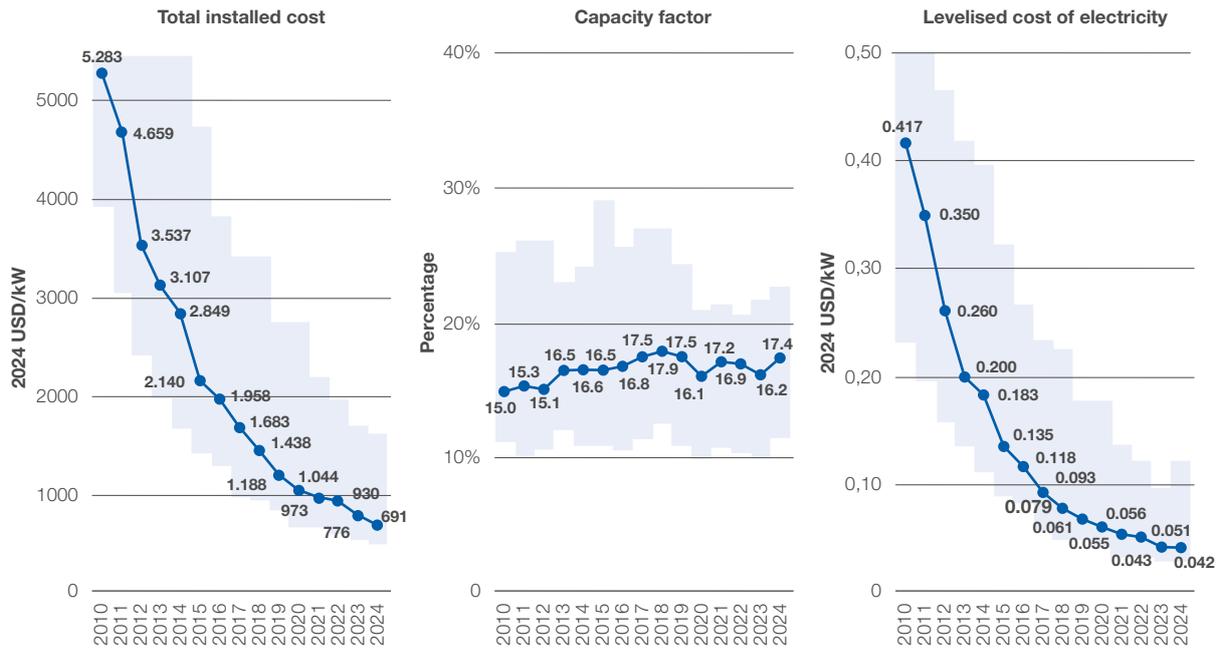


## 5.1.1. Tecnologie a elevato grado di maturità

### Solare

La rapida riduzione dei costi e i notevoli progressi tecnologici del solare fotovoltaico sono sintetizzati in Figura 30<sup>13</sup>.

**Figura 30 - Costi di installazione, fattore di capacità e LCOE del solare utility scale, media globale (Fonte: IRENA)**

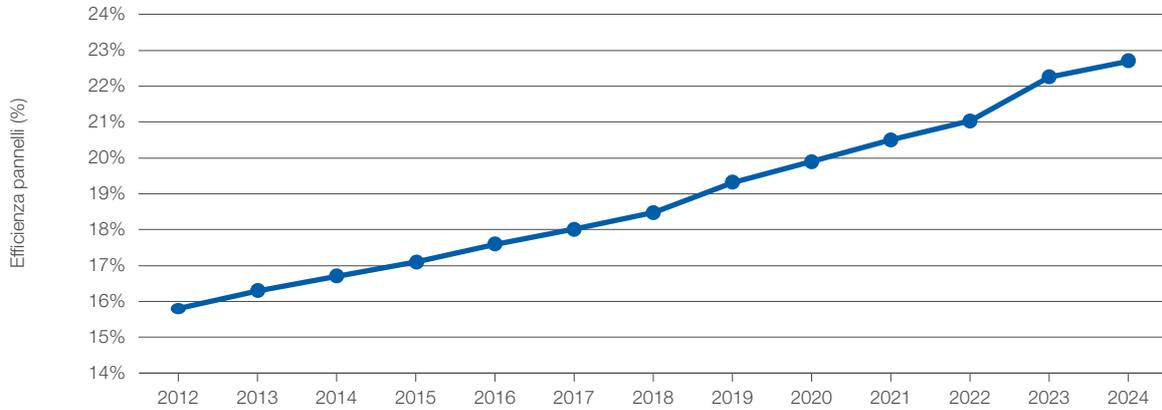


Sulla riduzione dei costi sperimentata dal solare utility scale hanno pesato principalmente minori costi dei pannelli e degli inverter, ma anche un calo nei costi di EPC, installazione e sviluppo. Il mercato europeo in particolare ha sperimentato una diminuzione media dei prezzi dei moduli pari al 50% tra il 2020 e il 2024; mentre i moduli bifacciali hanno registrato una riduzione di circa il 30% nello stesso arco temporale. Parallelamente, a una riduzione dei costi si è assistito ad un incremento della producibilità degli impianti dovuta a diversi fattori, tra cui un aumento del rendimento dei pannelli, una maggior diffusione dell'utilizzo di sistemi con tracking<sup>14</sup>, di pannelli bifacciali<sup>15</sup>, così come migliori tecniche sugli inverter. La Figura 31 mostra l'incremento di oltre sei punti percentuali dell'efficienza dei pannelli solari monocristallini tra il 2012, e il 2024 (+40% in termini relativi); tale incremento permette, quindi, di produrre una maggiore quantità di energia a parità di superficie occupata.

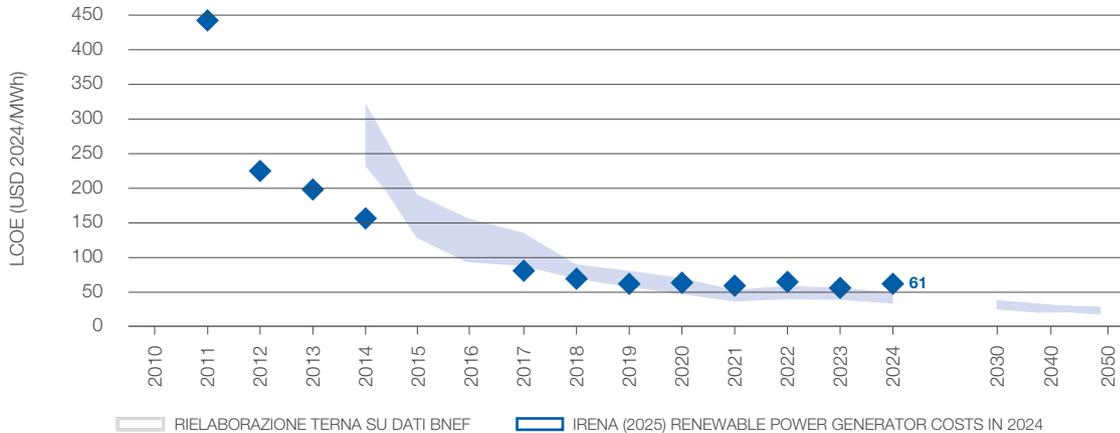
13 IRENA (2025), Renewable power generation costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

14 I sistemi con tracking o inseguimento fanno uso di meccanismi che orientano automaticamente i pannelli solari con l'obiettivo di massimizzare l'esposizione al sole durante il giorno.

15 I pannelli bifacciali sono progettati per catturare la luce solare da entrambi i lati. Il lato frontale cattura la luce diretta, il lato posteriore cattura quella riflessa dalla superficie su cui vengono installati i pannelli a seconda del fattore di albedo.

**Figura 31 - Evoluzione efficienza pannelli solari monocristallini**

Analogamente al trend globale appena descritto, anche per l'Italia si osserva una riduzione dell'LCOE come mostrato in Figura 32. Secondo IRENA<sup>16</sup>, l'LCOE del solare italiano è diminuito dell'87% tra il 2010 e il 2024, passando da oltre 460 USD/MWh a circa 60 USD/MWh. Analogamente anche BloombergNEF (BNEF)<sup>17</sup> segnala un calo simile tra il 2014 e il 2024 con una riduzione di oltre l'80%; è attesa una ulteriore riduzione di tali costi in ottica 2050 di oltre il 40%.

**Figura 32 - LCOE solare PV Italia: evoluzione storica e prospettica**

Il calcolo dell'LCOE risente di notevole variabilità a seconda degli input utilizzati. Se da un lato la struttura dei costi e la variabilità di CAPEX e OPEX è più stabile tra le varie zone italiane, la producibilità introduce elementi di variabilità notevoli. Come calcolato anche dall'Energy&Strategy del Politecnico di Milano<sup>18</sup>, per un impianto da 30MW con sistema di tracking, l'LCOE si attesta, per i siti migliori per i quali vengono assunte 2.000 ore equivalenti di funzionamento, su 55-65 EUR/MWh<sup>19</sup>; il range però si alza se vengono considerate 1.500 ore di funzionamento. Analogamente per

16 IRENA (2025), Renewable Power Generation Costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

17 Rielaborazione Terna su dati BNEF.

18 Renewable Energy Report 2025, Energy&Strategy, Politecnico di Milano.

19 Il range fa riferimento a diversi livelli di CAPEX assunti nello studio (900-1000 EUR/kW) per l'impianto da 30 MW.

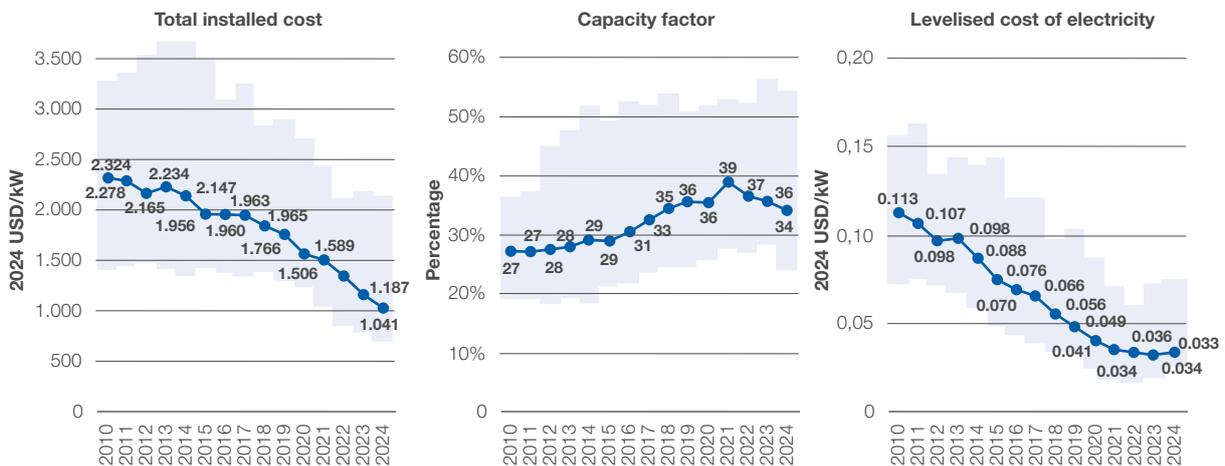


impianti medio-piccoli da 1 MW l'LCOE varia da 70-80 EUR/MWh con 1500 ore equivalenti, fino a 85-95 EUR/MWh per le zone meno favorevoli. Per gli impianti di piccola taglia residenziale si possono osservare valori di LCOE anche superiori a 200 EUR/MWh. Nonostante anche gli impianti residenziali abbiano sperimentato una riduzione dei costi, questi rimangono notevolmente più elevati rispetto ad impianti di taglia utility scale per una serie di fattori: assenza di economie di scala nella fase di installazione, maggiori costi di esercizio e manutenzione, disposizioni non ottimali delle falde dei tetti, assenza di sistemi di tracking.

## Eolico

Anche l'eolico onshore ha sperimentato dal 2010 una netta riduzione dei costi di installazione, accompagnata da un aumento della producibilità media che hanno dato luogo a una progressiva riduzione degli LCOE come mostrato in Figura 33.

**Figura 33 - Costi di installazione, fattore di capacità e LCOE per l'eolico onshore, media globale (Fonte: IRENA)**



L'aumento di producibilità registrato a livello globale dipende da diversi fattori, tra cui l'utilizzo di turbine con diametro maggiore, crescente altezza del mozzo dell'aerogeneratore ("hub height"), sistemi di controllo più sofisticati, analisi più dettagliate dei progetti in termini di valutazione della risorsa e modellizzazione digitale per massimizzare la producibilità dei siti.

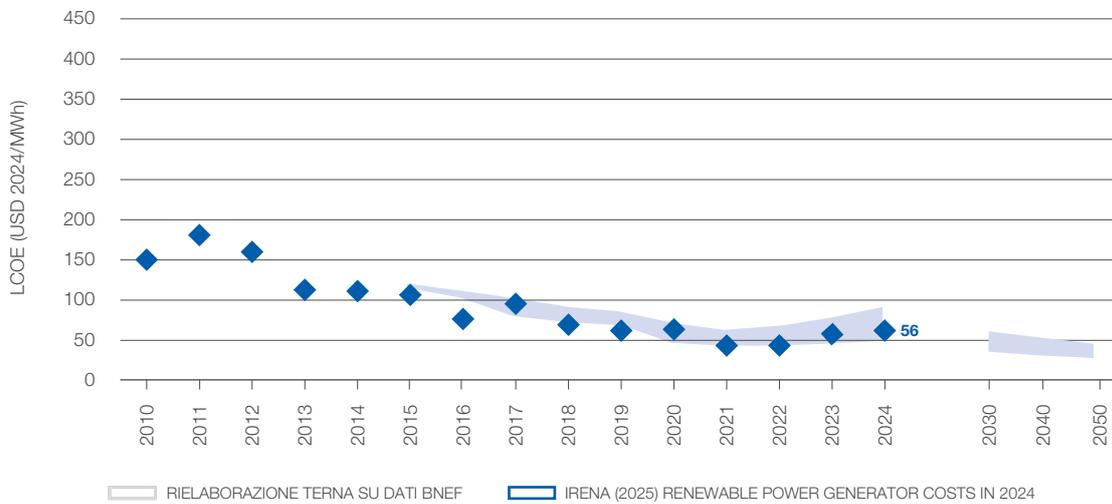
Sulla riduzione dei costi ha pesato principalmente la riduzione dei costi delle turbine che rappresentano la voce principale per i progetti eolici onshore (secondo le stime IRENA il prezzo delle turbine sarebbe diminuito di oltre il 50% tra il 2010 e il 2024<sup>20</sup>). Altri elementi che hanno contribuito sono stati l'utilizzo di materiali più leggeri e durevoli che hanno ridotto i costi di costruzione e trasporto accompagnati da una riduzione dei costi di O&M grazie a tecnologie digitali.

Anche in questo caso, l'evoluzione dell'LCOE dell'eolico onshore in Italia ha registrato un andamento analogo al trend globale appena descritto, come mostrato in Figura 34. Secondo IRENA<sup>21</sup>, l'LCOE dell'eolico italiano sarebbe diminuito del 63% tra il 2010 e il 2024, passando da 150 USD/MWh a circa 56 USD/MWh. Analogamente anche BloombergNEF (BNEF)<sup>22</sup> segnala un calo coerente tra il 2015 e il 2024 con una riduzione del 50%, è attesa una ulteriore riduzione di tali costi di oltre il 40% in ottica 2050.

20 IRENA (2025), Renewable Power Generation Costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

21 IRENA (2025), Renewable Power Generation Costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

22 Rielaborazione Terna su dati BNEF.

**Figura 34 - LCOE eolico onshore Italia: evoluzione storica e prospettica**

Come nel caso del solare, anche per l'eolico onshore il calcolo dell'LCOE risente della variabilità della producibilità. Come calcolato dall'Energy&Strategy del Politecnico di Milano<sup>23</sup>, per un impianto da 30MW, l'LCOE varia tra 70-80 EUR/MWh e 85-95 EUR/MWh a seconda che si consideri un numero piuttosto alto di ore equivalenti pari a 2500 o un valore più conservativo pari a 2000<sup>24</sup>.

## Stoccaggio elettrico (pompaggio idrico e batterie agli ioni di litio)

Con l'aumento della generazione rinnovabile, il ruolo degli stoccaggi diventa sempre più importante come abilitatori dell'integrazione delle FER nel sistema elettrico. Il primo e fondamentale ruolo degli stoccaggi, soprattutto per il sistema italiano caratterizzato da una forte penetrazione della generazione fotovoltaica, consiste nell'accumulare energia durante le ore centrali della giornata per poi restituirla al sistema nelle ore in cui la radiazione solare è assente. A fianco a tale servizio, gli stoccaggi permettono di aumentare la flessibilità e la resilienza del sistema, ridurre le congestioni di rete, stabilizzare la frequenza e fornire capacità di backup.

Ci sono varie tecnologie in grado di fornire stoccaggio elettrico, come verrà approfondito nel box dedicato. Si possono considerare tecnologie ad elevato grado di maturità i pompaggi idrici e le batterie agli ioni di litio.<sup>25</sup> Ad oggi queste ultime sono la tecnologia che sta riscuotendo maggiore successo, per via dello sviluppo tecnologico raggiunto, dei costi di installazione sempre più competitivi e di iter autorizzativi relativamente brevi (perlomeno se paragonati ai pompaggi idroelettrici). Si è assistito negli ultimi anni a una crescita notevole delle installazioni di stoccaggi elettrochimici a livello mondiale, trainata principalmente da Cina e Stati Uniti.

La diffusione di tale tecnologia è stata accompagnata da una riduzione significativa dei costi, ad eccezione del 2022, quando, a seguito di instabilità geopolitiche e dinamiche inflazionistiche a livello globale, i costi delle batterie sono aumentati di quasi il 40% rispetto all'anno precedente. Da allora i prezzi sono tornati nuovamente a scendere. Alla riduzione dei costi hanno contribuito il progresso tecnologico che ha favorito un aumento dell'efficienza dei materiali e dei processi di produzione, permettendo di sfruttare le economie di scala ma anche la crescita vertiginosa dell'offerta che ha aumentato la competizione contribuendo a una riduzione dei prezzi come ulteriormente dettagliato in Figura 35.

<sup>23</sup> Renewable Energy Report 2025, Energy&Strategy, Politecnico di Milano.

<sup>24</sup> Il range fa riferimento a diversi livelli di CAPEX assunti nello studio pari a 1500-1700 EUR/kW.

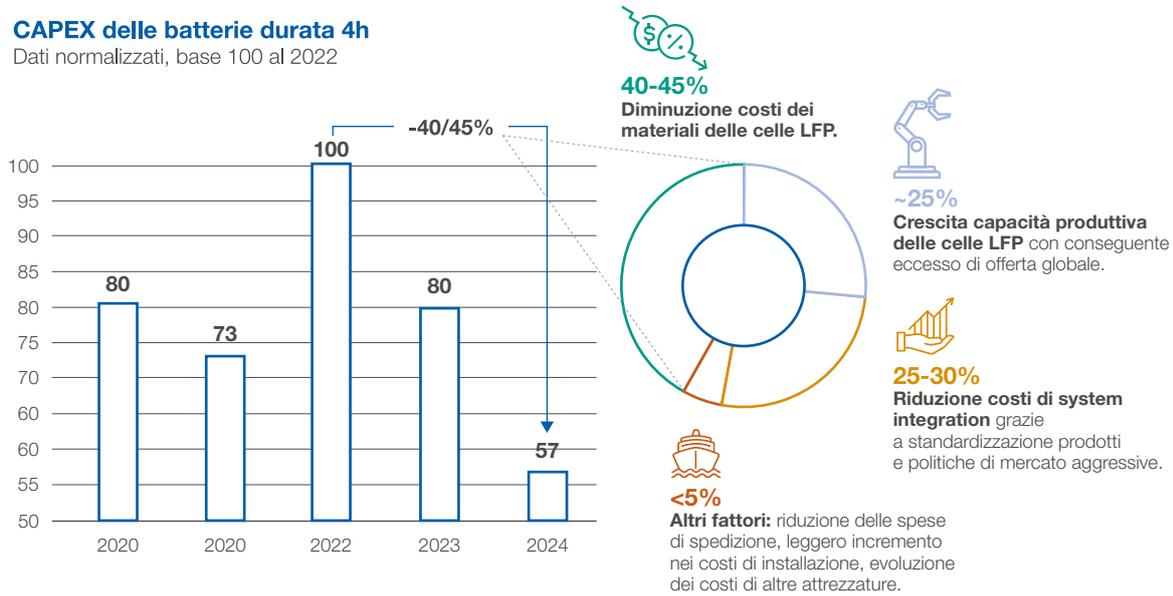
<sup>25</sup> Terna, Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica, giugno 2025



Figura 35 - Evoluzione dei costi delle batterie<sup>26</sup> e relativi driver

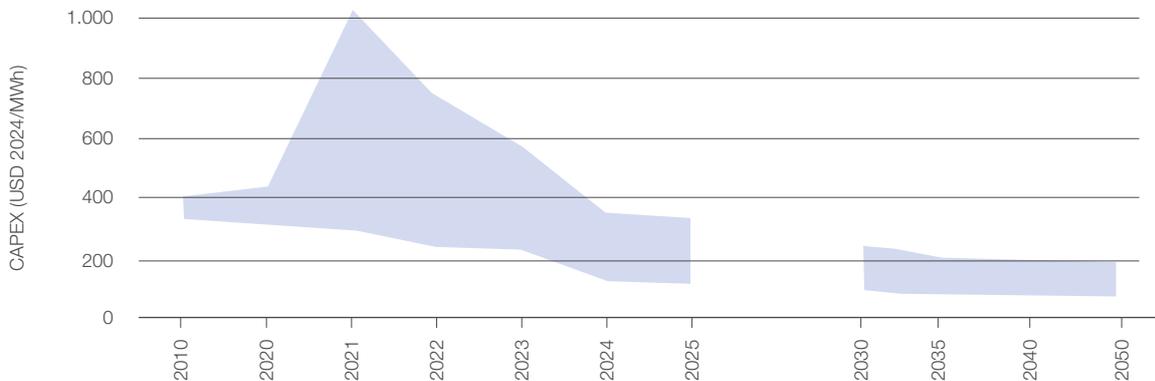
**CAPEX delle batterie durata 4h**

Dati normalizzati, base 100 al 2022



Tra il 2019 e il 2024 si è registrata una riduzione media dei CAPEX delle batterie al litio da 4h di oltre il 20% e un'ulteriore riduzione del 50% è attesa in ottica 2050, come riportato in Figura 36. Il range rappresenta la variabilità del CAPEX a seconda dell'area geografica considerata.

Figura 36 - CAPEX batterie al litio da 4h<sup>27</sup>: evoluzione storica e prospettica



Il 30 Settembre 2025 si è svolta la prima asta MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) durante la quale sono stati assegnati 10GWh di accumuli tra Centro Sud, Calabria, Sud e Isole, coprendo

26 Includono: moduli batteria, rack, balance of system, elettronica di potenza, EPC, costo di integrazione del sistema (incluso margine), spedizione e dazi, installazione e messa in servizio. Esclusi i costi di connessione alla rete, terreni e sviluppo.

27 Rielaborazione Terna su dati BNEF.

l'intero fabbisogno richiesto. L'asta si è conclusa con l'assegnazione della capacità con un prezzo medio ponderato pari a quasi 13,000 €/MWh/anno. A partire da questo valore e assumendo un range di IRR del possibile investimento pari a 5%-8%, se ne deduce che il CAPEX relativo ai progetti sarebbe compreso in un range di circa 70-110 €/kWh, un valore decisamente inferiore a quanto rintracciabile in letteratura. Questo risultato fa supporre che in futuro si possa verificare un'ulteriore riduzione dei costi, molto più veloce di quanto prospettato dagli analisti.

## 5.1.2. Tecnologie in fase di sviluppo

A fianco di tecnologie già mature, ci sono una serie di opzioni tecnologiche, ancora in via di sviluppo, che paiono maggiormente promettenti nel lungo termine per contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine quali nucleare di piccola taglia, gas + CCS ed eolico offshore.

### Nucleare (SMR/AMR)

L'interesse verso la tecnologia nucleare, da sempre presente nei generation mix di diversi paesi a livello mondiale, è cresciuto notevolmente negli ultimi anni non solo per il contributo che questa tecnologia può dare alla decarbonizzazione dei sistemi energetici ma anche per il ruolo chiave che può svolgere nella diversificazione degli approvvigionamenti, diventata una priorità strategica per l'Europa in seguito all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.

Il più recente progresso tecnologico sta portando a un profondo ripensamento della tradizionale configurazione dei grandi impianti nucleari che potrebbero essere affiancati da nuove installazioni basate su reattori di piccola taglia – Small Modular Reactor (SMR) e Advanced Modular Reactor (AMR). Queste soluzioni promettono maggiore flessibilità operativa, affidabilità e sostenibilità economica, grazie alla standardizzazione dei componenti e alla possibilità di integrazione anche in contesti industriali, ad esempio per applicazioni cogenerative. Queste nuove tipologie di nucleare (nuovo nucleare) sono caratterizzate da un design modulare, da sistemi di sicurezza passiva avanzati e dimensioni più piccole (sia dal punto di vista dell'utilizzo di superficie sia dal punto di vista della capacità produttiva, 100-450 MW).

Il nuovo nucleare offre inoltre la possibilità di produrre elettricità e calore a diversi livelli di temperatura: 300°C con gli SMR e fino a 950°C con gli AMR, rendendo la tecnologia particolarmente interessante per l'utilizzo nelle reti di teleriscaldamento e per la decarbonizzazione del settore industriale in cui vi è sia fabbisogno di elettricità che di calore (si pensi ad esempio a processi quali la produzione di carta o le lavorazioni del settore chimico). Un'ulteriore caratteristica del nuovo nucleare è quella di poter produrre idrogeno alimentando gli elettrolizzatori con elettricità e vapore ad alta temperatura. L'idrogeno può infatti essere prodotto sfruttando un SMR in tre possibili modalità<sup>28</sup>:

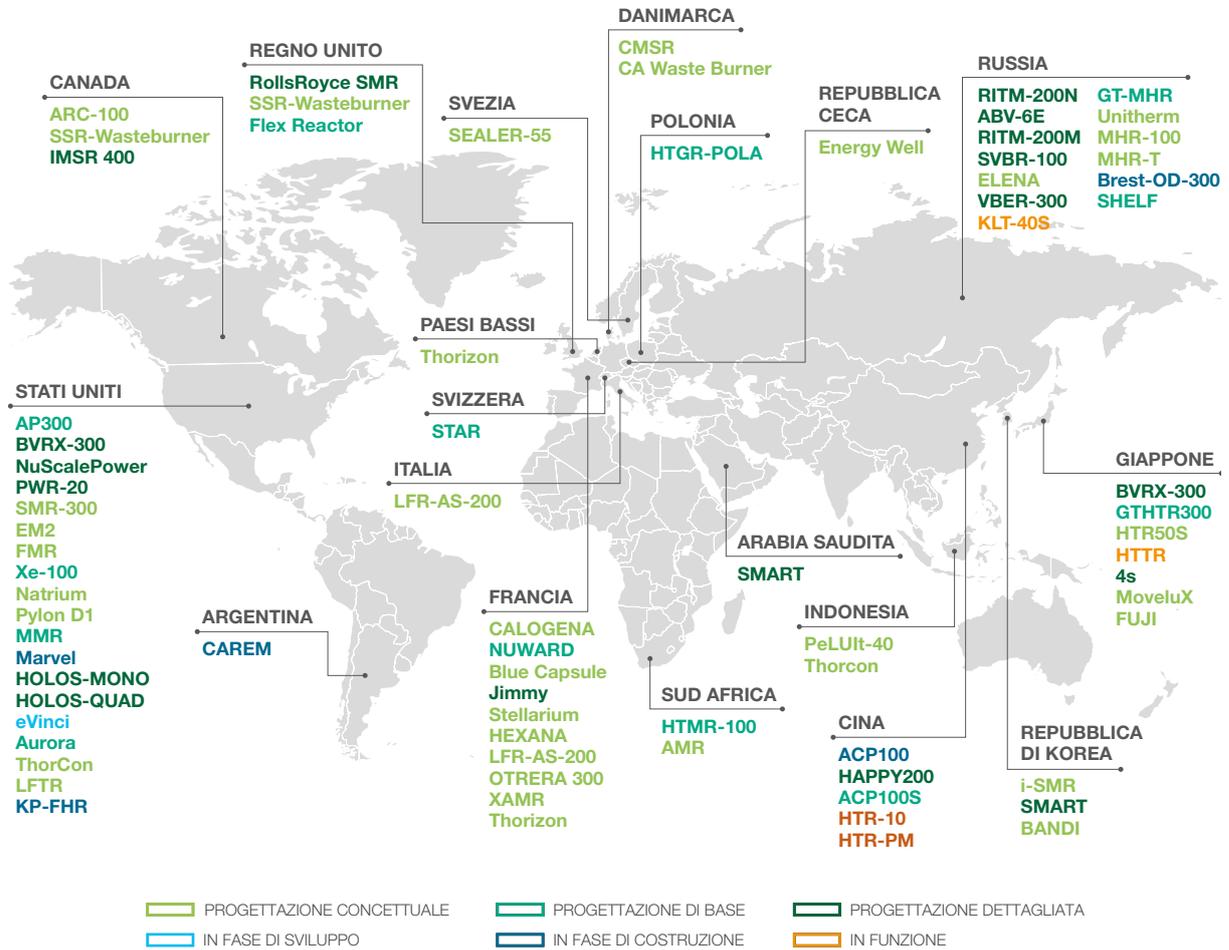
1. elettrolisi classica a bassa temperatura (LTE – Low Temperature Electrolysis) in cui l'SMR fornisce semplicemente energia elettrica;
2. elettrolisi ad alta temperatura (HTSE – High Temperature Steam Electrolysis) in cui l'SMR fornisce sia energia elettrica che vapore;
3. processo termochimico in cui viene utilizzato solo calore ad altissima temperatura che necessita di SMR di nuova generazione in grado di raggiungere temperature molto elevate.

Nonostante la presenza di numerosi progetti di reattori modulari, è molto complicato fare previsioni sulla possibile riduzione dei costi di investimento e sugli effettivi tempi di costruzione. Il panorama tecnologico degli SMR e degli AMR include un elevato numero di opzioni con caratteristiche tecniche molto diverse che includono sia reattori ad acqua che reattori che utilizzano refrigeranti alternativi, come sali fusi e gas. La mappa in Figura 37 riporta i progetti mappati nel mondo e il loro livello di avanzamento.

<sup>28</sup> Small Modular Reactors – Advances in SMR developments, 2024. International Atomic Energy Agency.



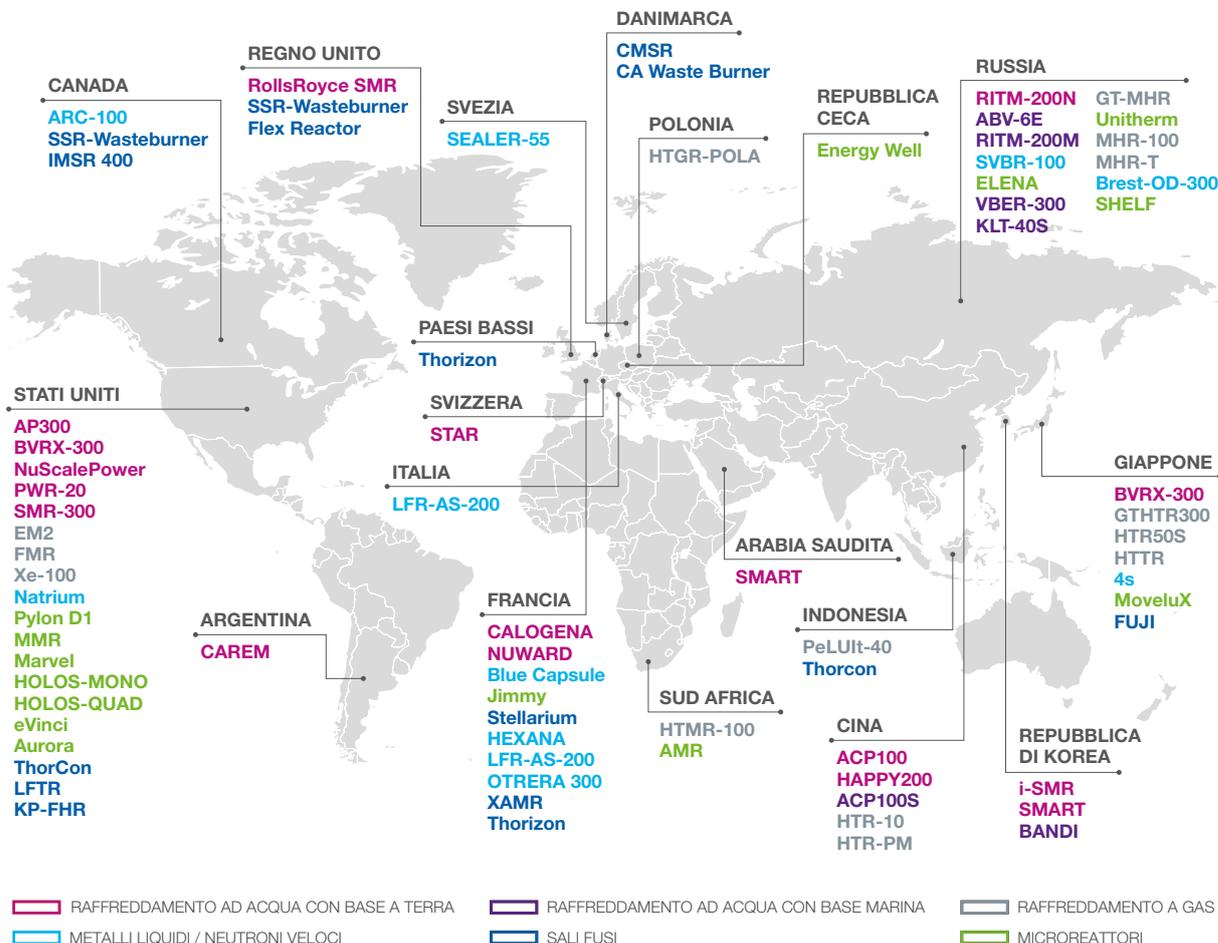
Figura 37 - Progetti SMR nel mondo per grado di avanzamento<sup>29</sup>



A oggi sono stati mappati una serie di progetti SMR che, come detto, sfruttano tecnologie eterogenee: il raffreddamento con acqua (land-based o marine-based), il raffreddamento tramite gas, metalli liquidi, sali fusi o microreattori, come illustrato nella mappa seguente.

29 Small Modular Reactor Catalogue 2024, International Atomic Energy Agency (<https://nucleus.iaea.org/sites/smr/SitePages/SMR-Databases.aspx>).

Figura 38 - Progetti SMR nel mondo per tipologia<sup>30</sup>



L'International Energy Agency (IEA) fornisce delle stime sulla possibile riduzione dei costi del nuovo nucleare in Europa prospettando una riduzione dell'LCOE che arriverebbe a 120-125 USD/MWh nel 2050, a seconda dello scenario considerato<sup>31</sup> come riportato in Figura 39. Una decrescita più aggressiva dell'LCOE è invece ipotizzata dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) per il mercato americano, in cui il range ipotizzato al 2050 è pari a 42-94 USD 2022/MWh. Infine, a settembre 2025, la Commission de Régulation de l'Energie<sup>32</sup> francese ha pubblicato delle stime sull'evoluzione del costo del nuovo nucleare, basate su studi pubblici, che prospettano una riduzione del LCOE del 23% tra il 2030 e il 2050: da circa 120 EUR/MWh nel 2030 a 93 EUR/MWh nel 2050.

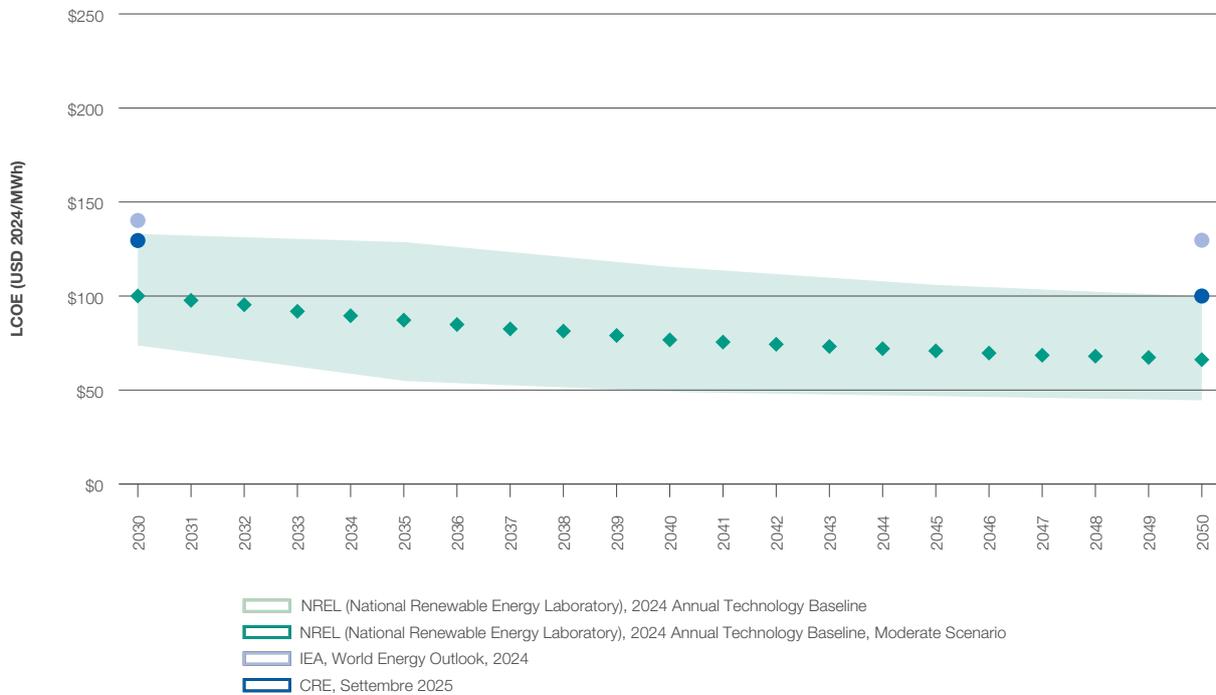
30 Ibid.

31 IEA, World Energy Outlook, 2024. Le percentuali fanno riferimento ai valori ipotizzati nello scenario Stated Policies. I valori fanno riferimento ai costi dei nuovi reattori "nth-of-a-kind" includendo, quindi, sostanziali riduzioni rispetto al caso "first-of-a-kind". Valori in USD 2023.

32 CRE, Commission de régulation de l'énergie, "L'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR/AMR) dans les systèmes énergétiques," settembre 2025



Figura 39 - Prospettive di evoluzione dell'LCOE nucleare 2030 – 2050 (USD/MWh)



## Eolico offshore

L'eolico offshore è una tecnologia che, dal 2010, ha visto una progressiva riduzione dei costi accompagnata da un incremento della producibilità imputabili alla crescita dimensionale delle turbine e al miglioramento dei processi produttivi; tuttavia, l'offshore non è ancora considerata una tecnologia pienamente matura come suggeriscono anche i numeri relativi alla capacità installata. Ad esempio, a livello europeo risultano installati 248 GW di capacità eolica onshore e solamente 37GW di eolico offshore<sup>33</sup> (sostanzialmente tutti della tipologia fixed-bottom).

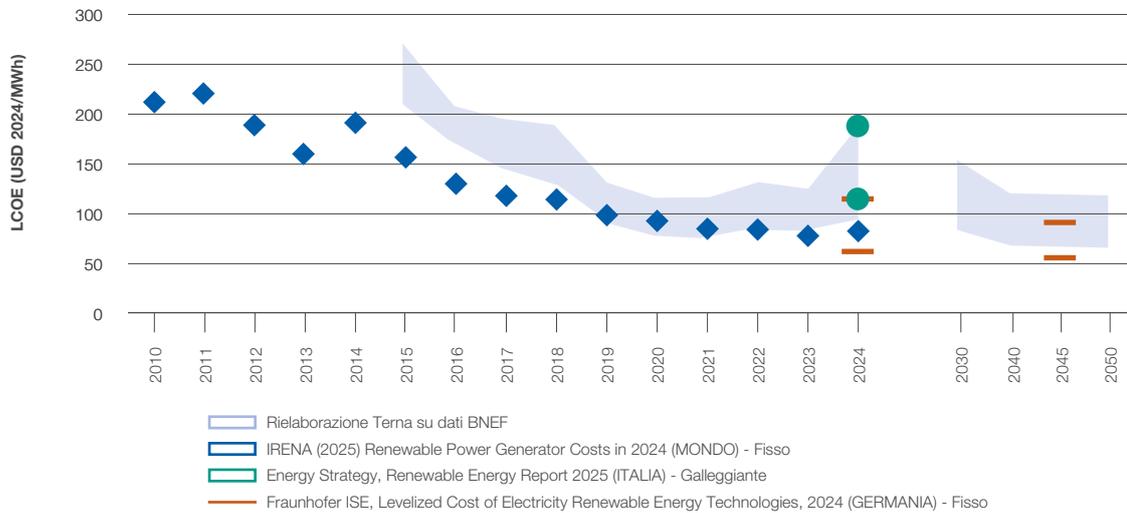
La struttura dei costi di queste installazioni dipende fortemente dalla complessità logistica legata alla distanza dalla costa e dalla profondità delle acque. Nei fondali particolarmente profondi, come quelli italiani, risulta più complicato, se non impossibile, installare la tipologia fixed-bottom con fondazioni radicate al fondale marino, l'unica oggi caratterizzata da una discreta maturità tecnologica. Mentre l'opzione flottante, supportata da una struttura galleggiante ancorata al fondo tramite cavi, potrebbe risultare molto attrattiva per il mercato italiano qualora giungesse a maturità.

La tecnologia floating presenta quindi indubbi potenziali vantaggi soprattutto nel caso dell'Italia: può essere installata in acque profonde e con venti forti che spesso caratterizzano il nostro Paese e soprattutto può essere posizionata lontano dalle coste, risultando quasi invisibile nel paesaggio riducendo quindi le problematiche autorizzative e i conflitti di interesse con altri usi del mare (e.g. turistico).

La struttura dei costi dell'eolico offshore è tuttavia ancora molto variabile e, nel contesto italiano, caratterizzata da valori piuttosto elevati come mostrato in Figura 40.

33 Wind energy in Europe, 2024 statistics and outlook for 2025-2030, Wind Europe.

Figura 40 - LCOE eolico offshore: evoluzione storica e prospettica



Secondo le stime di BloombergNEF<sup>34</sup> l'LCOE dell'eolico offshore in Europa sarebbe diminuito di circa il 50% dal 2014 al 2024 (riduzione riconducibile alla riduzione dei costi dell'eolico offshore a base fissa). Stime elaborate dal Fraunhofer ISE<sup>35</sup>, per il mercato tedesco, evidenziano l'elevata variabilità che caratterizza l'LCOE dell'offshore: i siti con maggior ventosità (circa 4500 ore equivalenti) arrivano a raggiungere valori pari a 55 EUR/MWh, mentre quelli con ventosità inferiori (3200 ore/anno) superano i 100 EUR/MWh. Dettagli sul mercato italiano elaborati dall'Energy&Strategy<sup>36</sup> evidenziano un range di 105-130 EUR/MWh per i progetti con base fissa e di 135-170 EUR/MWh per i progetti flottanti.

Al 2050 è attesa una ulteriore riduzione dei costi che renderebbe questa tecnologia più competitiva arrivando, per i siti caratterizzati da elevata ventosità (4000-5000 ore equivalenti) a 50-80 EUR/MWh, sempre secondo le stime Fraunhofer.

La tecnologia offshore galleggiante rappresenta un'opportunità di ulteriore sviluppo per l'energia eolica, a oggi risultano operativi pochi progetti in Europa:

- WindFloat Atlantic – Portogallo, 24 MW (piattaforme galleggianti su fondazioni semisommerse, operativo dal 2020);
- Hywind Tampen – Norvegia, 88 MW (fondazioni galleggianti, TLP<sup>37</sup>, operativo dal 2022);
- TetraSpar Demonstrador – Norvegia, 3,6 MW (fondazioni galleggianti, operativo dal 2021);
- Hywind Scotland – Regno Unito, 30 MW (piattaforme galleggianti TLP, operativo dal 2017);
- Kinkardine offshore Wind farm – Regno Unito, 50 MW (piattaforme galleggianti semi-sommerse, operativo dal 2021);
- Progetto pilota TotalEnergies – Regno Unito, 3 MW (piattaforme semi-sommerse, previsto per fine 2025);
- Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion – Francia, 30 MW (fondazioni galleggianti, ultima turbina posata a settembre 2025).

34 Rielaborazione Terna su dati BNEF.

35 Fraunhofer ISE, Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, 2024.

36 Renewable Energy Report 2025, Energy&Strategy, Politecnico di Milano

37 Le fondazioni galleggianti e le piattaforme semi sommerse sono due tipologie di installazioni delle fondamenta per l'eolico offshore. Le prime sono piattaforme galleggianti ancorate al fondale marino da cavi sotto tensione costante, le seconde invece sono piattaforme più massicce semi sommerse che utilizzano il principio di Archimede per ottenere stabilità.



## CCUS

La tecnologia CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) è un'ulteriore opzione nel panorama delle tecnologie abilitanti la decarbonizzazione che, negli ultimi anni, complice il progresso tecnologico e la necessità di trovare soluzioni per ridurre le emissioni climalteranti, ha guadagnato notevole interesse.

La CCUS trova applicazione sia nel settore industriale per la cattura delle emissioni in sito sia a livello di impianto di generazione, nel quale permette di catturare le emissioni derivanti dall'utilizzo di carbone, gas o lignite per la produzione di energia elettrica. In questo secondo caso la CCUS è considerata utile perché può permettere di mantenere una quota di produzione elettrica programmabile, ma in versione decarbonizzata.

A oggi ci sono pochi progetti di questo tipo ultimati ed è pertanto particolarmente complesso fare stime sull'evoluzione dei costi associati, tuttavia è possibile riferirsi a quanto riportato all'interno del documento "Studio CCUS - Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS" pubblicato dal MASE nel corso del 2025.

Una prima evidenza (Figura 41) che emerge dallo studio è come l'utilizzo della tecnologia CCUS associata alle centrali di produzione termoelettrica sia fattibile, ma non rappresenti la scelta più conveniente, soprattutto se confrontata con l'applicazione della stessa ai processi industriali per i quali, a oggi, non esistono ancora alternative valide per la decarbonizzazione delle emissioni di processo (es. cemento).

**Figura 41 - Indice di rilevanza CCUS dei settori oggetto di applicabilità del processo di cattura della CO<sub>2</sub>**  
(Fonte: MASE, 2025)

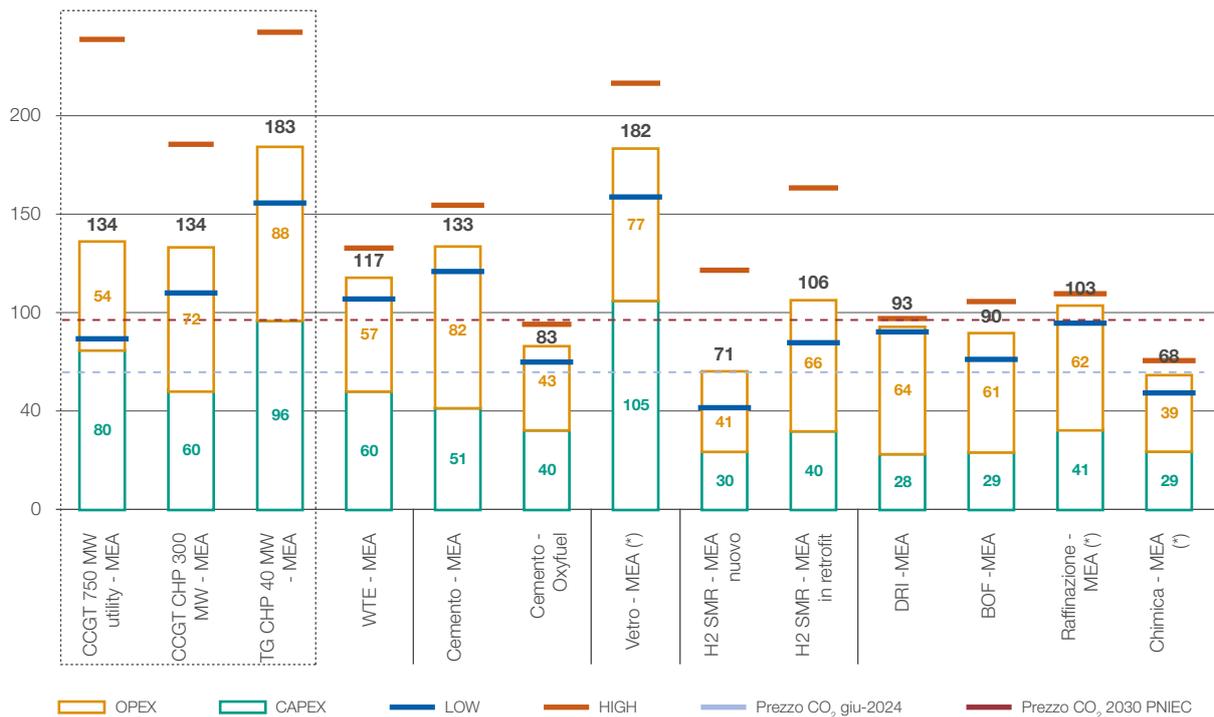
Indice rilevanza CCUS	Settore	Range Conc CO <sub>2</sub> (vol %)	Range volumi per impianto min-max (ktCO <sub>2</sub> )	Volumi medi per impianto (ktCO <sub>2</sub> )	Tipologia emissioni CO <sub>2</sub>	Configurazione Cattura	Considerazioni
1a	Cemento, Calce	15-30	10 - 900	271	Processo: 65% Combustione: 35%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione delle consistenti emissioni di processo (>50%).
	Waste to Energy	8-12	5 - 850	141	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione. Limiti incertezza normativa ETS. Contributo target ESR.
1b	Raffinazione, chimica, H2 blu	10-26	2 - 6.000	266	Processo: 15% Combustione: 85%	Nuovo Retrofit	Leva competitiva sia per emissioni di processo che di combustione. Leva abilitante per l'idrogeno blu/verde. Contiguità nelle attività know how.
	DRI (Acciaio)	10-25	1.000 - 2.000	1500	Processo: 20+40 % Combustione: 60+80%	Nuovo	Taglie rilevanti ed economie di scala, nuovi impianti che potrebbero essere già progettati in un'ottica CCUS, leva competitiva per il mercato (CBAM, rottami etc).
2	Vetro	8	1 - 200	42	Processo: 25+35% Combustione: 65+75%	Retrofit	Emissioni processo e livelli di concentrazione CO <sub>2</sub> adatte a CCUS Applicabilità di interesse, da valutare caso per caso sulla base di taglia e localizzazione.
	Acciaio secondario, metalli, fonderie	2-28	5 - 5 000	127	Processo: 15% Combustione: 85%	Retrofit	Applicabilità di interesse, in competizione altre opzioni decarbonizzazione, da valutare sulla base di taglia e localizzazione.
3	Termoelettrici Utility (CCGT)	3-5	900 - 2.000	1500	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Taglie grosse ed economie di scala. Disponibilità potenziale di energia termica di recupero. Incertezza fattore di utilizzo e opzioni di decarbonizzazione concorrenti. Applicabilità di interesse. Competitività da valutare sulla base di taglia e disponibilità di calore per cattura. Presenza di opzioni concorrenti di decarbonizzazione.
	CHP(*)	3-5	10 - 2.000	374	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie limitate, valutare potenzialità distretti hub
	Ceramica	5	1 - 200	42	Processo: 15+25% Combustione 75+85%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie piccole, assenza emissioni di processo
	Carta	3-5	2 - 200	38	Processo: 0% Combustione 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse limitato.
	Altra industria		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Limitata dal contesto normativo attuale da rivalutare.
4	BECCS		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	

(\*) L'indice di rilevanza CHP potrebbe crescere in funzione della produzione di calore da cogenerazione. Gli impianti CHP accoppiati a impianti di cattura, sottoforma di impianti accessori e ausiliari, fanno riferimento all'indice di rilevanza del settore a cui è applicata la CCUS.

Il documento contiene, inoltre, una analisi dettagliata dei costi dell'intera filiera della CCUS<sup>38</sup>, suddivisa nelle sue tre fasi principali: cattura, trasporto e stoccaggio.

Per quanto riguarda il costo di cattura nel caso di cicli combinati il valore si aggira intorno ai 134 – 132 €/tonCO<sub>2</sub>, mentre per turbogas di dimensioni minori, la riduzione della scala dell'impianto determina un aumento del costo fino a 183 €/tonCO<sub>2</sub> nello scenario intermedio.<sup>39</sup>

**Figura 42 - Costo di cattura (€/tCO<sub>2</sub>) per i diversi casi Studio e intervallo di confidenza sensitività**  
(Fonte: MASE, 2025)



(\*) i costi rappresentati per i casi Studio relativi ai settori vetro, raffinazione e chimica (fertilizzanti), sono stati elaborati sulla base di letteratura e progetti senza acquisire dati di input sufficientemente dettagliati tali da garantire un' omogeneità agli altri casi Studio, per tale ragione non sono inclusi nel calcolo del media LCOC (sebbene un'eventuale inclusione non comporti scostamenti significativi). Nel prosieguo della trattazione i settori vetro raffinazione e chimica sono parzialmente esclusi da alcuni calcoli e valutazioni, a causa dell'incompletezza di dati e informazioni sottostanti.

Mentre per quello che riguarda il costo di trasporto e il costo di stoccaggio della CO<sub>2</sub> lo studio del MASE rappresenta rispettivamente un valore medio di 10 €/tonCO<sub>2</sub> (compreso fra un range di 3,8 e 18,3 €/tonCO<sub>2</sub>) e 50 €/tonCO<sub>2</sub> (compreso fra un range di 42,5 e 75,8 €/tonCO<sub>2</sub>). I costi di trasporto e stoccaggio devono essere sommati ai costi di cattura per una completa valorizzazione dei costi sull'intera filiera della CCUS. In conclusione, il valore complessivo del costo di cattura risulta più alto delle quote ETS prese in esame e questo rappresenta un ostacolo per la diffusione tecnologica stessa. Inoltre, la cattura della CO<sub>2</sub> nel termoelettrico risulta più costosa rispetto alla cattura nei processi industriali per via delle ore funzionamento degli impianti termoelettrici e per la ridotta concentrazione della CO<sub>2</sub> nei fumi.

38 Per la cattura è stata utilizzata come riferimento la tecnologia più matura (TRL 9)17, ovvero l'utilizzo di solventi amminici in post-combustione, a cui è stata affiancata l'opzione tecnologica dell'ossi-combustione per il solo settore del cemento. Mentre per trasporto e stoccaggio si è fatto di fare riferimento ai costi desumibili dai progetti preliminari di sviluppo infrastrutturale sul territorio nazionale.

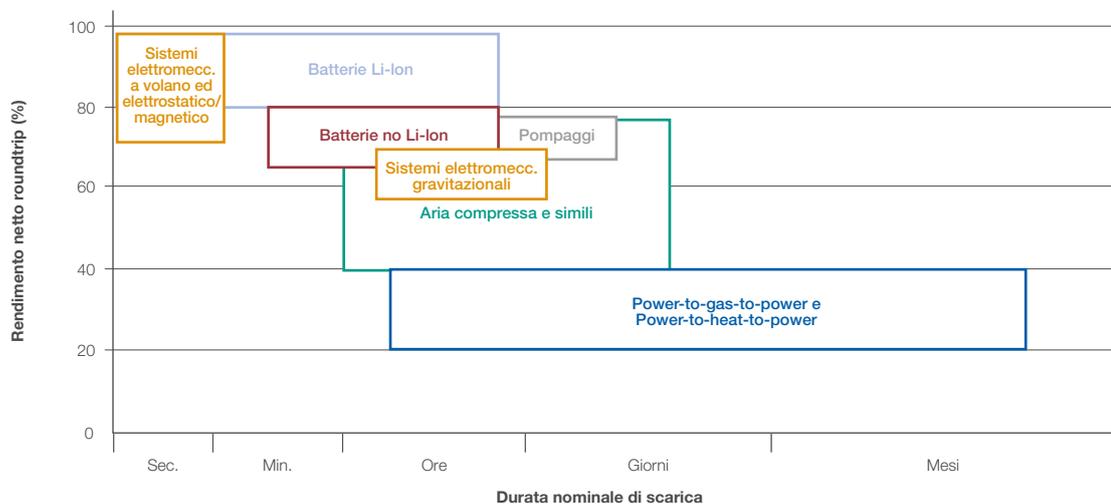
39 Prezzo GAS 32 €/MWh, Prezzo ETS 95 €/tCO<sub>2</sub>, WACC 8%

## Panoramica di tecnologie di stoccaggio elettrico

Nel panorama dello stoccaggio elettrico<sup>40</sup>, la scelta della tecnologia più adatta dipende da molteplici fattori, tra cui il contesto territoriale e, soprattutto, il tipo di servizio richiesto (come la regolazione di frequenza, l'integrazione dell'energia rinnovabile mediante arbitraggio energetico, etc.).

Nel contesto della transizione energetica gli stoccaggi, mediante servizi di "time-shifting", permettono di integrare meglio le energie rinnovabili nel sistema elettrico. Ad oggi esistono già diverse tecnologie capaci di fornire questo servizio, ma due si distinguono per un'alta efficienza combinata a un'elevata maturità tecnologica e commerciale: le batterie agli ioni di litio e lo stoccaggio idroelettrico a pompaggio, come riportato in Figura 43.

**Figura 43 - Posizionamento delle diverse tecnologie**  
(Fonte: elaborazioni Terna su dati WEO)



Le batterie al litio, che a inizio 2024 registravano una potenza installata globale di circa 89 GW<sup>41</sup>, sono oggi tra le soluzioni più diffuse per applicazioni che richiedono efficienza, rapidità e modularità. Il rendimento netto delle batterie al litio è particolarmente elevato, arrivando oggi al 90%.

40 Lo stoccaggio elettrico è il processo che permette di assorbire energia elettrica dalla rete, accumularla per poi restituirla al sistema in un istante di tempo successivo con un rendimento di ciclo accettabile ( $\geq 70\%$ ).

41 La maggior parte di queste batterie viene utilizzata per energy shifting. Si includono anche le batterie installate a livello residenziale e commerciale, tipicamente connesse a pannelli fotovoltaici.

A oggi, l'adozione delle batterie al litio come tecnologia di stoccaggio elettrico risulta l'alternativa più economica per una vasta gamma di applicazioni, sia in ambito utility-scale che residenziale. Le batterie al litio permettono di contribuire non soltanto all'integrazione della generazione rinnovabile, ma anche alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, grazie a tempi di risposta ultra-rapidi che le rendono idonee alla fornitura di servizi di regolazione della frequenza e di inerzia sintetica.

Lo stoccaggio idroelettrico a pompaggio, con oltre 160 GW nel mondo<sup>42</sup>, costituisce invece la tecnologia di accumulo su larga scala più consolidata. A differenza delle batterie agli ioni di litio, presentano una efficienza leggermente inferiore, e la loro implementazione richiede l'identificazione dei siti geograficamente idonei e tempi di realizzazione piuttosto lunghi (almeno 5 anni). Tuttavia, hanno una vita utile anche superiore ai 60 anni, non presentano degradi significativi di performance nel tempo e forniscono inerzia meccanica e potenza di corto circuito al sistema elettrico. Per ulteriori dettagli sulle batterie al litio e sui pompaggi idroelettrici, si rimanda allo studio sulle tecnologie di stoccaggio pubblicato da Terna<sup>43</sup>.

Accanto a queste due tecnologie ormai affermate, stanno emergendo soluzioni innovative che, nel medio-lungo termine, potrebbero raggiungere una piena maturità tecnica e commerciale e che si candidano a rispondere in modo altrettanto efficace ai fabbisogni di flessibilità del sistema. Alcune di queste tecnologie potrebbero infatti affiancarsi alle batterie al litio per soddisfare i fabbisogni di flessibilità del sistema giornaliero, altre potrebbero risultare più idonee a soddisfare il fabbisogno di flessibilità settimanale, ambito in cui le batterie al litio mostrano limiti strutturali, oltre a essere caratterizzate da costi piuttosto elevati.

Per confrontare la competitività delle tecnologie di stoccaggio si utilizza l'indicatore LCOS ("Levelized Cost of Storage") che esprime il costo equivalente, che equivale al costo necessario ad "attraversare" l'accumulo, ovvero per restituire al sistema un kWh immagazzinato. Tale costo equivalente degli accumuli dipende non solo dal costo iniziale ma soprattutto dal tasso di utilizzo (numero di cicli) dell'accumulo stesso<sup>44</sup>.

Come si può notare in Figura 44, il LCOS di un accumulo<sup>45</sup> aumenta sensibilmente al diminuire del numero dei cicli di carica-scarica effettuati annualmente: passando da un ciclo giornaliero a uno settimanale, il costo equivalente del singolo MWh accumulato e poi "restituito" al sistema cresce da circa 60 €/MWh fino a 400 €/MWh, raggiungendo circa 21.000 €/MWh nel caso limite di un solo ciclo annuale (ovvero di un accumulo "stagionale"). Questo semplice esercizio quantitativo evidenzia che lo stoccaggio stagionale di energia elettrica risulta fortemente penalizzato dal punto di vista economico e potrebbe essere giustificabile rispetto alle alternative disponibili (generazione programmabile a basse emissioni) solo qualora il CAPEX delle tecnologie di accumulo fosse di alcuni ordini di grandezza inferiore rispetto ai valori attuali, cosa ben difficilmente ipotizzabile anche in ottica di lungo termine.

42 IEA, Energy Technology Perspectives, 2023.

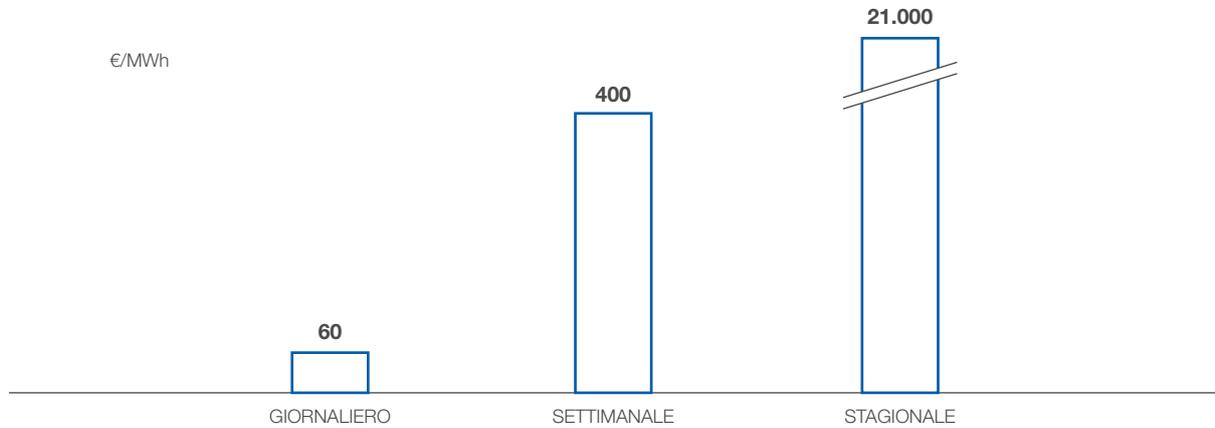
43 Terna, Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica, giugno 2025

44 Nella letteratura internazionale l'indicatore LCOS è spesso calcolato considerando non solo CAPEX, OPEX e il numero di cicli, ma anche il prezzo per acquistare l'energia da immagazzinare. Tuttavia, tale approccio rende l'indicatore poco robusto e poco confrontabile, essendo il prezzo di carica difficilmente stimabile, soprattutto nel medio-lungo termine. Pertanto, si ricorda che i valori di LCOS riportati in questo documento esprimono solo ed esclusivamente il costo tecnologico per "attraversare" l'accumulo.

45 Il calcolo dell'LCOS è stato effettuato utilizzando una rielaborazione Terna su dati BNEF, assumendo un rendimento di investimento del 7% e una vita utile di 15 anni.



Figura 44 - LCOS di una batteria da 4h per un ciclo giornaliero, settimanale e stagionale di carica-scarica.



Le batterie elettrochimiche alternative, come quelle al sodio-zolfo ad alta temperatura o quelle al sodio, che utilizzano materiali facili da trasportare e conservare (come il sodio), facilmente reperibili e caratterizzati da un basso impatto ecologico in fase estrattiva, offrono una buona sostenibilità e una buona durata, rendendole adatte a impianti stazionari (anche perché tipicamente caratterizzate da una minore densità energetica per unità di massa rispetto al litio). In tale contesto, l'azienda cinese BYD, a gennaio 2025 ha iniziato la costruzione di una fabbrica in Cina da 30 GWh/anno di batterie al sodio.

Un'altra tipologia in corso di commercializzazione sono le batterie a flusso redox che, oltre ad avere vita utile di oltre 20 anni e una scalabilità modulare, sono in grado di immagazzinare grandi quantità di energia per periodi prolungati. Inoltre, l'utilizzo di elettroliti liquidi non infiammabili, riduce il rischio di incendi ed esplosioni. A oggi, uno dei progetti di maggior rilievo è presente in Australia con 4 MW di potenza e 4 ore di durata della società Cellcube, con efficienza del 70-80%.

Parallelamente, si stanno affermando anche soluzioni meccaniche innovative, come quella proposta dall'italiana Energy Dome, che utilizza le proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica per immagazzinare energia in modo efficiente e scalabile, con l'obiettivo di combinare bassi costi, lunga durata e sostenibilità ambientale. Il primo progetto pilota entrato in esercizio in Sardegna presenta efficienze superiori al 70%, capacità di stoccaggio pari a 200 MWh con 10 ore di durata, con una vita utile di oltre 25 anni senza degrado e un basso impatto ambientale grazie all'assenza di materiali critici.

Anche le tecnologie di stoccaggio Power-to-Gas-to-Power (P2G2P) e Power-to-Heat-to-Power (P2H2P) si configurano come soluzioni potenzialmente in grado di fornire flessibilità e stabilità alle reti elettriche del futuro ma risentono fortemente della doppia conversione energetica che ne limita l'efficienza complessiva (20-40%). Il P2G2P, infatti, trasforma dapprima l'energia elettrica in eccesso in idrogeno o metano sintetico (attraverso un successivo processo di metanazione, anch'esso oneroso dal punto di vista energetico). Successivamente, quando si rende necessaria la produzione di elettricità, il gas precedentemente immagazzinato viene prelevato e utilizzato come combustibile in una centrale termoelettrica a gas (o in una cella a combustibile). Analogamente, il P2H2P consente di accumulare

energia attraverso la conversione in calore (effetto Joule) dell'energia elettrica in eccesso proveniente da solare o eolico, e il suo immagazzinamento in serbatoi di acqua o sabbia. Il calore immagazzinato può essere poi convertito nuovamente in elettricità mediante l'impiego di una turbina a vapore, contribuendo alla produzione elettrica nei momenti di maggiore richiesta. Allo stato attuale della conoscenza sembra difficile ipotizzare che tali tecnologie possano diventare economicamente competitive rispetto alle alternative disponibili per l'accumulo elettrico, considerando la forte penalizzazione sul rendimento di ciclo: una volta trasformato l'elettone in energia chimica o termica, il suo "ritorno" alla forma più nobile (energia elettrica) paga inevitabilmente il costo di conversione implicito nel secondo principio della termodinamica.

Infine, ci sono i sistemi di accumulo gravitazionale che sfruttano il sollevamento di masse per immagazzinare energia potenziale. Tra le aziende più attive nel settore c'è Energy Vault, che ha realizzato in Cina il primo impianto commerciale operativo al mondo. Il sistema ha una capacità di accumulo di 100 MWh e una vita utile di 25 anni, pensata per supportare la rete elettrica locale e integrare fonti rinnovabili come il solare e l'eolico, con un impatto ambientale contenuto.

## 5.2. Copertura della domanda elettrica

### 5.2.1. Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Nei prossimi decenni il sistema elettrico italiano dovrà adattarsi a un contesto in rapida evoluzione, caratterizzato da nuove tecnologie di generazione, cambiamenti nei profili di produzione e consumo, e nuove modalità di gestione delle risorse.

Prospettare l'evoluzione del sistema elettrico in tale contesto è un esercizio alquanto complicato, soggetto a una serie di variabili esogene di difficile previsione che vanno dalla disponibilità tecnologica alle dinamiche dei mercati internazionali, dai costi delle materie prime alle decisioni politiche nazionali, fino al comportamento dell'investitore privato e del consumatore finale, entrambi soggetti non solo a fattori economici, ma anche sociali e culturali che ne condizionano le scelte e le tempistiche di adozione di nuove tecnologie.

A oggi, una prima indicazione sulla possibile evoluzione del sistema elettrico al 2050 è contenuta nel PNIEC pubblicato dal governo italiano nel 2024. Il documento elabora per il 2050 due scenari alternativi: uno caratterizzato dalla presenza di una quota importante di generazione da fonte nucleare e un secondo scenario in cui, invece, questa tecnologia non è presente.

Il PNIEC descrive il potenziale ruolo della tecnologia nucleare nella strategia a lungo termine per raggiungere il net zero al 2050, senza però considerarlo esplicitamente negli scenari energetici di policy. Riprendendo elementi della letteratura scientifica internazionale, nel documento si riporta come "un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, sia possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente". Sempre secondo quanto riportato nel documento, sarebbe utile per il sistema disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, come il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema. Tale quota potenziale è ipotizzata nel documento pari a circa 8 GW al 2050<sup>46</sup> fornendo un contributo alla copertura della domanda elettrica pari a circa l'11%, consentendo così di raggiungere il target di neutralità climatica in parziale sostituzione della tecnologia gas con CCS altrimenti necessaria.

<sup>46</sup> Il documento stima un potenziale di capacità nucleare pari a circa 16 GW, assumendo 8 GW nello scenario ipotizzato in via prudenziale.



La Tabella 3 riporta i due scenari riportati nel PNIEC 2024 per il 2050 sia in termini di consumi sia in termini di produzione elettrica per tipologia.

**Tabella 3 - Fabbisogno, consumi e produzione nazionale degli scenari 2050 contenuti nel PNIEC**

(TWh)	SCENARIO 2050 CON NUCLEARE	SCENARIO 2050 SENZA NUCLEARE
<b>Fabbisogno elettrico totale</b>	583,1	551,7
di cui consumi finali	478,0	453,4
di cui "Power to X"	81,5	75,8
di cui perdite	23,6	22,5
<b>Produzione nazionale</b>	596,8	566,2
di cui fotovoltaica	345,8	349,8
di cui bioenergie	10,6	10,6
di cui bioenergie con CCS	6,0	12,5
di cui altre FER	164,1	179,5
di cui gas naturale + altre fonti fossili	2,1	2,3
di cui gas naturale con CCS	4,0	11,5
di cui nucleare	64,2	0

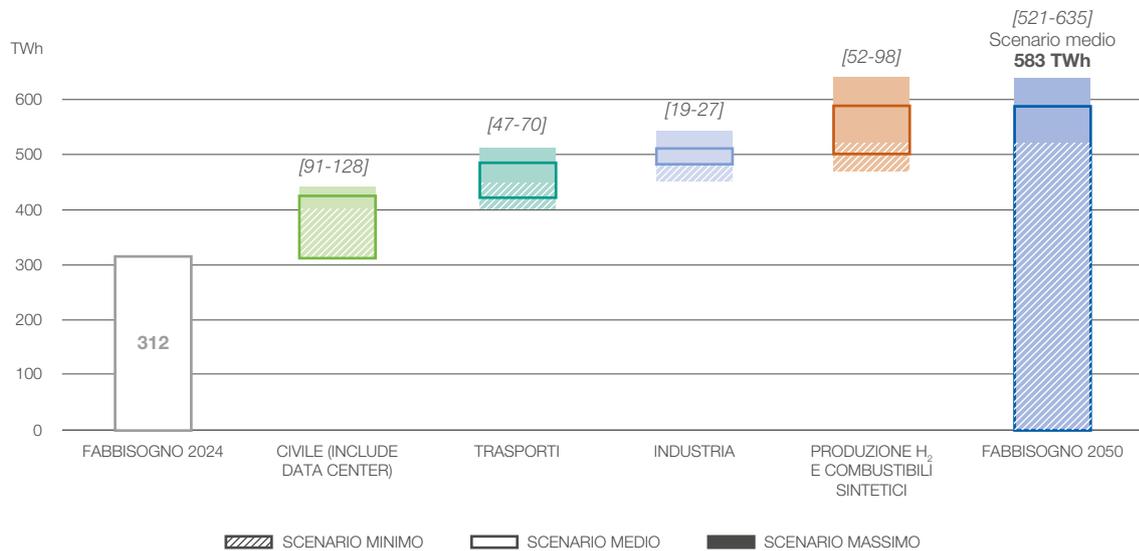
Prendendo come punto di partenza quanto riportato nel PNIEC al 2050, nei paragrafi seguenti verranno illustrate una serie di analisi con lo scopo di verificare le possibili implicazioni tecnico-economiche di quanto contenuto nel PNIEC stesso e tracciare una o più possibili traiettorie del sistema elettrico verso gli obiettivi "net zero".

### 5.2.2. Fabbisogno elettrico al 2050

Il fabbisogno elettrico, sia in termini di domanda annua che di profilo orario, rappresenta un fattore determinante perché condiziona le scelte infrastrutturali e la pianificazione della capacità produttiva necessaria. Gli obiettivi di lungo termine che l'Italia e gli altri paesi europei hanno sottoscritto comportano un deciso aumento del consumo elettrico. La progressiva elettrificazione dei consumi risponde quindi alle esigenze di efficientamento e di decarbonizzazione in linea con i target legati alla transizione energetica.

Gli scenari di copertura della domanda presentati in questo documento sono realizzati con l'obiettivo di coprire un fabbisogno atteso del sistema elettrico italiano in linea con quanto ipotizzato nel PNIEC per lo scenario "con nucleare", circa 583 TWh. Facendo poi leva sulle analisi sviluppate nelle note sui consumi finali predisposte insieme a Snam è stato possibile effettuare una analisi delle varianze: la Figura 45 mostra il possibile impatto dell'elettrificazione sul fabbisogno elettrico a partire dal valore storico del 2024 in tre ipotesi di crescita: minimo, medio e massimo.

Figura 45 - Drivers di evoluzione del fabbisogno elettrico al 2050



Gli incrementi relativi ai settori dei consumi includono: l'aumento dei consumi legato alla crescita del PIL, l'effetto della progressiva sostituzione tecnologica a favore del vettore elettrico (e.g. auto elettriche e pompe di calore), i nuovi consumi elettrici (e.g. data center, inclusi nella voce "Civile"), l'efficientamento energetico e la quota di perdite che cresce sia per effetto della crescita del fabbisogno sia per le perdite connesse al funzionamento degli accumuli (le perdite nella Figura 45 non sono esplicite ma risultano incluse nelle altre voci). Il fabbisogno elettrico relativo alla produzione di idrogeno e combustibili sintetici è coerente con quanto ipotizzato nella Strategia Idrogeno in termini di produzione nazionale<sup>47</sup>.

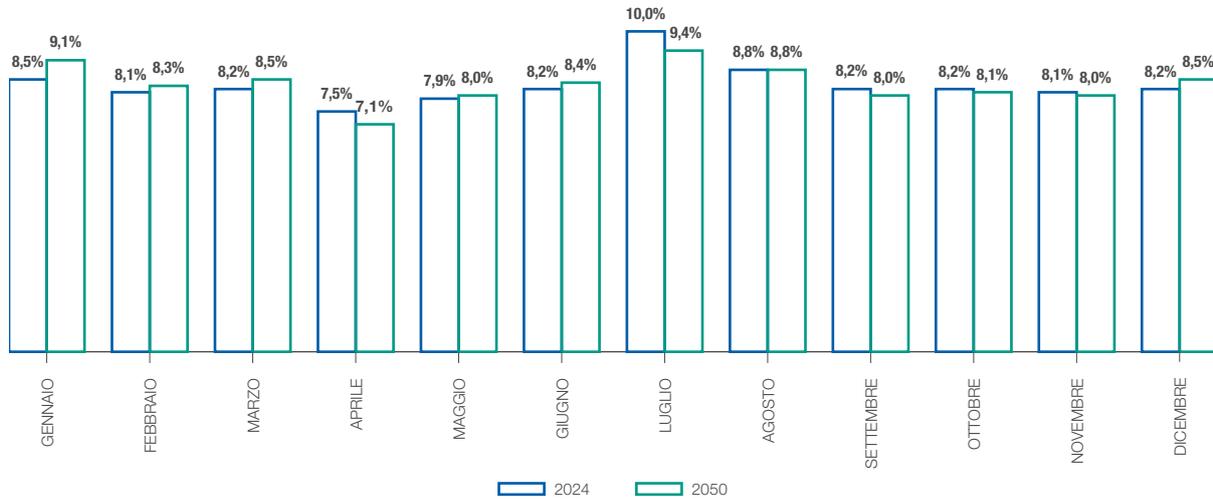
Un aumento di questa entità del fabbisogno (Figura 45) è indicativo degli effettivi benefici legati all'uso del vettore elettrico, non solo in termini di riduzione delle emissioni climateranti, ma anche per l'efficientamento dei consumi che ne deriva, specie nel settore civile (con un utilizzo maggiore delle pompe di calore) e nel settore trasporti (con una maggiore diffusione dei veicoli elettrici). Viceversa, tali effetti benefici, almeno nei prossimi anni, saranno maggiormente contenuti nel settore industriale, che ha già in parte elettrificato, e di conseguenza efficientato, i processi dove era tecnicamente fattibile ed economicamente sostenibile.

L'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile, determinerà un aumento del peso relativo dei mesi invernali sul fabbisogno annuo complessivo (Figura 46), per effetto di un uso più sostenuto delle pompe di calore elettriche, non solo per il raffrescamento (come già accade oggi), ma anche per il riscaldamento degli ambienti (in sostituzione di parte degli attuali sistemi alimentati a combustibili fossili). Tale fenomeno sarà parzialmente mitigato dall'elevata efficienza delle pompe di calore elettriche rispetto ai tradizionali sistemi di riscaldamento, come le caldaie a gas.

<sup>47</sup> La Strategia Nazionale Idrogeno pubblicata a novembre 2024 contiene tre scenari di consumo lordo di idrogeno (Base, Intermedio ed Alta diffusione) che coprono un range pari a 6,4 - 11,9 Mtep (circa 74 - 140 TWh) con ipotesi di produzione nazionale dell'ordine di 4,5 - 8,4 Mtep (52 - 98 TWh).



Figura 46 - Distribuzione mensile (%) del fabbisogno elettrico (2024 vs 2050)

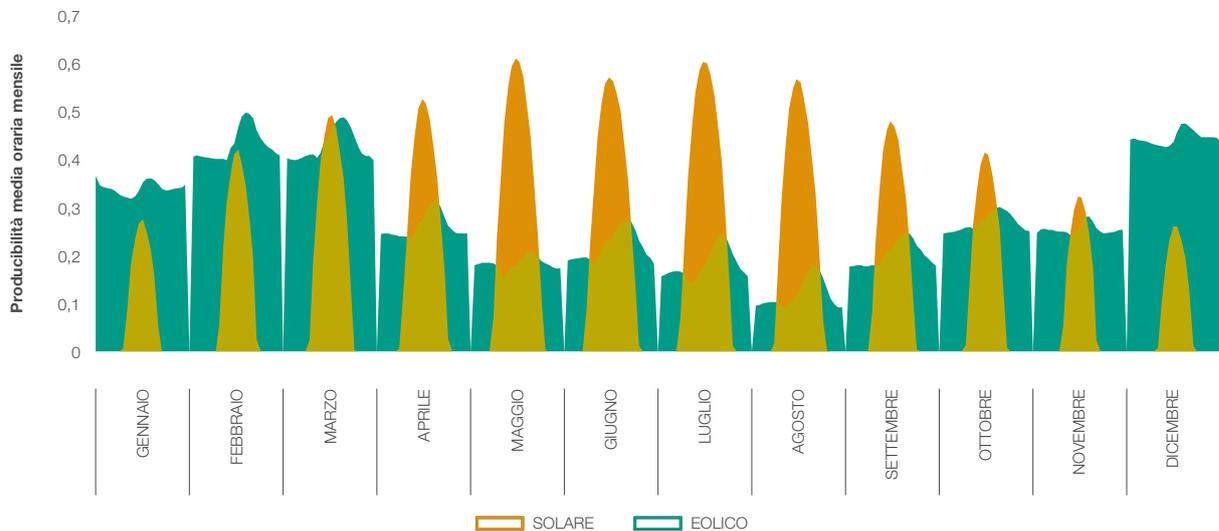


### 5.2.3. Mix efficiente di fonti rinnovabili

Così come il fabbisogno, anche le fonti rinnovabili rappresentano un elemento cruciale per il conseguimento degli obiettivi al 2050. Sebbene la crescita della capacità installata sia ampiamente attesa, la composizione del mix rinnovabile – in particolare il bilanciamento tra solare ed eolico – richiede particolare attenzione.

Come evidenziato in Figura 47, le due risorse presentano profili di produzione quasi complementari tra loro. Una scelta equilibrata delle fonti rinnovabili rappresenta un elemento strategico nella pianificazione energetica di lungo termine che, se adeguatamente considerato, può consentire il raggiungimento dei target di decarbonizzazione a un costo complessivo inferiore rispetto a scenari fortemente sbilanciati verso una sola delle due fonti.

Analizzando le curve di producibilità medie orarie mensili riportate in figura 47 si osserva come, nei mesi primaverili ed estivi, la produzione da fonte solare raggiunga livelli elevati, mentre l'eolico registra una producibilità inferiore; al contrario, nei mesi autunnali e invernali, è l'eolico a garantire una maggiore disponibilità, compensando la ridotta produzione solare. Inoltre, la produzione da fonte solare segue un andamento giornaliero tipico a forma di campana, con assenza di generazione nelle ore serali e notturne, un incremento progressivo nelle ore del mattino e un picco massimo tra le ore 11 e 12. Al contrario, la fonte eolica mostra una variabilità più contenuta su base giornaliera. La produzione eolica è infatti generalmente associata a fronti di vento relativamente stabili, della durata di più giorni, seguiti da periodi di scarsa disponibilità della risorsa. Tale comportamento è per lo più privo della ciclicità giornaliera tipica della radiazione solare, fatta eccezione per le installazioni che sfruttano i regimi di brezza, comunque poco diffuse nel contesto nazionale.

**Figura 47 - Producibilità media oraria mensile di eolico e fotovoltaico in Italia**

Facendo riferimento a quanto descritto nel PNIEC, gli scenari contenuti nel documento ipotizzano una quota molto elevata di capacità solare ed eolica (296 GW) di cui circa 245 GW di fotovoltaico e circa 51 GW di impianti eolici. Il fotovoltaico rappresenta quindi oltre l'80% della capacità solare ed eolica installata, determinando una forte dipendenza del sistema elettrico dalla ciclicità giornaliera e dalla stagionalità della produzione solare. Tale configurazione comporta una concentrazione della generazione nelle ore centrali della giornata (sfida della ciclicità giornaliera) e una forte disponibilità nei mesi primaverili ed estivi (sfida della stagionalità), con implicazioni rilevanti per la gestione del sistema.

Questa configurazione comporta elevati livelli di overgeneration nelle ore centrali della giornata, una rampa serale del carico residuo particolarmente ripida e la conseguente necessità di ricorrere a importazioni, stoccaggi e generazione convenzionale per compensare l'assenza di generazione solare nelle fasce serali e notturne.

L'adozione di un mix di capacità più bilanciato, con una maggiore quota di impianti eolici, consentirebbe di incrementare la disponibilità di generazione nelle ore serali e notturne, nonché durante il periodo invernale. Tale configurazione potrebbe contribuire a ridurre il ricorso alle importazioni dall'estero e attenuare la necessità di ricorrere al curtailment nei periodi di alta producibilità rinnovabile, migliorando l'efficienza complessiva del sistema.

Per questo motivo gli scenari che verranno illustrati nei seguenti paragrafi, oltre a ipotizzare livelli più contenuti di capacità rinnovabile, sono stati costruiti considerando un mix di generazione che, seppur continuando a privilegiare la fonte solare, considera un ruolo più rilevante dell'eolico (onshore ed offshore). La fonte eolica arriva a coprire circa il 26-27% della capacità rinnovabile installata, lasciando al solare una quota di poco superiore al 70%.

#### 5.2.4. Costo dello scenario in funzione della quota rinnovabile

Il fabbisogno elettrico individuato costituisce la base per l'elaborazione di scenari alternativi di copertura che prevedono lo sviluppo dell'insieme delle tecnologie descritte nel paragrafo 5.1 nel lungo termine. Tali scenari includono sia soluzioni già mature e consolidate, come il solare fotovoltaico, l'eolico onshore e gli stoccaggi elettrici, sia tecnologie ancora in fase di sviluppo, quali il nucleare, l'eolico offshore galleggiante e la CCS.

Come riportato anche nel PNIEC, un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma economicamente poco efficiente in quanto più la quota di rinnovabili si avvicina al

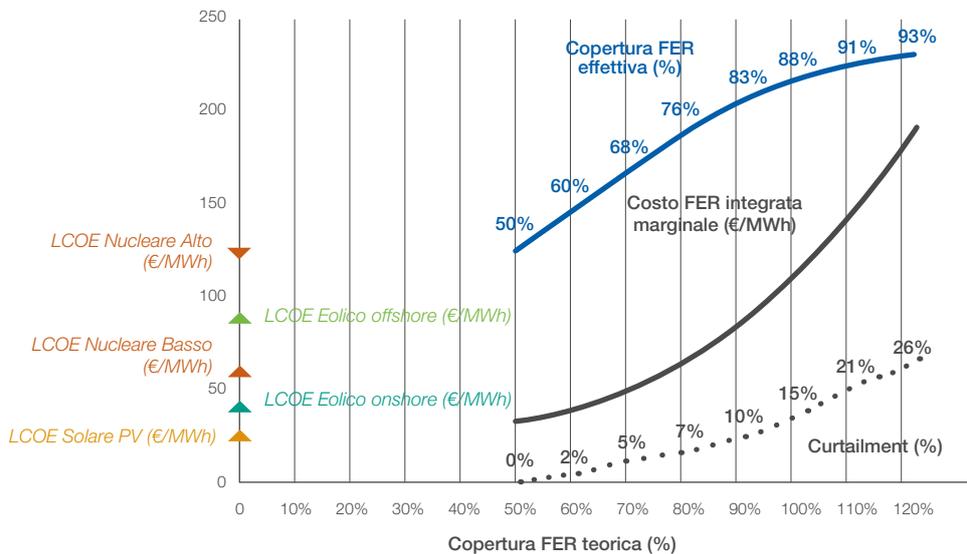


100% più i costi marginali di sistema salgono rapidamente a causa della crescita inevitabile dell'overgeneration, del necessario sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti di trasmissione e distribuzione.

Per illustrare tale fenomeno è stata effettuata una analisi su uno scenario di riferimento con un fabbisogno pari a 583 TWh (PNIEC 2050, come chiarito nel paragrafo 5.2.2), incrementando progressivamente la capacità FER dello scenario e considerando uno split in capacità tra eolico e solare pari rispettivamente a 26% e 74% (in analogia con quanto descritto nel paragrafo 5.2.3). Per ogni iterazione di FER aggiuntive è stata determinata la capacità di stoccaggio efficiente, funzionale all'integrazione delle FER. Il quantitativo efficiente di accumuli si ottiene confrontando il costo marginale sostenuto per la installazione degli accumuli con il beneficio marginale espresso in termini di overgeneration evitata. Per ciascuna iterazione, una volta quantificate le risorse necessarie, è possibile esprimere il costo marginale associato all'integrazione delle FER.

La Figura 48 mostra come il costo marginale sostenuto per integrare le rinnovabili aumenta in modo più che proporzionale all'espansione delle FER, riflettendo non solo i costi per l'installazione degli impianti di generazione, ma anche il costo del curtailment e dei sistemi di accumulo aggiuntivi che ne permettono l'integrazione nel sistema<sup>48</sup>.

**Figura 48 - Evoluzione del costo di integrazione della produzione rinnovabile in uno scenario 2050**



La figura riporta il costo marginale per integrare 1 MWh aggiuntivo di energia rinnovabile (€/MWh, asse y) al crescere della copertura FER teorica nel sistema (asse x, ottenuta come rapporto tra producibilità nominale delle FER e fabbisogno elettrico). Inoltre, la figura riporta anche la copertura rinnovabile effettiva progressiva, calcolata in percentuale rispetto al fabbisogno elettrico e la quota di curtailment raggiunta, anche questa progressiva, calcolata come il rapporto tra il curtailment e la produzione teorica delle FER.

La curva del costo di integrazione marginale mostra un andamento con tassi di crescita in progressivo aumento. Inizialmente la curva è caratterizzata da valori del costo di integrazione piuttosto bassi perché nel sistema c'è ampio spazio per incrementare la quota rinnovabile senza bisogno dell'aggiunta di accumuli. Il livello della curva riflette quindi l'LCOE delle tecnologie installate (solare ed eolico). All'aumentare della penetrazione rinnovabile, la curva mostra una pendenza crescente che riflette un incremento del costo marginale di integrazione.

48 Non rientrano nel perimetro dell'analisi gli investimenti di rete, in quanto fortemente dipendenti dalla localizzazione geografica delle risorse (generazione rinnovabile, convenzionale e consumi).

Come già detto, la crescita della pendenza della curva è legata principalmente a due elementi: gli accumuli installati e la quota di overgeneration marginale. Gli accumuli installati generano un costo che aumenta all'aumentare delle FER installate riflettendo il crescente bisogno di capacità di accumulo per integrare la nuova produzione rinnovabile. L'overgeneration marginale rappresenta la quota di produzione non integrabile rispetto alla produzione FER marginale: man mano che vengono installate FER, la quota di produzione che il sistema riesce a integrare (rispetto a quella teorica aggiunta), anche inserendo elevati livelli di accumuli, è sempre minore e, di conseguenza, l'overgeneration aumenta.

L'analisi conferma quindi le conclusioni<sup>49</sup> del PNIEC: il costo di integrazione del MWh marginale da FER cresce rapidamente, e oltre una certa soglia perde competitività rispetto alle tecnologie programmabili a basse emissioni, in particolare il nucleare.

### 5.2.5. Scenari di copertura della domanda elettrica al 2050

La precedente sezione evidenzia come, in uno scenario a zero emissioni ottimizzato dal punto di vista economico, risulti opportuno prevedere un contributo da fonti di generazione programmabile (nucleare o termica convenzionale dotata di CCS) in grado di coprire almeno il 10-15% del fabbisogno (variabile anche in funzione della quota coperta da import).

Alla luce di quanto sopra, si ipotizzano due scenari alternativi per coprire il fabbisogno elettrico 2050 del PNIEC, entrambi con una capacità programmabile rilevante, con e senza nucleare:

- **Scenario con nucleare** – In questo scenario si considera una capacità nucleare in grado di coprire almeno il 10% del fabbisogno nazionale. Tra l'altro, la riattivazione della filiera nucleare in un Paese come l'Italia, che l'ha abbandonata da diversi decenni, appare giustificabile solo in presenza di livelli di installato significativi, tali da abilitare adeguate economie di scala. Nel PNIEC è considerata una capacità di 8 GW caratterizzata da un load factor annuale molto elevato, quasi il 92%. Tuttavia, dalle analisi effettuate in termini di dispacciamento orario, tale livello di utilizzo risulta molto elevato e difficilmente compatibile con l'ottimo economico del sistema (ad esempio, sarebbe necessario prevedere sistematicamente il curtailment della generazione fotovoltaica per fare spazio alla produzione nucleare). Di conseguenza, lo scenario descritto nel presente documento considera una capacità installata nucleare pari a 10 GW, ampiamente compatibile con le ipotesi descritte nel PNIEC che definisce un potenziale massimo pari a 16 GW. Il valore di capacità ipotizzato nello scenario permette di raggiungere la copertura del 10% del fabbisogno con un load factor annuale pari a circa 80%, sempre elevato ma più coerente con l'esercizio orario del sistema. Lo scenario prevede anche un elevato sviluppo di capacità rinnovabile: il mix di produzione, seppur privilegiando la fonte solare come avviene anche nel PNIEC, ipotizza un ruolo più importante per l'eolico, come descritto nel paragrafo 5.2.3. In questo scenario, il contributo del termoelettrico alimentato a gas e dotato di CCS diventa marginale e limitato ai periodi di particolare complessità nella gestione del sistema.
- **Scenario senza nucleare**<sup>50</sup> – Questo secondo scenario, contrastante rispetto al precedente, esclude la presenza del nucleare e ipotizza uno sviluppo più spinto delle rinnovabili (sempre considerando un mix efficiente di solare ed eolico, come descritto nel paragrafo 5.2.3). In questo scenario il ruolo del termoelettrico alimentato a gas e dotato di CCS diventa rilevante, rappresentando la fonte programmabile da affiancare alle rinnovabili, il cui funzionamento non è più limitato ai soli periodi di particolare stress del sistema.

49 In merito al potenziale ruolo del nucleare il PNIEC conclude che: "La letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente."

50 In coerenza con l'approccio delineato dal PNIEC si riporta anche uno scenario senza nucleare, alla luce delle incertezze relative alla disponibilità tecnologica, all'evoluzione dei costi, alle caratteristiche che questa potrà avere in termini di flessibilità e modularità, nonché delle complessità legate all'accettazione sociale e ai processi autorizzativi.



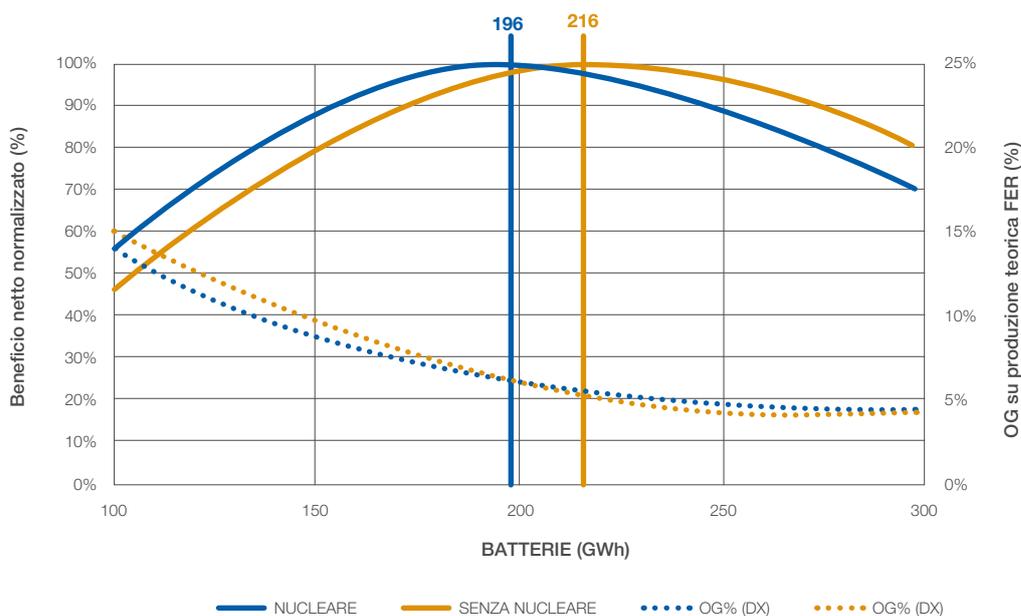
Entrambi gli scenari sopra descritti sono caratterizzati da livelli piuttosto elevati di capacità rinnovabile. In particolare, lo scenario con nucleare include lo sviluppo di 180 GW di capacità solare e 66 GW di capacità eolica, di cui 20 GW sono rappresentati da progetti offshore. Lo scenario senza nucleare è caratterizzato invece da circa 25 GW aggiuntivi di capacità rinnovabile.

**Tabella 4 - Installato FER e accumuli negli scenari 2050**

	PNIEC	SCENARIO CON NUCLEARE	SCENARIO SENZA NUCLEARE
<b>Totale FRNP (GW)</b>	<b>296</b>	<b>246</b>	<b>270</b>
di cui solare	245	180	200
di cui eolico onshore	36	46	50
di cui eolico offshore	15	20	20
<b>Totale accumuli (GWh)</b>	<b>n/a</b>	<b>196</b>	<b>216</b>

In entrambi gli scenari gli stoccaggi sono dimensionati coerentemente con lo sviluppo della capacità rinnovabile, con l'obiettivo di garantire livelli di overgeneration confrontabili ed economicamente efficienti. Il quantitativo efficiente di accumuli si ottiene confrontando il costo marginale sostenuto per la installazione degli accumuli con il beneficio marginale espresso in termini di overgeneration evitata (vedi BOX DI APPROFONDIMENTO: metodologia per dimensionare il fabbisogno accumuli). Dalle analisi svolte sulla capacità di accumulo e la quota FER integrabile emerge che i due scenari si differenziano tra loro per circa 20 GWh di accumuli aggiuntivi necessari nello scenario senza nucleare.

**Figura 49 - Beneficio netto di sistema e overgeneration in funzione del dimensionamento degli accumuli**



La Figura 49 riporta il dimensionamento degli accumuli dal quale si evince come all'incrementare della capacità di accumulo l'overgeneration si riduca. Esiste però un limite per il quale anche aggiungendo stoccaggi l'integrabilità delle FER non aumenta più in maniera significativa e in particolare i benefici netti per il sistema iniziano a ridursi. Nello scenario senza nucleare (e con una maggiore produzione di rinnovabili non programmabili) questo punto si trova a 216 GWh di accumuli, circa il 5% della produzione rinnovabile viene tagliata, mentre nello scenario dove sono presenti le centrali nucleari l'accumulo integrato nel sistema è pari a 196 GWh e il taglio di energia rinnovabile è leggermente superiore in percentuale. Tali valutazioni sono fortemente dipendenti da molte ipotesi, tra cui i costi che il sistema deve sostenere per integrare gli accumuli, il prezzo dell'energia termoelettrica nonché la producibilità attesa delle energie rinnovabili.

Per quanto riguarda gli scambi con l'estero, non viene fatta alcuna ipotesi a priori: i flussi netti presentati sono quindi il risultato di simulazioni pan-europee in cui l'estero è modellato assumendo gli sviluppi di capacità comunicati dai vari stati membri ai gruppi di lavoro dei tavoli ENTSO-E.

I bilanci elettrici associati ai due mix tecnologici vengono elaborati al solo scopo di evidenziare criticità e punti di attenzione utili alla pianificazione di lungo termine. I numeri di seguito presentati sono il risultato di simulazioni eseguite con granularità oraria, ma trascurando una serie di elementi quali, ad esempio, l'evoluzione della capacità di trasporto della rete o i temi di stabilità dinamica. I risultati non devono essere interpretati come scenari chiusi o come il risultato di un'ottimizzazione completa di sistema in quanto risentono comunque di una serie di semplificazioni necessarie per poter simulare un orizzonte temporale di così lungo termine.

In Tabella 5 si riportano i bilanci sintetici dei due scenari sinora descritti.

**Tabella 5 - Bilancio elettrico annuale 2050**

BILANCIO ELETTRICO (TWh <sub>el</sub> )	SCENARIO CON NUCLEARE	SCENARIO SENZA NUCLEARE
<b>Fabbisogno elettrico totale</b>	583	
<b>Totale produzione nazionale</b>	546	540
Solare, eolico e idrico <sup>51</sup>	435	474
Nucleare	69	-
Altra produzione programmabile	42	66
<b>Saldo estero (import netto)</b>	48	57
<b>Perdite accumulati</b>	-11	-14
Copertura zero-emissioni (rinnovabile e nucleare) (%)	89%	84%
Overgeneration (% su fabbisogno)	4,8%	4,4%

La produzione FER è superiore nello scenario senza nucleare per via del maggiore installato di solare ed eolico. Nonostante la maggiore produzione FER, l'overgeneration è in linea a quella dello scenario con nucleare, grazie alla maggiore quota di accumuli utility-scale che ne permettono l'integrazione.

Lo scenario con nucleare mostra una generazione da tale fonte che arriva a coprire quasi il 12% del fabbisogno e vede la presenza di altra generazione programmabile quali rinnovabili programmabili e gas dotato di CCS, legati alla produzione di calore per cogenerazione (che in parte viene anche soddisfatto dalla generazione nucleare) e alla necessità di coprire i picchi di carico residuo<sup>52</sup>.

Il saldo estero, in import netto in entrambi gli scenari, è più elevato nello scenario senza nucleare. L'assenza di questa tecnologia comporta un aumento delle ore, prevalentemente serali e notturne, in cui risulta più conveniente importare energia dall'estero (es. surplus di generazione eolica o nucleare proveniente da altri Paesi).

I bilanci mensili (Figura 50) mostrano come la variabilità della fonte solare ed eolica tendano a compensarsi tra i mesi estivi e quelli invernali, confermando quanto evidenziato nel paragrafo 5.2.3.

<sup>51</sup> È riportata la produzione effettiva, i.e. già nettata dal curtailment.

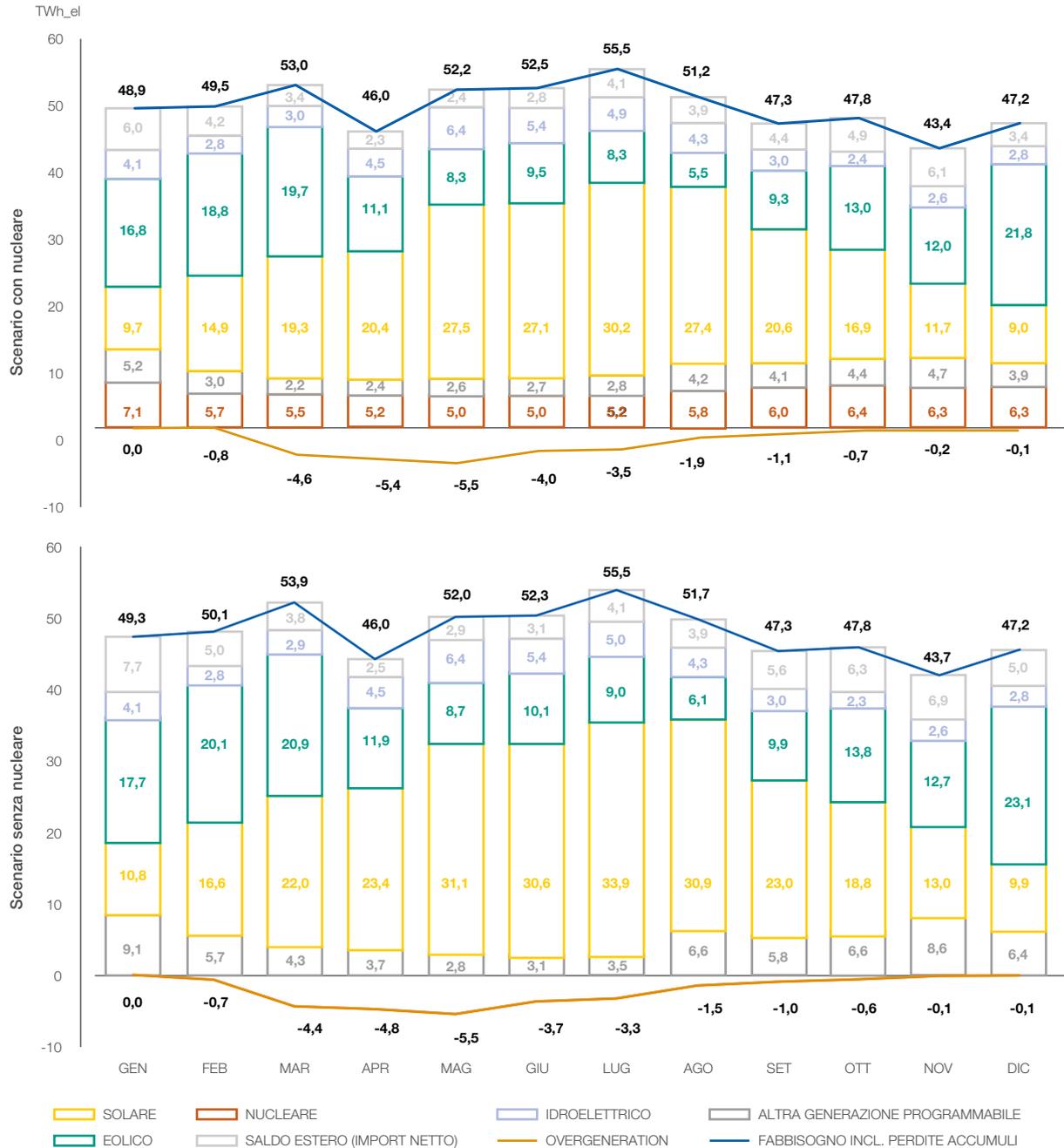
<sup>52</sup> Il carico residuo è definito come la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile e corrisponde di fatto all'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno. Ulteriori dettagli sul carico residuo nel paragrafo 5.4.



Il nucleare contribuisce alla copertura del carico di base, con una modulazione prevalentemente stagionale che porta la produzione al massimo nel mese di gennaio (coprendo il 15% del fabbisogno mensile), e al minimo nel mese di luglio. Nello scenario senza nucleare, l'assenza di questa risorsa è compensata da una maggiore produzione da fonti rinnovabili non programmabili soprattutto nei mesi primaverili ed estivi quando l'energia solare è maggiore.

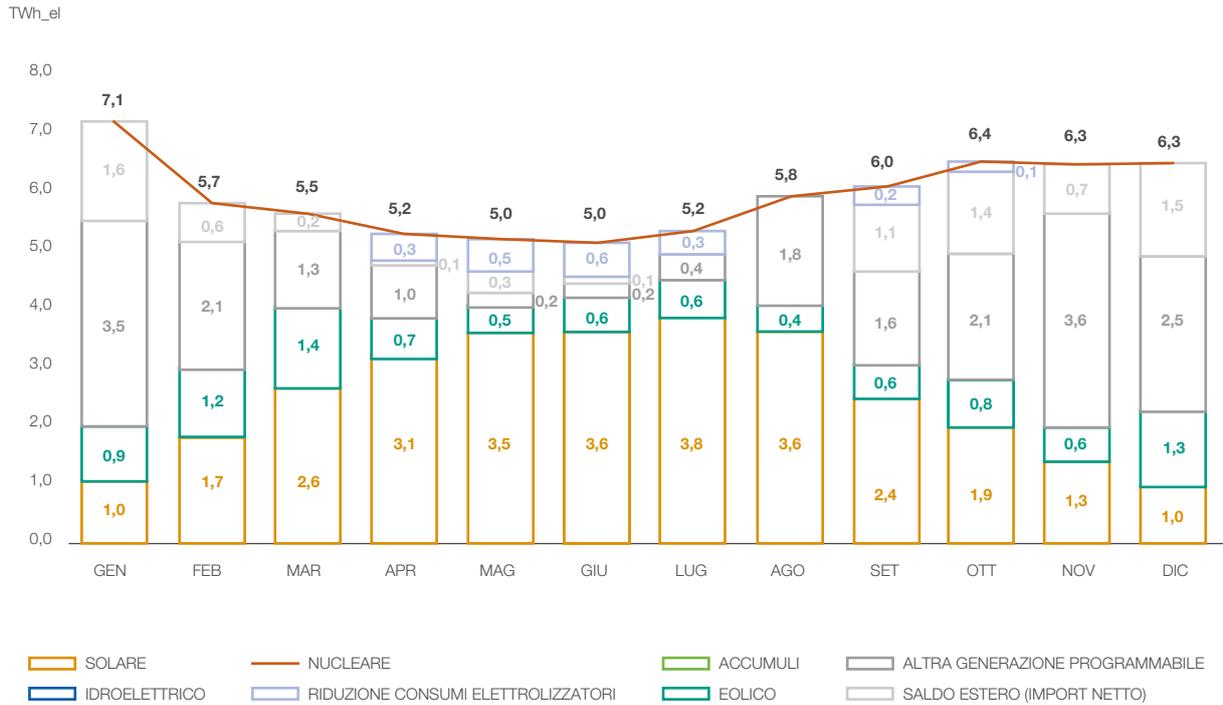
Generazione programmabile e import contribuiscono alla copertura del carico con peso maggiore nei periodi autunno e inverno e il loro peso relativo è superiore nello scenario senza nucleare.

Figura 50 - Bilancio elettrico mensile 2050



La Figura 51 evidenzia la differenza nella produzione mensile tra i due scenari, con e senza nucleare, mostrando nel dettaglio le fonti che compensano la produzione mancante nello scenario senza nucleare. Nei mesi centrali, la maggiore disponibilità di rinnovabili — in particolare solare — consente di coprire gran parte del fabbisogno anche in assenza del nucleare, mentre nei restanti mesi rimane essenziale la generazione programmabile, integrata dalle importazioni.

**Figura 51 - Compensazione della quota di produzione nucleare in assenza di questa tecnologia (scenario senza nucleare)**



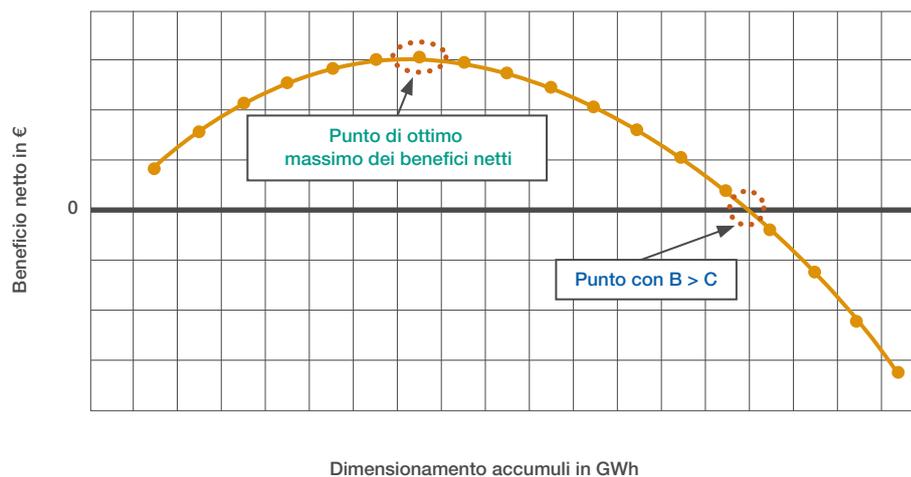
## Metodologia per dimensionare il fabbisogno accumulato

La metodologia adottata per dimensionare il fabbisogno accumulato negli scenari qui descritti si basa su quella utilizzata anche per le aste MACSE<sup>53</sup>. In generale, gli accumuli consentono di recuperare energia rinnovabile in esubero, per poi rilasciarla in un momento successivo, spiazzando così la tecnologia marginale. Questo recupero di energia rinnovabile altrimenti tagliata rappresenta un beneficio per il sistema in termini di costo evitato della tecnologia marginale. Il beneficio per il sistema si confronta con il costo degli accumuli, rappresentato dalla stima del premio della capacità di accumulo.

Per determinare il volume efficiente di accumulo, si effettua una serie di simulazioni del mercato dell'energia con volumi crescenti di accumulo. Per ciascuna simulazione si possono quantificare i costi e i benefici per il sistema in funzione degli accumuli presenti nello scenario. Al crescere dell'installato di accumuli si osserva una sorta di effetto di "cannibalizzazione", perché aumenta la competizione per assorbire l'energia rinnovabile in esubero. Di conseguenza, si verifica un andamento decrescente del beneficio marginale degli accumuli all'incremento degli stessi.

Nella Figura 52 è rappresentato, in maniera qualitativa, l'andamento della funzione dei benefici cumulati al netto dei costi cumulati (c.d. funzione dei benefici netti cumulati). Il dimensionamento ottimo è raggiunto quando la derivata della funzione dei benefici netti cumulati è pari a 0.

**Figura 52 - Andamento illustrativo dei benefici netti al crescere della capacità di accumulo (B = benefici, C = costi).**



53 Terna: Fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio al 2028, approvato con D. M. del 27 febbraio 2025

## 5.3. Adeguatezza e flessibilità al 2050

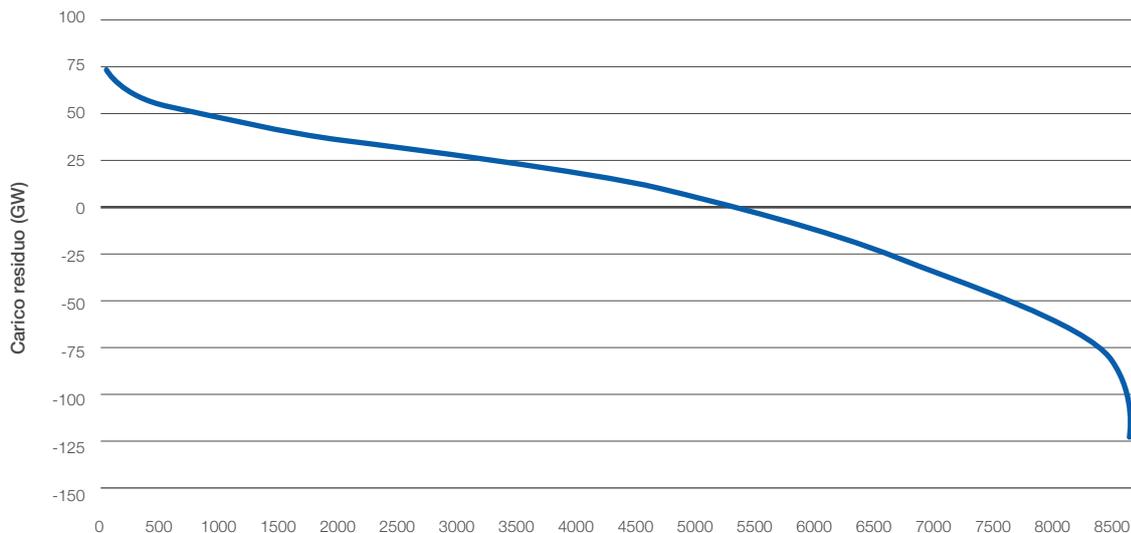
### 5.3.1. Caratterizzazione del carico residuo

In generale, le fonti di produzione possono essere divise in due macrogruppi: quelle programmabili e quelle non programmabili. Sono fonti di produzione non programmabili tutte quelle risorse la cui produzione dipende da fattori non controllabili, quindi la fonte solare, eolica e idroelettrica fluente; tali fonti produttive, pertanto, in ciascun intervallo di tempo possono produrre un quantitativo di energia non superiore alla disponibilità della loro fonte primaria.

Si può, quindi, definire una grandezza, denominata carico residuo, la quale è calcolata come differenza tra il fabbisogno elettrico (al netto dei consumi per la produzione di idrogeno) e la producibilità teorica delle fonti non programmabili. Tale grandezza rappresenta, di conseguenza, la parte di fabbisogno che dovrà essere coperta da fonti programmabili (incluso l'import).

Con riferimento, in particolare, al carico residuo dello scenario 2050 con nucleare, la Figura 53 ne rappresenta la curva monotona decrescente. Si può notare come i valori vadano da un massimo di circa 75 GW a un minimo di circa -125 GW, con valori negativi che coprono poco più di 3.000 ore dell'anno.

**Figura 53 - Curva di durata del carico residuo al 2050**



Le ore dell'anno possono quindi essere divise in due macro-gruppi, caratterizzati da esigenze di tipo diverso:

- Valori di carico residuo positivi: indicano un deficit di produzione non programmabile rispetto alla domanda e quindi la necessità di capacità programmabile in produzione (inclusi gli accumuli) o import da altri Paesi, fino a un massimo di circa 75 GW. In caso di dimensionamento non opportuno di tali risorse, queste sono le ore in cui si potrebbero verificare problemi di adeguatezza e quindi necessità di taglio della domanda;
- Valori di carico residuo negativi: indicano un surplus di generazione non programmabile rispetto al fabbisogno, e dunque necessità o di export verso altri Paesi o di capacità programmabile in assorbimento, che quindi incrementa artificialmente tale fabbisogno (accumuli, elettrolizzatori, demand response), fino a un massimo di circa 125 GW. La quota non coperta da risorse programmabili o da export rappresenta il curtailment dello scenario.

Tali considerazioni preliminari saranno oggetto di ulteriore analisi nei paragrafi successivi.

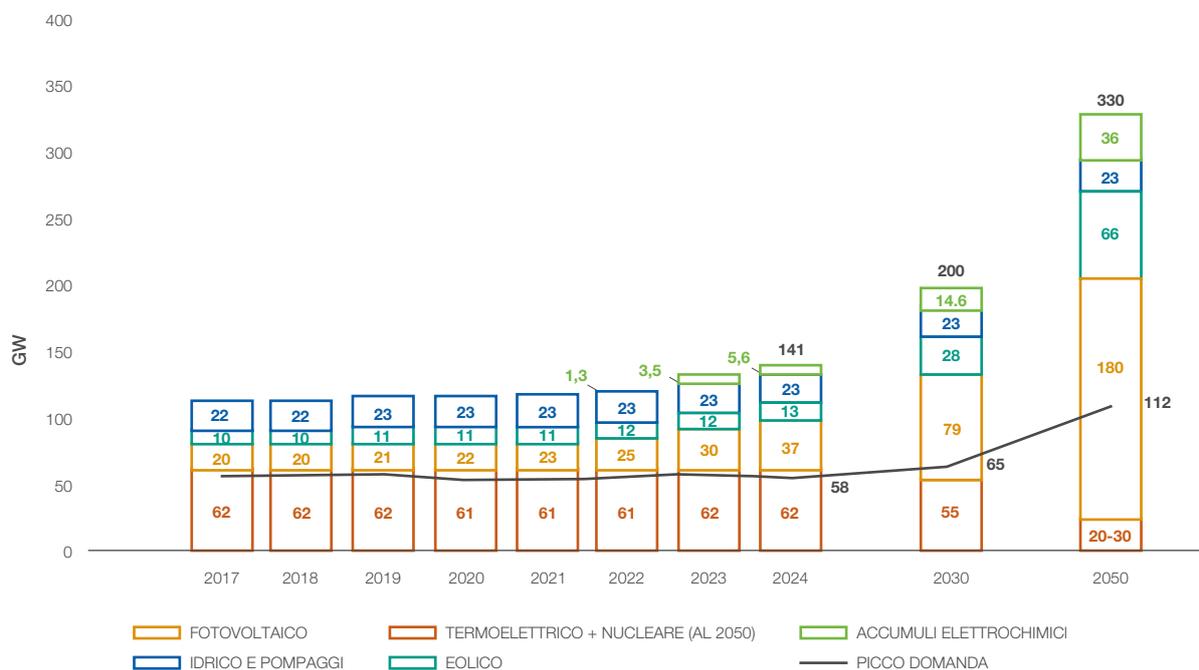


### 5.3.2. Adeguatezza

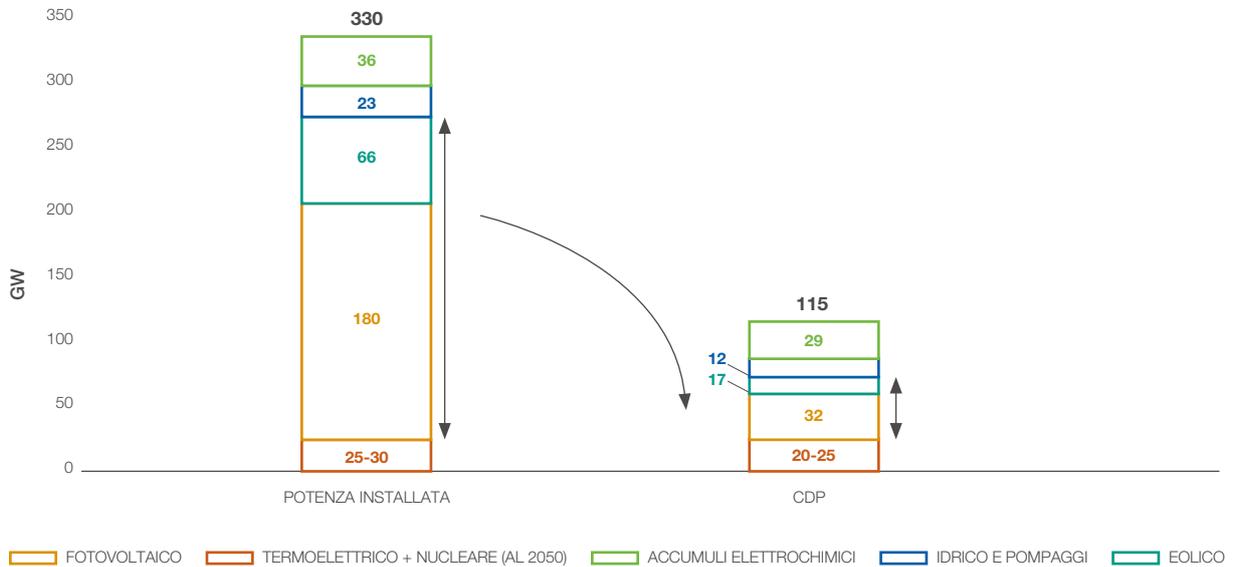
Come illustrato in Figura 54 nel giro di pochi decenni si passerà da un parco di generazione costituito per metà da generazione programmabile (termoelettrico e idroelettrico a bacino) a uno composto per la gran parte da fonti rinnovabili non programmabili. Al contempo, l'elettrificazione dei consumi prevista nei prossimi decenni potrebbe comportare una punta oraria del carico elettrico superiore a 110 GW al 2050, quasi il doppio del valore registrato nel 2025.

Negli ultimi anni il sistema elettrico italiano è stato caratterizzato da un rapporto tra potenza installata e picco di carico pari a circa 2; inevitabilmente, al crescere del contributo delle fonti non programmabili, tale rapporto è destinato a crescere. Nello scenario 2050 con nucleare tale rapporto arriva a circa 3 (330 GW di capacità installata a fronte di un picco pari a circa 110 GW).

**Figura 54 - Evoluzione del parco di generazione installata al 2050**



Per verificare l'effettiva capacità del parco di generazione di coprire il carico elettrico garantendo la adeguatezza del sistema è possibile ricorrere, a titolo esemplificativo, al concetto di capacità disponibile in probabilità (CDP) introdotto per le aste del Capacity Market. La stima della CDP su un orizzonte temporale così lontano (2050) ha inevitabilmente valore esemplificativo, in quanto il calcolo dei coefficienti di rating andrebbe aggiornato attraverso una serie di analisi e simulazioni che esulano dallo scopo del presente lavoro.

**Figura 55 - Capacità installata vs Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) al 2050**

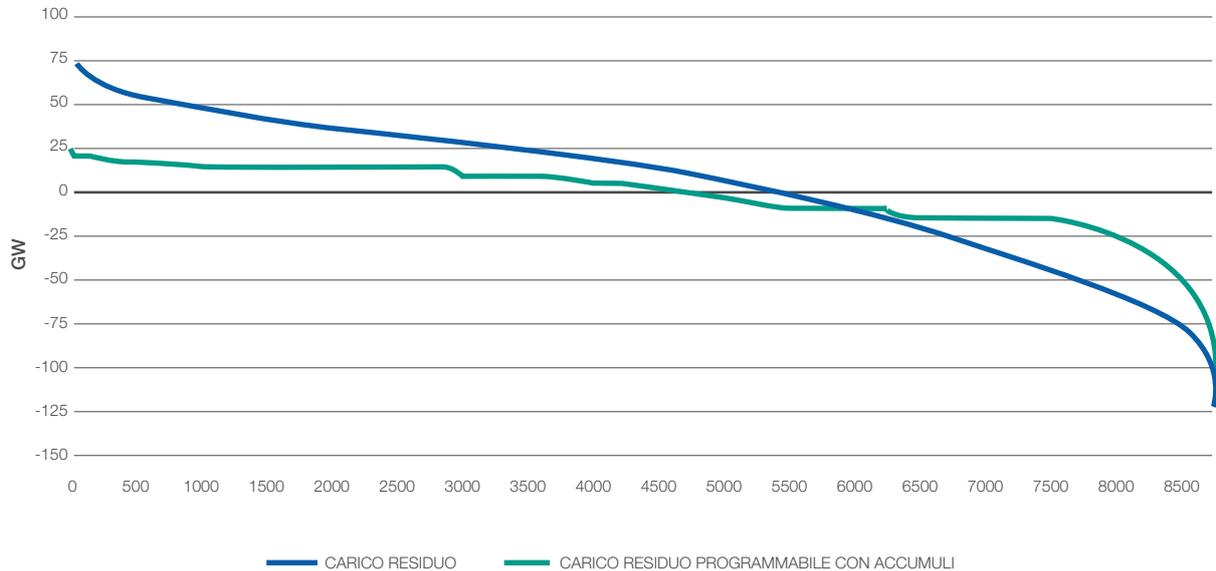
Con tali premesse, applicando i tassi di rating oggi in vigore per le aste del Capacity Market alla potenza installata dello scenario 2050 è possibile stimare i contributi di ciascuna risorsa alla copertura del picco di carico (cf. Figura 55). È interessante notare che, nonostante le fonti rinnovabili non programmabili rappresentino quasi l'80% della capacità installata, il loro contributo alla adeguatezza del sistema risulta inferiore al 50% della CDP necessaria.

In Figura 56 è rappresentata una ulteriore elaborazione del carico residuo che chiameremo "carico residuo programmabile" in cui si sottrae sia il saldo import/export sia il contributo degli accumuli.<sup>54</sup> Le movimentazioni degli accumuli, come anche i flussi import/export, tendono a livellare il carico residuo ma non consentono di annullare la necessità di capacità programmabile (termoelettrico e/o nucleare), indispensabile anche per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico del futuro.

<sup>54</sup> Definito come fabbisogno elettrico – producibilità FRNP – generazione idroelettrica programmabile – import + export – immissione accumuli + prelievo accumuli



Figura 56 - Carico residuo vs carico residuo programmabile con accumuli al 2050



Analizzando in particolare il tratto iniziale della curva di durata del carico residuo programmabile con accumuli, si osserva un valore massimo pari a circa 25 GW; se, a titolo indicativo, assumessimo un tasso di rating per la capacità programmabile pari al 15%, ciò significherebbe che anche nel lungo termine (anno target 2050) il sistema elettrico continuerebbe ad avere bisogno di almeno 30 GW di capacità programmabile efficiente per continuare a garantire gli standard di adeguatezza previsti dalla normativa vigente (3 hh/y di LOLE).

Tale evidenza, seppur approssimativa, conferma che anche nel 2050 sarà indispensabile garantire la disponibilità di volumi rilevanti di capacità programmabile il cui ruolo sarà sostanzialmente quello di “backup” delle fonti rinnovabili intermittenti; in tale contesto sarà quindi necessario continuare a dotarsi di meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità (e.g. Capacity Market) senza i quali tali impianti ben difficilmente potrebbero riuscire a coprire i propri costi fissi.

### 5.3.3. Flessibilità

La flessibilità di un sistema elettrico può essere definita come la capacità del sistema stesso di far fronte alla variabilità e all’incertezza che il fabbisogno e la generazione da fonti rinnovabili non programmabili introducono nel sistema in tempi diversi, fornendo tutta l’energia richiesta dai consumatori e mantenendo il curtailment al di sotto di un definito livello di accettabilità. La transizione energetica comporta un incremento progressivo, non necessariamente lineare, della complessità di gestione del sistema, con effetti come l’overgeneration strutturale, curve di carico residuo spesso nulle o negative, forti variazioni di carico, picchi sostenuti, minore disponibilità di tecnologie regolanti programmabili e possibili fenomeni di instabilità dinamica. Per gestire queste complessità il sistema dovrà far ricorso a crescenti contributi di flessibilità.

Una rappresentazione quantitativa, seppur semplificata, delle implicazioni di tale progressivo incremento di complessità può essere effettuata attraverso specifici indicatori che analizzano la variabilità del carico residuo (per questi indicatori introdotti già da alcuni anni sono presenti in letteratura diverse pubblicazioni da parte di Artelys e JRC<sup>55</sup>).

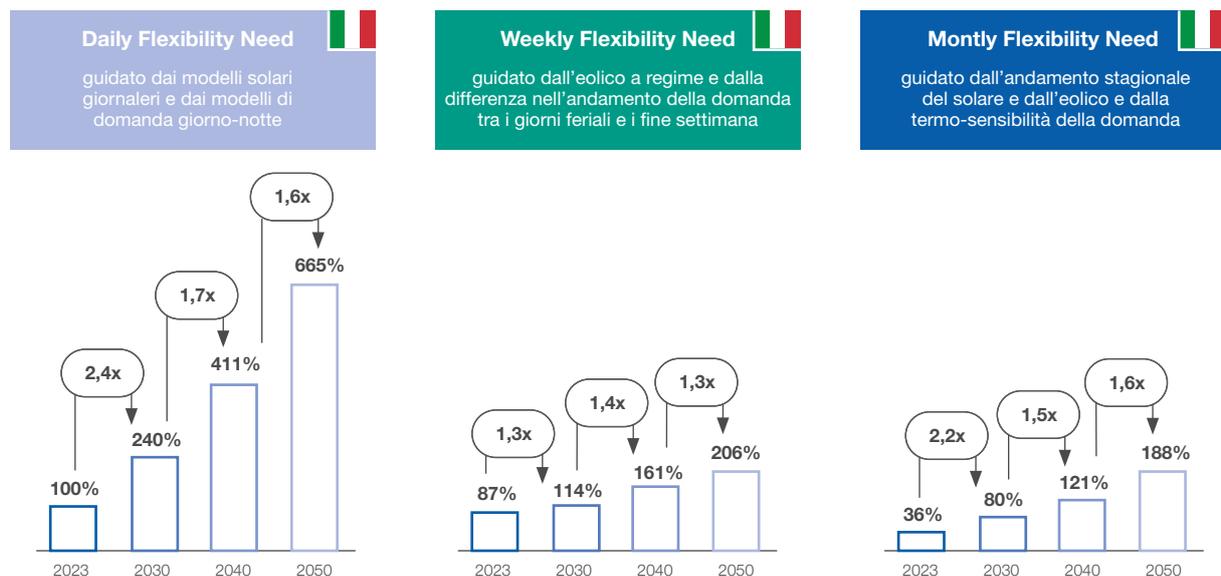
55 Artelys (METIS Studies), Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares

La variabilità del carico residuo identifica una metrica rappresentativa per stimare il fabbisogno di flessibilità del sistema in termini di energia (TWh) su diverse scale temporali<sup>56</sup> in funzione dei fenomeni fisici coinvolti: giornaliera, settimanale, mensile. In considerazione degli scenari futuri, l'aumento della capacità installata rinnovabile determinerà un aumento del fabbisogno di flessibilità su tutte le scale temporali. In Figura 57 sono messi a confronto in termini di fabbisogno di flessibilità l'anno 2023, gli scenari descritti nel DDS '24 (2030 PNIEC Policy e 2040 DE-IT) e lo scenario 2050 con nucleare sviluppato per questa nota. Nello specifico, focalizzandosi sul 2050 si osserva quanto segue:

- incremento di 6,7 volte dell'indicatore su scala giornaliera rispetto al 2023, essenzialmente come conseguenza della forte penetrazione attesa della produzione fotovoltaica;
- incremento di 2,4 volte dell'indicatore su scala settimanale rispetto al 2023, dipendente dalla crescita attesa della produzione eolica;
- incremento di 5,2 volte dell'indicatore su scala mensile rispetto al 2023, influenzato dalla stagionalità di sole e vento nonché dagli effetti della progressiva elettrificazione del riscaldamento. Seppur elevato in termini relativi, il fabbisogno mensile di lungo termine rimane comunque molto inferiore a quello giornaliero (188% vs 665%).

Le analisi effettuate dimostrano come la sfida maggiore nei prossimi anni sarà rappresentata dalla gestione del fabbisogno di flessibilità giornaliero, il quale richiederà la disponibilità di risorse in grado di rendere disponibile al sistema una modifica ciclica e sistematica del loro profilo di immissione e/o prelievo per accomodare la generazione rinnovabile (essenzialmente fotovoltaica) in eccesso strutturale nelle ore centrali della giornata.

**Figura 57 - Flexibility index su diverse scale temporali al 2023, 2030, 2040 e 2050 valorizzando a 100% l'indicatore di flessibilità relativo alla scala temporale giornaliera per l'anno 2023**



of renewables electricity, 2019

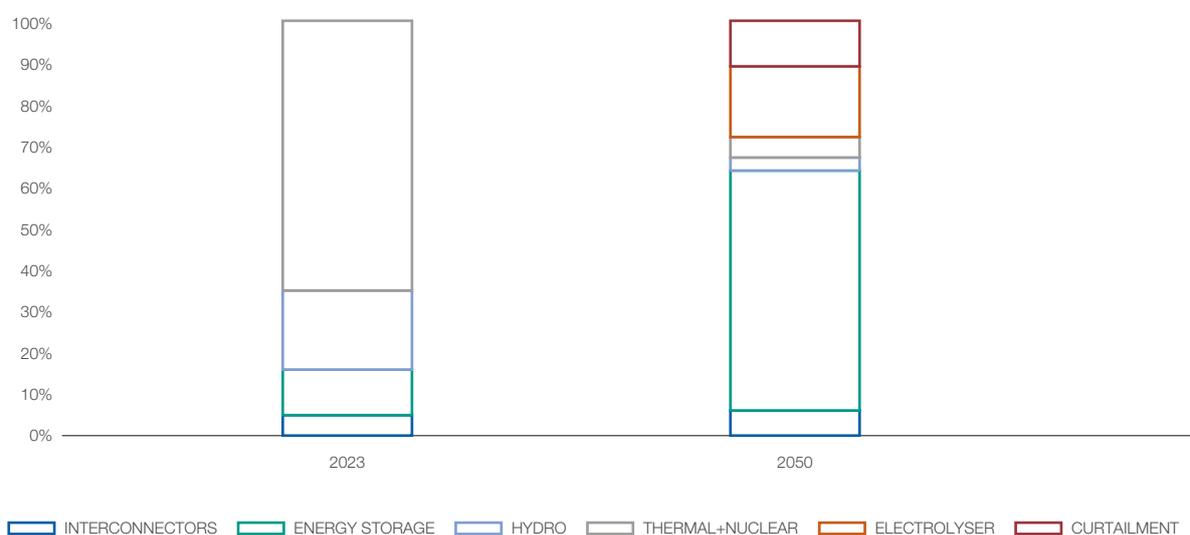
Koolen, D., De Felice, M. and Busch, S., Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, doi:10.2760/384443, JRC130519.

<sup>56</sup> Il Flexibility Need si ottiene sommando il modulo degli scarti del carico residuo dalla media per la granularità considerata. Ad esempio, il Daily Flexibility Need rappresenta la variazione oraria del carico residuo rispetto alla media giornaliera, ecc.



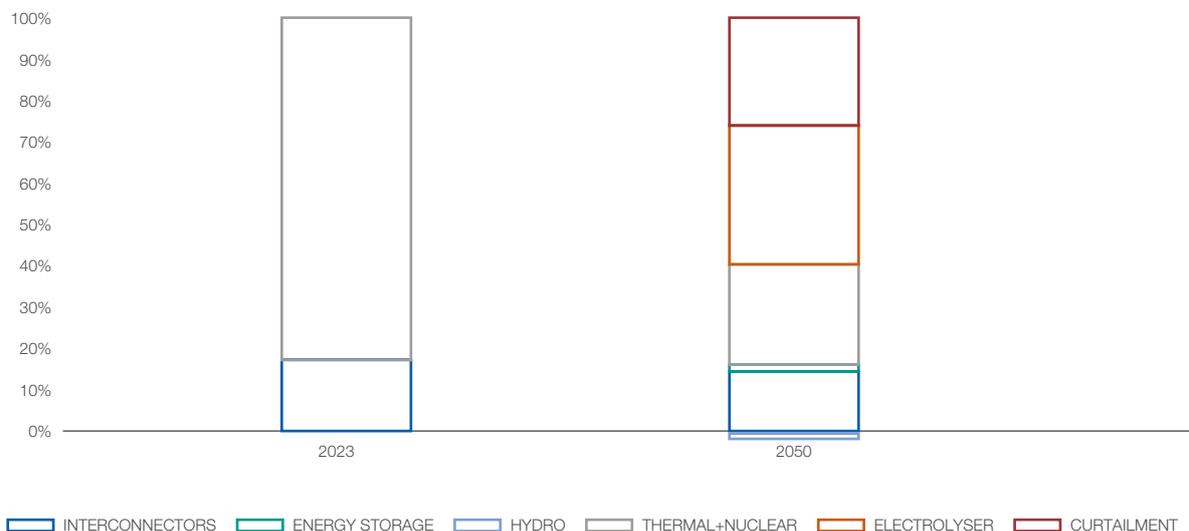
Il grafico seguente riporta il contributo percentuale che ciascuna tecnologia apporta al soddisfacimento del fabbisogno di flessibilità<sup>57</sup>. Confrontando l'anno 2023 e lo scenario 2050 con nucleare si osserva in Figura 58 come la gestione della flessibilità del sistema elettrico italiano sia destinata a trasformarsi in modo radicale nei prossimi trent'anni. Confrontando i Daily Contributions stimati per il 2023 con quelli dello scenario al 2050, emerge un cambiamento netto nelle tecnologie in grado di soddisfare il fabbisogno di flessibilità su base giornaliera. Nel 2023, infatti, circa il 65% del Daily Flexibility Need è stato coperto da impianti termoelettrici (in prevalenza cicli combinati a gas naturale) seguiti dagli impianti idroelettrici a bacino e dai pompaggi (energy storage). Secondo le proiezioni al 2050, invece, il quadro si ribalta: il 58% della flessibilità giornaliera sarà assicurato da sistemi di accumulo (elettrochimici e idroelettrici a pompaggio), mentre un ulteriore contributo potrà arrivare dagli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno (17%) e dal curtailment delle rinnovabili non programmabili (11%). Nel complesso, il ruolo delle interconnessioni con l'estero rimane costante e poco rilevante per soddisfare il fabbisogno di flessibilità giornaliero.

**Figura 58 - Copertura dei Daily Flexibility Needs per tecnologia (2023, 2050)**



Come mostrato, con l'aumentare della quota di generazione non programmabile, emergeranno esigenze crescenti anche su scala settimanale e stagionale. Se a livello daily il paradigma della flessibilità viene significativamente modificato, sul fronte monthly si assiste invece ad una certa continuità: la generazione programmabile continua a svolgere un ruolo rilevante, ma nel 2050 sarà affiancata da nuove risorse, quali gli elettrolizzatori e il curtailment delle rinnovabili. Come evidenziato in Figura 59, nel 2023 la quasi totalità della flessibilità mensile proveniva da impianti termoelettrici programmabili e, in misura minore, dalle interconnessioni, mentre nello scenario 2050 si distinguono chiaramente due macro-categorie di contributi. Da un lato, circa il 40% è ancora costituito da impianti programmabili e interconnessioni. Dall'altro, il restante 60% è fornito da flessibilità (soprattutto "a scendere", ossia riduzione della generazione o aumento della domanda) associata agli elettrolizzatori (32%) e al curtailment (28%).

<sup>57</sup> Per quantificare il contributo di ciascuna tecnologia si applica una metodologia analoga a quella per i Flexibility Need: si sottrae al carico residuo il profilo della tecnologia considerata, utilizzando il profilo risultante si calcola lo scostamento dalla rispettiva media per la granularità considerata. La differenza tra il Flexibility Need iniziale e quello ricalcolato determina il contributo della tecnologia considerata.

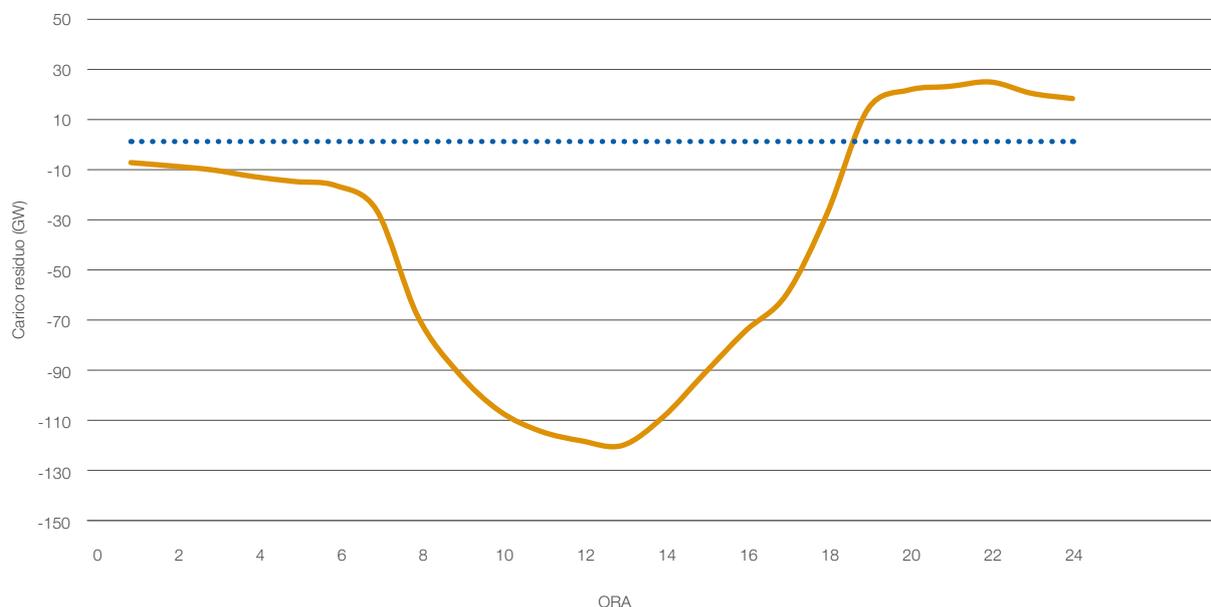
**Figura 59 - Copertura dei Monthly Flexibility Needs per tecnologia (2023, 2050)**

Questi cambiamenti pongono sfide significative per il sistema elettrico, che difficilmente potranno essere affrontate con le stesse soluzioni utilizzate per la flessibilità giornaliera, come l'accumulo di energia elettrica su larga scala. La flessibilità stagionale è infatti molto più complessa da garantire, poiché non può essere efficacemente coperta da sistemi di accumulo tradizionali. Ciò è dovuto al fatto che un generico sistema di accumulo che opera solo pochi cicli all'anno richiede tecnologie con elevatissima densità energetica (kWh/m<sup>3</sup>) e bassi costi di realizzazione (€/MWh, CAPEX), pena la sua insostenibilità economica rispetto alle alternative disponibili.

A titolo di esempio si possono richiamare le considerazioni già espresse nel box di approfondimento "i sistemi di stoccaggio elettrico" (in particolare Figura 44) per quel che riguarda uno stoccaggio di tipo elettrochimico: il costo del MWh accumulato e poi restituito al sistema attraverso tale tecnologia varia da circa 60 €/MWh nel caso di un ciclo al giorno sino al valore esorbitante di 21.000 €/MWh nel caso di un ciclo all'anno. Pur essendo tali valori stati calcolati per le batterie, è evidente che il ragionamento svolto rimane valido per qualsiasi tecnologia di accumulo considerata: è difficile immaginare che possa esistere una tecnologia di accumulo elettrico stagionale economicamente competitiva rispetto all'alternativa costituita dalla combinazione di curtailment + capacità di generazione programmabile.

Bisogna inoltre tenere in considerazione che il livello di curtailment delle FER necessario per garantire la sicurezza del sistema raggiungerà valori estremamente elevati in alcuni periodi critici dell'anno. Come visto in Figura 53, il valore di carico residuo per lo scenario analizzato arriva fino a un minimo di -125 GW con una decrescita praticamente verticale nelle "ultime" ore della curva di durata (tipicamente concentrate nei mesi primaverili con alta producibilità rinnovabile e basso carico). Anche considerando tutte le risorse di accumulo disponibili e un quantitativo ragionevole di export verso i Paesi interconnessi, in alcune ore dell'anno del 2050 sarà necessario distaccare oltre 100 GW di potenza FER per evitare pericolosi fenomeni di sovra-frequenza.

A titolo di esempio si analizza un giorno festivo primaverile, in cui il fabbisogno risulta moderato (combinazione di giornata non lavorativa e temperature miti) e la producibilità FER è elevata per diverse ore (contemporaneità di irraggiamento elevato, basse temperature che innalzano l'efficienza dei pannelli, alta idraulicità dovuta allo scioglimento delle nevi e alta ventosità). In Figura 60 si rappresentano i valori di carico residuo per una giornata di questo tipo al 2050, in cui si può notare come tali valori risultino negativi per gran parte della giornata (la linea tratteggiata rappresenta il valore di carico residuo nullo): come detto, si verifica una overgeneration FER che può arrivare nelle ore centrali a più di 100 GW.

**Figura 60 - Valori del carico residuo al 2050 per una domenica primaverile**

Il curtailment delle FER, oggi considerato fenomeno sporadico ed eccezionale, rappresenterà la normalità dell'esercizio del sistema elettrico e dovrà inevitabilmente coinvolgere una parte rilevante del parco di generazione che dovrà essere dotato delle tecnologie necessarie in termini di osservabilità e controllabilità.

Tale curtailment diffuso non potrà coinvolgere solo impianti di grande potenza allacciati alla RTN, ma dovrà necessariamente arrivare anche alla generazione di media e piccola taglia. Se il peso relativo delle installazioni di piccola/piccolissima taglia su tetto rimarrà rilevante anche nei prossimi anni, sarà necessario garantire la piena osservabilità e controllabilità di tali risorse per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico; allo stato attuale invece tali impianti sono sostanzialmente "invisibili" per il TSO (basti qui ricordare che per gli impianti fotovoltaici con potenza inferiore a 20 kW oggi non è neanche obbligatorio installare il misuratore lato produzione).

Generalizzando quanto discusso finora, la flessibilità può quindi essere caratterizzata da servizi "in potenza" che garantiscono sostanzialmente sicurezza operativa (curtailment FER e dispacciamento della generazione programmabile) e servizi "in energia" come il "time shifting" che consente la gestione economicamente efficiente del sistema elettrico in condizioni di normale funzionamento e presuppone un contributo rilevante sia in energia che in potenza (accumuli, generazione programmabile, elettrolizzatori e, potenzialmente, demand response).

Con riferimento specifico al demand response, tale fonte di flessibilità dal punto di vista teorico risulta particolarmente interessante; nei limiti della disponibilità di un consumatore di "spostare nel tempo" i propri consumi, infatti, il demand response può essere assimilato a un sistema di accumulo con rendimento unitario di ciclo, ovvero senza perdite. Il "costo" associabile all'utilizzo di tali risorse, in questo specifico caso, è rappresentato dagli eventuali investimenti tecnologici necessari per garantire osservabilità e controllabilità della risorsa e dal costo-opportunità (spesso implicito) del consumatore (e.g. extra costo sostenuto da una generica impresa per spostare il proprio processo produttivo in una giornata festiva caratterizzata da prezzi bassi dell'energia).

L'esperienza pluriennale maturata in Italia attraverso i progetti pilota ex delibera ARERA 300/2017 (c.d. UVAM) ha dimostrato che, nella maggior parte dei casi, il costo opportunità associato alla modifica dei profili di consumo dei grandi soggetti industriali risulta significativo, tale da rendere poco attrattivo il demand response (perlomeno quando non associato ad altre risorse di flessibilità installate behind the meter, quali generatori o sistemi di accumulo).

Al contrario, le piccole risorse distribuite che guideranno il processo di progressiva elettrificazione dei consumi finali (auto elettriche, pompe di calore e batterie distribuite) presentano una capacità di accumulo «embedded» (batterie o inerzia termica degli edifici). Questa caratteristica le rende, almeno potenzialmente, particolarmente adatte a fornire servizi di Load Shifting senza impatti significativi sul comfort dell'utilizzatore finale permettendo quindi di svincolare – entro certi limiti - l'uso «naturale» della risorsa da quello per il servizio di flessibilità. Il potenziale teoricamente estraibile nel lungo termine da tali risorse è enorme.

A parere di Terna, il fattore chiave abilitante per “sbloccare” tale flessibilità (oggi sostanzialmente inutilizzabile) consiste nel definire e prescrivere protocolli standard di comunicazione digitale in grado di ridurre/azzerare il costo che oggi un aggregatore deve sostenere per osservare e controllare tali risorse in tempo reale. In questo contesto, sembrerebbe opportuno valutare una evoluzione della regolazione che consenta l'erogazione di flessibilità anche attraverso risorse “behind the meter”, superando quindi l'attuale paradigma basato sui contatori installati al punto di scambio (c.d. POD) e utilizzando anche i sistemi di misura già presenti a bordo macchina, opportunamente certificati.

Nell'ambito della flessibilità distribuita molteplici sono le iniziative (fortemente sinergiche tra loro) promosse e sostenute da Terna sia a livello nazionale che europeo: progetti di ricerca finanziati dalla Commissione Europea (e.g. OSMOSE, BeFlexible, FLOW<sup>58</sup>), progetti di ricerca applicata e studi con centri di eccellenza italiani e internazionali, progetti pilota a supporto dell'evoluzione della regolazione nazionale (e.g. Pilota UVAM<sup>59</sup>, Pilota coordinamento TSO-DSO<sup>60</sup>), partecipazioni societarie (Terna è uno dei soci fondatori di Equigy<sup>61</sup>), programmi di Energy System Innovation<sup>62</sup> (e.g. ESI E-mobility, ESI Heating & Cooling, ESI Aggregato).

58 OSMOSE: <https://www.osmose-h2020.eu/> BeFlexible: <https://beflexible.eu/> FLOW: <https://theflowproject.eu/>

59 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-uva-ex-progetto-pilota-uvam>

60 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-coordinamento-tso-dso>

61 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-gestione-sistema-elettrico/luci-piattaforma-equigy>, <https://equigy.com/>

62 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-gestione-sistema-elettrico/luci-energy-system-innovation>

