



RENEWABLE  
*thinking*

## RENEWABLE THINKING 2025

LO STATO DELL'ARTE DELLE RINNOVABILI IN ITALIA:  
QUALI LEVE STRATEGICHE PER ACCELERARNE  
IL DISPIEGAMENTO NEL PAESE

### Position Paper

Luglio 2025

PROMOSSO DA

**CVA.**



**The European House**  

---

**Ambrosetti**

CON IL PATROCINIO DI

 **ELETTRICITÀ  
FUTURA**  
imprese elettriche italiane

*Position Paper realizzato da TEHA Group su incarico di CVA S.p.A.*

*© 2025 CVA S.p.A. e TEHA Group. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Position Paper può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di CVA S.p.A. e TEHA Group.*

*I contenuti del presente Position Paper sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group.*

Ideato e promosso da CVA e TEHA Group, con il patrocinio di Elettricità Futura, “*Renewable Thinking* – Forum delle Energie Rinnovabili” vuole diventare il punto di riferimento annuale per la riflessione strategica sull’evoluzione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il presente *Position Paper* si propone di contestualizzare lo **scenario di riferimento delle fonti energetiche rinnovabili** in Italia, evidenziando i progressi nella capacità installata e identificando i **principali ambiti di sviluppo** per accelerarne la crescita.

I lavori sono stati sviluppati attraverso gli indirizzi di un *Advisory Board* che ha supervisionato l’iniziativa composto da:

- **Giuseppe Argirò** (Amministratore Delegato, CVA; Vicepresidente, Elettricità Futura);
- **Gianni Vittorio Armani** (Direttore *Enel Grids and Innovability*, Enel; Presidente, Elettricità Futura)
- **Massimiliano Atelli** (Capo di Gabinetto, Dipartimento per lo Sport; già Presidente, Commissione Tecnica PNRR – PNIEC e VIA, Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica);
- **Guido Bortoni** (Presidente, CESI; già Capo Dipartimento Energia, Governo italiano; già Presidente, ARERA);
- **Enrico Giovannini** (Professore ordinario di Statistica economica, Un. Roma Tor Vergata; Direttore Scientifico ASviS; già Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili);
- **Stefano Laporta** (Presidente, ISPRA);
- **Francesco La Camera** (Direttore Generale, IRENA);
- **Enrico Letta** ( Rettore, *IE School of Politics, Economics & Global Affairs*; Relatore dell’UE sul futuro del mercato unico);
- **Agostino Re Rebaudengo** (Presidente, Asja Ambiente; Già Presidente, Elettricità Futura)
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO, The European House - Ambrosetti*)

Il Gruppo di Lavoro di **TEHA Group** è composto da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner e Responsabile Area Scenari e Intelligence*)
- **Madi Piano Mortari** (*Associate Partner e Responsabile Area Eventi Speciali*)
- **Francesco Galletti** (*Senior Consultant Area Scenari e Intelligence*)
- **Nicolò Serpella** (*Senior Consultant Area Scenari e Intelligence*)
- **Alessandro Sarvadon** (*Analyst, Area Scenari e Intelligence*)
- **Chiara Scalamandrè** (*Analyst, Area Scenari e Intelligence*)
- **Marco Schiavottiello** (*Analyst, Area Scenari e Intelligence*)
- **Carlotta Molteni** (*Program Manager, Area Eventi Speciali*)
- **Benedetta Landi** (*Program Manager, Area Eventi Speciali*)
- **Annalisa Pinto** (Assistente)
- **Maria Maggioni** (*Event Manager*)
- **Veronica Santori** (*Event Manager*)
- **Walter Adorni** (*IT Manager*)
- **Simone Mancini** (*IT Manager*)
- **Ines Lundra** (*Assistant*)



## INDICE

<b>I MESSAGGI CHIAVE DEL <i>POSITION PAPER</i></b>	<b>1</b>
<b>CAPITOLO 1</b>	
<b>LA CENTRALITÀ DELLE RINNOVABILI ALL'INTERNO DELLO SVILUPPO DEL SISTEMA ENERGETICO NEL MONDO E IN EUROPA</b>	<b>11</b>
1.1. L'evoluzione del sistema energetico globale e il ruolo delle FER	11
1.2. Una nuova geografia della <i>leadership</i> energetica	15
1.3. Le criticità del sistema energetico europeo	18
1.4. Il ruolo delle FER nella politica energetica europea	23
<b>CAPITOLO 2</b>	
<b>LO SCENARIO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA A LIVELLO NAZIONALE: STATO DELL'ARTE E FATTORI DI RALLENTAMENTO</b>	<b>29</b>
2.1. Lo sviluppo delle FER in Italia	29
2.2. La prospettiva del " <i>Renewable Thinking Indicator</i> "	35
2.3. I fattori che rallentano la transizione energetica in Italia	40
<b>CAPITOLO 3</b>	
<b>GLI INDIRIZZI DI <i>POLICY</i> DELLA 3° EDIZIONE DI "<i>RENEWABLE THINKING</i>" E LE PROPOSTE D'AZIONE PER ACCELERARE IL DISPIEGAMENTO DELLE FER IN ITALIA</b>	<b>52</b>
3.1. Una visione strategica fondata su tre priorità di <i>policy</i>	52
3.3. Le rinnovate proposte di azione per la terza edizione di " <i>Renewable Thinking</i> "	53
<b>PRINCIPALE BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO</b>	<b>55</b>

## I MESSAGGI CHIAVE DEL POSITION PAPER

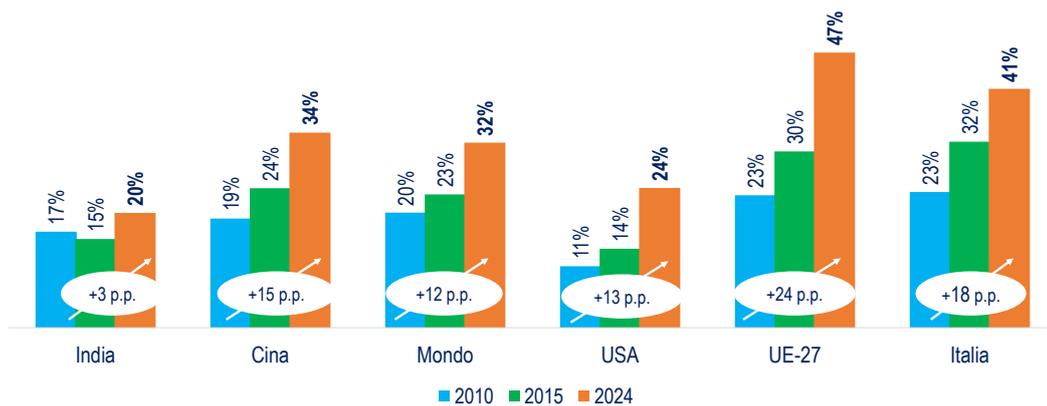
- 1. Nel 2023, a livello mondiale, nonostante la crescita dei consumi energetici (+19%), è stata registrata una riduzione dell'intensità energetica (-18%) e carbonica (-4%) rispetto al 2010. Questa tendenza è stata determinata dall'aumento della penetrazione delle FER e dalla volontà dei paesi di muoversi verso fonti di energia pulita. In questo contesto, però, UE e USA stanno perdendo terreno nella corsa alla transizione energetica.**

Negli ultimi tredici anni, il sistema energetico globale ha attraversato un'importante fase di transizione. **Dal 2010 al 2023, il consumo mondiale di energia** è aumentato del **19%**, trainato soprattutto dalla crescita di economie emergenti come Cina e India. Questo aumento della domanda energetica ha messo alla prova gli obiettivi climatici e la sicurezza degli approvvigionamenti. Tuttavia, in parallelo, si sono registrati progressi significativi sia sul fronte dell'efficienza energetica sia nella riduzione dell'impatto ambientale.

A **livello globale, l'intensità energetica** – ovvero l'energia consumata per unità di PIL – è **calata del -18%**, grazie all'evoluzione tecnologica, a un uso più efficiente dell'energia e alla crescente diffusione delle fonti rinnovabili. L'**Unione europea (UE)** è stata tra le aree più virtuose, con una **riduzione dell'intensità energetica del -33%** tra il **2010 e il 2023**.

Anche sul fronte delle emissioni di CO<sub>2</sub> per unità di energia consumata (**intensità carbonica**), si registrano **segnali positivi**, seppur più moderati. A livello globale, la **riduzione** è stata del **-4%**, ma in Italia, nell'UE e negli Stati Uniti il miglioramento è stato più marcato (tra il -7% e il -8%). L'**intensità carbonica della generazione elettrica**, che misura le emissioni per kWh prodotto, è calata del **-12%** a **livello mondiale**, e molto più nei Paesi avanzati: -42% in UE, -28% negli USA, -35% in Italia. Un dato significativo riguarda la Cina, che – pur rimanendo tra i Paesi con l'intensità più alta – ha ridotto questo indicatore del 24%, segno di un cambiamento in corso.

Le **FER** emergono come il principale **motore di questa trasformazione**. La loro **incidenza nella produzione elettrica mondiale** è passata **dal 20%** nel 2010 al **32%** nel 2024, con incrementi ben più elevati in Italia (+18 p.p., fino al 41%) e in UE (+24 p.p., fino al 47%). Anche le economie emergenti hanno compiuto progressi, con Cina e India che hanno aumentato la quota di FER nella generazione elettrica di 15 e 3 punti percentuali rispettivamente.



**Figura I.** Quota di FER nella produzione di elettricità: principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, Italia e mondo (valori %), 2010, 2015 e 2024. Fonte: elaborazione TEHA su dati Enerdata, Ember e Terna, 2025.

In questo senso, si osserva un **mutamento nella leadership globale** della **transizione energetica**: mentre **Europa e Stati Uniti sembrano rallentare**, la **Cina e l'India stanno assumendo un ruolo sempre più centrale**. Le due economie asiatiche stanno rapidamente **espandendo la propria capacità installata rinnovabile**, sia in termini assoluti sia in rapporto al PIL. Nel 2023, la Cina ha raggiunto 1.595 GW di FER installate, con un obiettivo di 5.280 GW al 2030; l'India punta a triplicare la propria capacità passando da 203 a oltre 660 GW. In confronto, l'UE e gli USA cresceranno a un ritmo significativamente più lento.

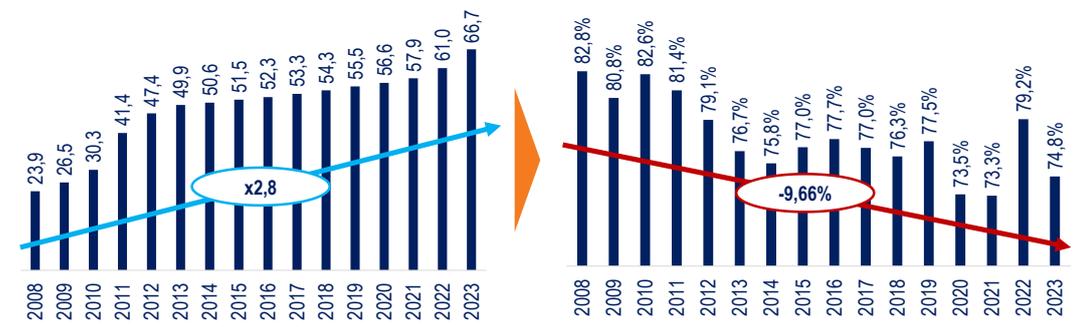
**2. In un contesto in cui la decarbonizzazione dell'economia e della società rappresenta una priorità strategica, le FER costituiscono uno strumento chiave, consentendo al contempo di rafforzare la sicurezza energetica, ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e di incrementare la competitività del sistema, grazie ai contenuti costi di generazione associati.**

In un contesto in cui la decarbonizzazione dell'economia e della società rappresenta una priorità strategica per l'Unione europea e l'Italia, le FER si configurano come uno strumento essenziale per rispondere contemporaneamente ad altre **due sfide chiave: rafforzare la sicurezza energetica e contenere i costi dell'energia.**

**Dal punto di vista ambientale**, le FER costituiscono la **leva principale** per la **riduzione delle emissioni**, grazie alla loro natura *carbon-free*. Questo consente non solo di decarbonizzare il settore elettrico, ma anche di abilitare l'elettrificazione di comparti ad alta intensità emissiva come trasporti, edilizia e industria. La disponibilità diffusa di risorse naturali (sole, vento, idroelettrico, geotermia, biomasse), unita al progressivo calo dei costi tecnologici, rende oggi le FER sempre più accessibili e competitive.

**Dal punto di vista della sicurezza energetica**, le FER permettono di **ridurre in modo strutturale la dipendenza da fonti fossili importate**. Nel 2023, l'Italia ha coperto ancora il **96,3% del proprio fabbisogno di gas** attraverso importazioni. Tuttavia, tra il

2008 e il 2023, la crescita della capacità installata da FER (da 23,9 a 66,7 GW) ha contribuito a ridurre la dipendenza energetica complessiva del Paese, passata dal 82,8% al 74,8%, rafforzando l'autonomia e la resilienza del sistema energetico.



**Figura II.** A sinistra: Installato rinnovabile in Italia (GW), 2008-2023; a destra: Dipendenza energetica\* in Italia (%), 2008 - 2023. (\*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025.

Infine, **sotto il profilo economico**, le rinnovabili offrono **un'opportunità concreta** per **ridurre i prezzi dell'energia** e **migliorare la competitività dell'industria** nazionale. In Italia, dove il prezzo dell'elettricità è più elevato rispetto agli altri Paesi europei, la diffusione delle FER può alleggerire i costi energetici. I dati del 2024 mostrano che nelle ore in cui solare ed eolico hanno fissato il prezzo sul mercato, **il Prezzo Unico Nazionale (PUN) è sceso** da una media di 108,52 €/MWh a 76,94 €/MWh, evidenziando il potenziale delle FER nel contenere la spesa energetica.

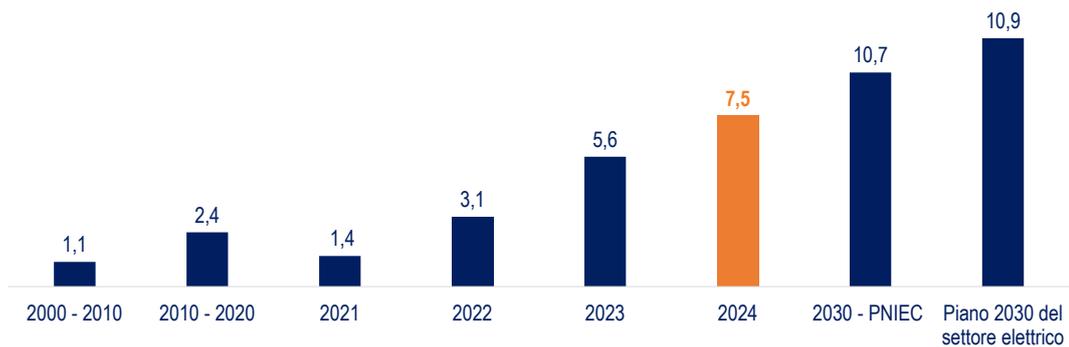
**3. Nonostante l'accelerazione delle FER nel 2024 (+7,5 GW di installato, +33% vs. 2023), l'Italia è ancora lontana dal tasso di crescita necessario per il conseguimento degli obiettivi programmati al 2030 (7,5 GW nel 2024 vs. 11 GW attesi). Per il 2025, inoltre, si prospetta un possibile rallentamento, con il rischio di una contrazione di circa 1 GW rispetto al 2024, che potrebbe ulteriormente allontanare il Paese dal percorso target.**

Nel **corso del 2024**, l'Italia ha registrato un importante **incremento nella capacità rinnovabile installata**, segnando un **passo in avanti** nel processo di **transizione energetica**. Secondo i dati disponibili, sono stati attivati **6,6 GW** di nuova capacità da fonti rinnovabili, in **aumento rispetto ai 5,2 GW del 2023**. A questi si aggiungono ulteriori **0,9 GW** derivanti da interventi di *revamping* e *repowering*, portando il **totale annuale** rendicontato a **7,5 GW**. Questo dato rappresenta un incremento complessivo del **33% rispetto all'anno precedente**, confermando la crescente centralità delle fonti rinnovabili nel sistema energetico nazionale.

La crescita del **fotovoltaico** è stata particolarmente marcata: con **6,0 GW** di nuove installazioni, il solare ha coperto oltre il **91% del nuovo installato nel 2024**. L'eolico ha invece registrato un'**espansione più contenuta**, passando da **0,4 GW** nel 2023 a **0,6 GW** nel **2024**. Parallelamente, si è osservato un significativo cambiamento nella

composizione della scala delle tecnologie installate: la quota di **impianti utility scale** è aumentata dal **13,7%** nel **2023** al **30,1%** nel **2024**, mentre è diminuita quella degli impianti di piccola taglia, tipicamente connessi alla rete di media e bassa tensione.

Nonostante questo slancio, **il ritmo attuale non è ancora sufficiente** per conseguire gli obiettivi fissati per il 2030. Secondo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), l'Italia dovrebbe installare in media **10,7 GW all'anno** fino al **2030**. A fronte di un fabbisogno complessivo di **131 GW di capacità rinnovabile al 2030**, secondo il PNIEC, la **capacità attuale si attesta a 76,6 GW**, evidenziando un **gap di oltre 54 GW** da colmare nei prossimi **sei anni**.



**Figura III.** Confronto tra il tasso di installazione annuo e il tasso annuo necessario al raggiungimento dei target in Italia (valori in GW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC ed *Elettricità Futura*, 2025.

I dati preliminari al 2025 destano **ulteriori preoccupazioni**. Tra **gennaio e maggio 2025**, sono stati installati **2,3 GW di nuova capacità FER**, contro i **2,6 GW** dello stesso periodo del 2024, con un **calo di circa 260 MW**. Se questo *trend* dovesse proseguire nei mesi successivi, il **2025** potrebbe chiudersi con un **totale di circa 6,5 GW di nuova capacità**, segnando una flessione di **1 GW** rispetto al 2024. Questo possibile rallentamento rappresenterebbe la più **significativa contrazione della crescita annuale delle rinnovabili nell'ultimo decennio**, interrompendo la traiettoria positiva avviata negli ultimi anni.

**4. Secondo il Renewable Thinking Indicator elaborato da TEHA, l'Italia presenta ancora importanti margini di sviluppo delle FER, con oltre il 40% del proprio potenziale ancora da valorizzare. Il percorso verso il pieno dispiegamento delle rinnovabili richiederà un'accelerazione significativa, con un ruolo strategico affidato in particolare a Regioni come Sicilia, Sardegna ed Emilia-Romagna.**

Nel valutare lo stato di avanzamento della transizione energetica in Italia, **non è sufficiente considerare i soli volumi di capacità rinnovabile installata**, ma è necessario analizzare anche il rapporto tra quanto è stato fatto e quanto ancora si può (e si deve) fare in relazione al **potenziale disponibile**. In quest'ottica, TEHA Group ha sviluppato e aggiornato il **Renewable Thinking Indicator (RTI)**, un indicatore

**proprietario** che consente di **valutare il grado di sfruttamento del potenziale rinnovabile effettivo di ciascuna Regione italiana** (considerando le tecnologie solari, eoliche e idroelettriche), tenendo conto delle specificità morfologiche, infrastrutturali e normative che caratterizzano ogni territorio.

A livello territoriale, l'RTI mostra una forte **eterogeneità** tra le Regioni. Alcuni territori hanno già **raggiunto o superato il 70% del proprio potenziale** (es. Piemonte all'82%, Lombardia al 82%, Abruzzo al 79%), mentre altri si trovano **molto al di sotto della media nazionale**. In particolare, **Sicilia** e **Sardegna** si attestano rispettivamente al **32%** e al **35%**, nonostante dispongano di un potenziale climatico e geografico tra i più favorevoli d'Italia. Similmente, **Liguria** (29%) e **Molise** (48%) mostrano valori **contenuti**, riflettendo **problematiche locali legate a vincoli territoriali** o a carenze di pianificazione adeguata.

Per un'analisi più mirata, TEHA Group ha introdotto un secondo indicatore, focalizzato solo sul potenziale di **solare ed eolico**, le tecnologie su cui si concentra la gran parte della nuova capacità attesa al 2030. Secondo questo indicatore, il **valore medio nazionale si attesta al 46,4%**, segnalando che meno della metà del potenziale di queste due fonti è stato finora valorizzato. In questo quadro, emergono positivamente **Puglia, Lazio, Campania** e **Basilicata**, tutte sopra il 50%, mentre **Toscana** (28%), **Liguria** (25%), **Sicilia** (37%) e **Sardegna** (34%) mostrano **ritardi**.

Alla luce di queste evidenze, è stata elaborata una **matrice** che **incrocia il valore dell'indicatore** con il **contributo potenziale** di ciascuna Regione al *target* nazionale al 2030. A differenza del RTI, che misura quanto è stato realizzato rispetto al potenziale disponibile locale, il **contributo potenziale** serve a quantificare il **peso strategico** che ogni Regione avrà nel **raggiungimento del target complessivo** nazionale. Questa matrice consente di individuare le **Regioni prioritarie** su cui concentrare gli sforzi. In particolare, **Sicilia, Sardegna** ed **Emilia-Romagna** emergono come aree strategiche: presentano sia un **elevato contributo potenziale** (rispettivamente 13,1%, 6,3% e 7,9% del totale nazionale), sia un **basso livello di sfruttamento del proprio potenziale**, risultando dunque centrali per il successo della transizione energetica italiana.



Figura IV. Matrice tra *Renewable Thinking Indicator* (asse x – valore indice da 0 a 1) e contributo potenziale regionale (asse y – valori %), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e PNIEC, 2025

## 5. Il pieno dispiegamento del potenziale FER in Italia è ancora limitato da alcuni colli di bottiglia: disallineamento generale tra Stato e Regioni, ritardi e incoerenze tra le misure energetiche e iter autorizzativi intricati e complessi.

Nel corso delle edizioni di *Renewable Thinking*, TEHA Group ha identificato tre aree principali che costituiscono veri e propri **colli di bottiglia per la transizione**: (i) **disomogeneità tra Stato e Regioni**; (ii) **ritardi ed incoerenze tra le misure e le politiche energetiche**; (iii) **iter autorizzativi eccessivamente complessi**.

Uno degli **ostacoli più rilevanti** è rappresentato dalla **frammentazione istituzionale**. Il sistema energetico italiano è regolato da una **governance multilivello**, che vede una ripartizione delle competenze tra Stato e Regioni, come ad esempio la produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia, che ricadono in ambiti di **legislazione concorrente**, dove lo Stato può dettare **principi fondamentali** ma sono le Regioni a disciplinare aspetti applicativi. In assenza di un **coordinamento efficace**, tale assetto ha generato **disomogeneità** nell'attuazione delle politiche energetiche, **rallentando i processi decisionali e minando la coerenza nazionale**.

L'attuazione del Decreto Aree Idonee rappresenta un **esempio emblematico di questa frammentazione**. Nonostante la scadenza del dicembre 2024 per l'adozione delle relative Leggi Regionali, a **maggio 2025<sup>1</sup> più della metà delle Regioni risultava ancora inadempiente**. Inoltre, là dove le normative sono state definite, si riscontra spesso un **disallineamento sostanziale** rispetto alle linee guida nazionali, con **criteri e vincoli che limitano fortemente la disponibilità di aree effettivamente idonee** all'installazione di impianti FER.

<sup>1</sup> Il 13 maggio 2025 il TAR ha infatti annullato l'articolo 7 del Decreto Aree Idonee, che definisce i criteri con i quali le Regioni ripartiscono il proprio territorio in idoneo e non idoneo. Il MASE dovrà rieditare i criteri entro 60 giorni dalla sentenza.



sui terreni agricoli), sono emblematici di una normativa ancora **instabile e incoerente**, incapace di **garantire certezza del diritto agli operatori**.

Un ulteriore collo di bottiglia riguarda l'estrema **complessità dell'iter autorizzativo** per gli impianti FER. Il processo italiano prevede **13 passaggi procedurali**, coinvolgendo fino a **cinque soggetti istituzionali**, con tempi che arrivano a **superare i 1.700 giorni** per l'eolico e i **1.070 per il fotovoltaico**. Si tratta di una tempistica ben al di sopra degli *standard* europei, che prevedono 24 mesi per i procedimenti ordinari e 12 mesi per quelli in zone di accelerazione.

**6. Per supportare lo sviluppo delle FER è necessario considerare anche i fattori abilitanti. TEHA ha ideato un modello analitico volto a misurare i limiti attuali del sistema elettrico nazionale per lo sviluppo delle FER: senza sviluppare adeguate capacità di accumulo e infrastrutture di rete, l'Italia non sarebbe in grado di raggiungere al 2030 il target di FER nel mix di generazione elettrica (50% vs. 63,4% di target PNIEC).**

Il pieno sviluppo delle FER in Italia richiede, oltre a politiche mirate, anche un'adeguata dotazione di **fattori abilitanti**, in particolare **infrastrutture di rete e sistemi di accumulo**. TEHA ha elaborato un **modello analitico** per **misurare** in modo concreto i **limiti dell'attuale sistema elettrico italiano** rispetto agli obiettivi fissati dal PNIEC e dal pacchetto europeo "Fit for 55".

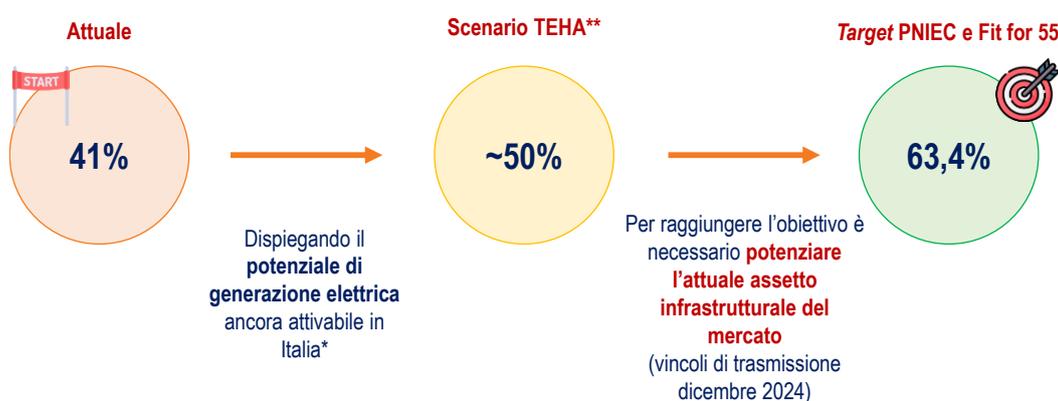
Per **valutare i limiti dell'attuale sistema elettrico italiano** e il **ruolo dei fattori abilitanti**, TEHA ha sviluppato un **modello analitico** articolato in cinque passaggi metodologici:

- analisi dell'**indice di tecnologia marginale** per l'anno **2024**, con l'obiettivo di identificare le **zone di mercato** e le **fasce orarie** in cui le FER hanno influenzato il **prezzo zonale (PZ)** e il **prezzo unico nazionale (PUN)**;
- **calcolo del bilancio energetico** tra le diverse zone di mercato nelle ore precedentemente individuate, determinando la **differenza tra produzione e consumo** di energia elettrica in ogni zona di mercato;
- **stima del potenziale di generazione attivabile**, valutando quanta energia rinnovabile potrebbe essere prodotta nel rispetto degli attuali **vincoli di trasmissione** e del **bilanciamento domanda-offerta** tra le zone;
- **confronto del mix potenziale di generazione** con gli **obiettivi normativi** fissati dal PNIEC e dal pacchetto "Fit for 55", per misurare lo scostamento rispetto ai target;
- **valorizzazione del ruolo degli accumuli e della rete**, riconosciuti come elementi indispensabili per raggiungere l'obiettivo del **63,4% di FER** nel mix elettrico al 2030.

Nel 2024, **cinque zone di mercato** (Calabria, Centro Nord, Sardegna, Sicilia e Sud) hanno **mostrato una cessione netta di energia verso altre aree nelle ore di picco FER**, a causa

di vincoli strutturali di rete. In particolare, la **Sardegna** presenta una **quasi totale saturazione della capacità di trasmissione** verso il Centro Sud, impedendo il pieno utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente.

Secondo le stime TEHA, **esiste un potenziale di generazione aggiuntiva da FER pari a 28,4 TWh**, che potrebbe essere valorizzato se si intervenisse sulla rete e sugli accumuli. Senza tali interventi, questo **potenziale** resterebbe **inutilizzato**, rallentando la transizione energetica e mettendo a rischio gli obiettivi al 2030. Infatti, **senza un deciso rafforzamento della rete e della capacità di accumulo, l'Italia non sarà in grado di raggiungere il target del 63,4% di FER nel mix di generazione elettrica entro il 2030**, fermandosi a una quota stimata del **50%**.



**Figura VI.** Quota di FER nel *mix* di generazione elettrica nello scenario TEHA e secondo il *target* PNIEC al 2030 (%), 2023-2030. (\*) Ipotizzando che la quota di generazione elettrica FER sia pari a quella attuale del 41,2% (2024) (\*\*) Scenario che prevede il mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e non prevede un cambiamento delle attuali capacità di accumuli e rete di trasmissione. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e TERNA, 2025.

**7. Il Think Tank *Renewable Thinking* ha individuato 3 ambiti prioritari di *policy*: la semplificazione delle procedure burocratiche, l'incremento della produttività degli impianti FER e il rafforzamento del quadro regolatorio. Ad oggi, persistono numerose misure che richiedono ancora una rinnovata e approfondita attenzione da parte dei decisori pubblici.**

Il *Think Tank Renewable Thinking* ha individuato con **tre ambiti di *policy* prioritari** per promuovere lo sviluppo efficace delle fonti rinnovabili in Italia:

- **semplificazione delle procedure burocratiche:** con l'obiettivo di **semplificare e uniformare i procedimenti autorizzativi**, al fine di raggiungere gli obiettivi FER al 2030. **Razionalizzare e semplificare** le procedure di autorizzazione, permetterebbe di **velocizzare le installazioni** annue e, conseguentemente, di **raggiungere i target al 2030**;
- **incremento della produttività degli impianti FER:** con l'obiettivo di **ottimizzare i processi di connessione**, migliorando l'**infrastruttura di rete**, per far fronte al *mismatch* tra area di produzione di energia elettrica da FER (principalmente al

Centro-Sud) e area di consumo (principalmente al Nord) e la **capacità di stoccaggio**, dal momento che crescerà sempre di più il contributo delle **fonti non programmabili** sul *mix* energetico del Paese.

- **rafforzamento del quadro regolatorio**: con l'obiettivo di attirare maggiori **investimenti** e garantire la **tutela degli impianti FER**, che sono *asset* strategici per la sicurezza, l'autonomia e la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale. Una continua **incertezza** e i cambiamenti frequenti all'interno del quadro regolatorio possono **scoraggiare gli investimenti** da parte degli operatori del settore, costituendo un rilevante **ostacolo** al raggiungimento dei **target nazionali ed europei**.



**Figura VII.** Rappresentazione grafica dei tre macro-indirizzi di *policy* individuati nella terza edizione del Think Tank Renewable Thinking. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

# CAPITOLO 1

## LA CENTRALITÀ DELLE RINNOVABILI ALL'INTERNO DELLO SVILUPPO DEL SISTEMA ENERGETICO NEL MONDO E IN EUROPA

Il primo Capitolo del presente Rapporto si propone di offrire un inquadramento aggiornato del ruolo delle **fonti di energia rinnovabile (FER)** nel contesto della transizione energetica a livello globale, europeo e nazionale. In un momento storico caratterizzato da profondi cambiamenti economici, geopolitici e climatici, le energie rinnovabili si confermano come il fulcro di una strategia di lungo periodo orientata alla decarbonizzazione, alla sicurezza energetica e alla competitività industriale.

Attraverso una lettura articolata dei dati più recenti e delle evoluzioni normative degli ultimi dodici mesi, il capitolo mira a:

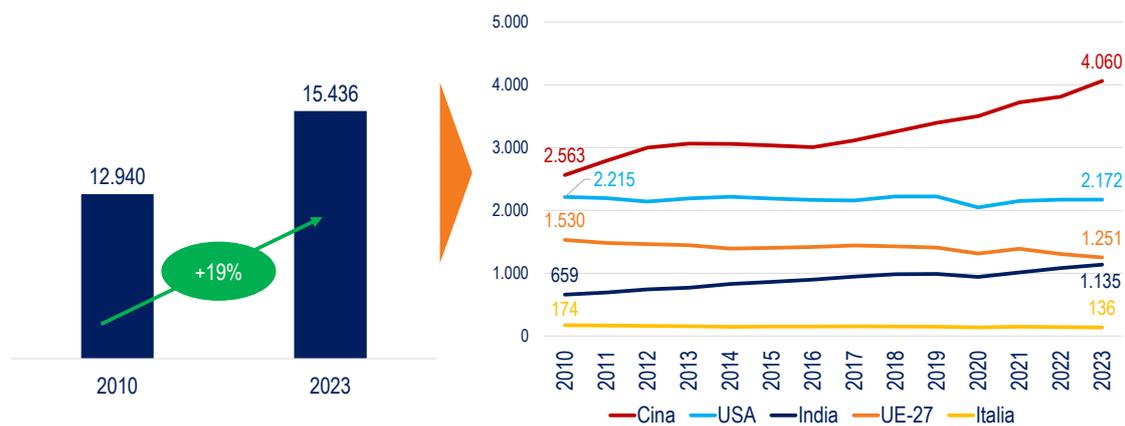
- **fornire un aggiornamento sullo sviluppo delle FER nel mondo, in Europa e in Italia**, evidenziando l'avanzamento della capacità installata, le tecnologie prevalenti e i principali *driver* di crescita;
- **delineare lo scenario internazionale in materia di decarbonizzazione e politiche climatiche**, con un *focus* sulle strategie delle principali economie mondiali (tra cui Stati Uniti, Cina, India e UE), e sul ruolo delle FER come leva fondamentale per la riduzione dell'intensità energetica e carbonica;
- **analizzare le ambizioni rinnovate dei Paesi europei**, attraverso il confronto tra i nuovi *target* di capacità FER indicati nei Piani Nazionali per l'Energia e il Clima (PNIEC) aggiornati e il livello effettivo di sviluppo raggiunto, considerando l'accelerazione registrata nell'ultimo anno disponibile.

Questo approfondimento, integrato da dati scenariati e confronti internazionali, permetterà di comprendere le **dinamiche globali in atto** e di collocare l'Italia nel contesto competitivo europeo e internazionale, evidenziando opportunità, ritardi e leve strategiche da attivare.

### 1.1 L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO GLOBALE E IL RUOLO DELLE FER

Negli ultimi tredici anni, il **sistema energetico globale** ha attraversato una fase di profonda trasformazione, caratterizzata da una crescita sostenuta dei consumi, accompagnata – seppur in misura diversa – da un miglioramento delle *performance* in termini di efficienza energetica e impatto ambientale. Tra il 2010 e il 2023, il **consumo mondiale di energia primaria** è aumentato del **+19%**, passando da 12.940 a 15.436 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (MToe). Un incremento significativo, trainato in larga parte dalla crescita economica e industriale delle economie emergenti, e in particolare della Cina, che oggi rappresenta oltre un quarto della domanda energetica globale.

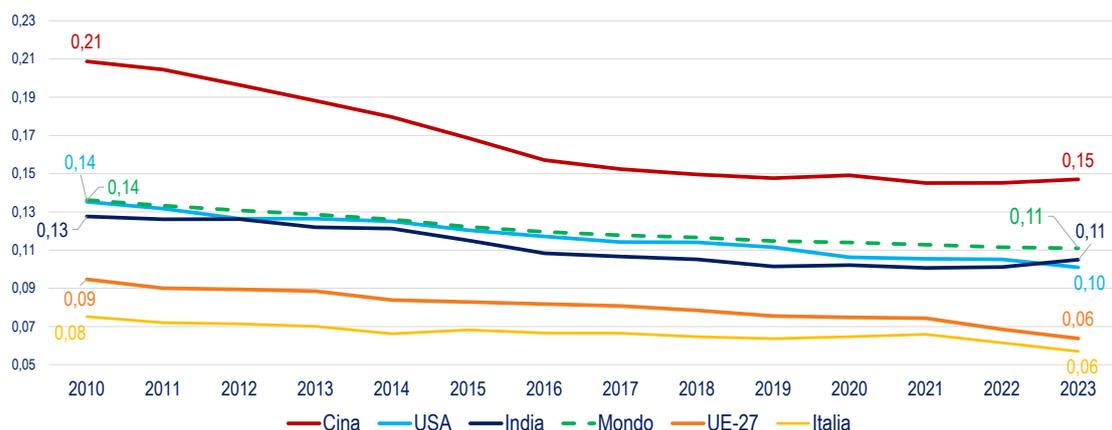
L'analisi dei dati per Paese evidenzia infatti un'evoluzione divergente tra le principali economie: mentre i consumi energetici della **Cina** sono aumentati in modo marcato, passando da 2.563 MToe nel 2010 a 4.060 MToe nel 2023, l'**Unione Europea** ha registrato un calo, con una contrazione da 1.530 a 1.251 MToe nello stesso periodo. Gli **Stati Uniti** mostrano una dinamica più stabile (da 2.215 a 2.172 MToe), mentre l'**India** ha visto una crescita costante (da 659 a 1.135 MToe). In Italia, i consumi sono lievemente calati (da 174 a 136 MToe), riflettendo sia la maturità del sistema che gli sforzi di contenimento e di efficienza energetica.



**Figura 1.** A sinistra: Evoluzione dei consumi di energia a livello mondiale (MToe), 2010-2023; A destra: Evoluzione dei consumi di energia delle principali economie produttrici di CO<sub>2</sub> e in Italia (MToe), 2010-2023. Fonte: elaborazione TEHA su dati Enerdata, 2025.

Tuttavia, nonostante l'aumento complessivo della domanda, si è registrato un significativo progresso in termini di efficienza: l'**intensità energetica globale** – ovvero la quantità di energia consumata per ogni unità di prodotto interno lordo (PIL) – è diminuita del **-18%** rispetto al 2010. Questo miglioramento riflette un **uso più efficiente dell'energia nelle economie avanzate**, ma anche una crescente diffusione di tecnologie rinnovabili e una trasformazione strutturale verso settori a minore intensità energetica.

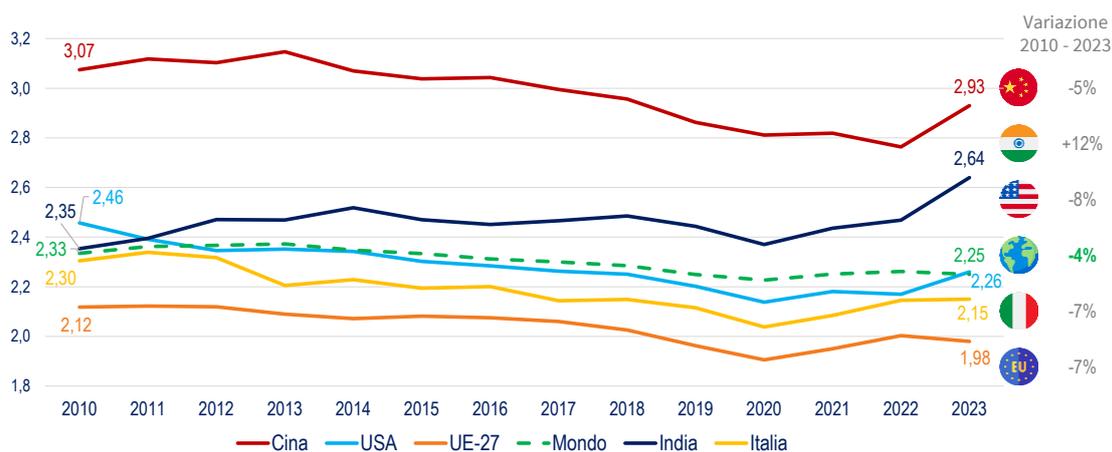
In termini relativi, l'**Unione Europea** si distingue per avere i valori più bassi di intensità energetica tra le principali economie globali, con una riduzione del **-33%** tra 2010 e 2023. La **Cina**, pur avendo ridotto la propria intensità del **-30%**, presenta ancora valori superiori alla media mondiale, che nel 2023 si attesta a 0,11 KToe per unità di PIL (in dollari costanti 2015). Gli Stati Uniti e l'India si collocano su valori intermedi, mentre l'Italia mostra un profilo analogo a quello dell'UE, con una media nazionale nel 2023 pari a 0,06 KToe/PIL.



**Figura 2.** Evoluzione dell'intensità energetica\*: principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, Italia e mondo (KToe/PIL in dollari US a prezzi costanti 2015), 2010-2023. (\*) Misura la quantità di energia consumata per produrre un'unità di PIL. KToe equivale a kg di petrolio equivalente. Fonte: elaborazione TEHA su dati Enerdata, 2025.

Parallelamente, si osserva anche una **moderata contrazione dell'intensità carbonica**, ovvero il rapporto tra emissioni di CO<sub>2</sub> e consumo energetico. A livello mondiale, la riduzione registrata tra il 2010 e il 2023 è del **-4%**, segno che la transizione energetica sta progredendo, seppur più lentamente rispetto all'efficienza energetica. L'**Unione Europea** e l'**Italia** mostrano un miglioramento più marcato (entrambe **-7%**), mentre gli Stati Uniti segnano un calo dell'**-8%**. La **Cina**, pur avendo ridotto l'intensità carbonica del **-5%**, mantiene il valore assoluto più elevato (2,93 tonnellate di CO<sub>2</sub>/Toe), mentre l'**India** ha visto un incremento del **+12%**, evidenziando un peggioramento della propria intensità emissiva.

Tali *trend* suggeriscono un quadro complesso e articolato: da un lato, **l'efficienza energetica sta migliorando su scala globale**, contribuendo a contenere l'impatto della crescita dei consumi, dall'altro, la **decarbonizzazione del mix energetico** – seppur in atto – **procede a velocità diverse tra le varie economie**.

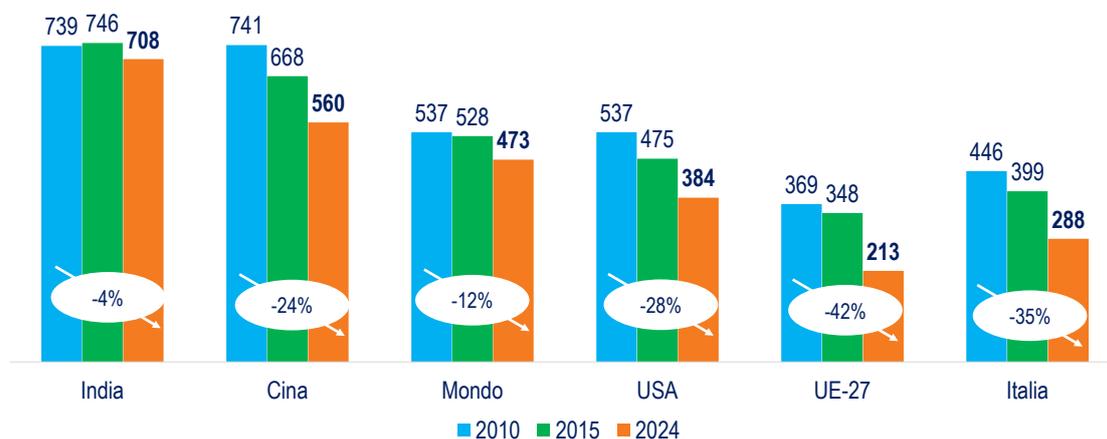


**Figura 3.** Evoluzione dell'intensità carbonica\*: principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, Italia e mondo (tonnellate di CO<sub>2</sub>/Toe), 2010-2023. (\*) Calcolata come il rapporto tra le emissioni di CO<sub>2</sub> e il consumo di energia primaria. Fonte: elaborazione TEHA su dati Enerdata, 2025.

In questo contesto, le FER emergono come un elemento centrale per **affrontare la doppia sfida** di ridurre l'intensità energetica e quella carbonica. L'adozione su larga scala di solare, eolico, idroelettrico e bioenergie sta progressivamente contribuendo a rendere i sistemi energetici più sostenibili, resilienti e competitivi. Tale evidenza si riscontra attraverso l'analisi dell'**intensità carbonica della generazione elettrica** a livello mondiale, che misura la quantità di CO<sub>2</sub> emessa per ogni kilowattora (kWh) di energia elettrica prodotta. Anche su questo fronte, si osserva un progresso significativo: **a livello mondiale**, tra il 2010 e il 2024, l'intensità carbonica della generazione elettrica si è ridotta del **12%**, passando da 537 a 473 gCO<sub>2</sub>/kWh. Questa tendenza è incoraggiante, poiché segnala un cambiamento strutturale nella composizione del mix elettrico globale, sempre più orientato verso fonti a basso contenuto emissivo.

Il dato più rilevante è che **anche le economie che hanno registrato i maggiori aumenti nei consumi energetici**, come la **Cina**, sono riuscite a ridurre sensibilmente questo indicatore. In particolare, la Cina ha ridotto l'intensità carbonica dell'elettricità da 741 a 560 gCO<sub>2</sub>/kWh, segnando un miglioramento del **-24%**. Un risultato che testimonia l'impegno del Paese nell'espandere la capacità rinnovabile e nel migliorare l'efficienza degli impianti fossili esistenti, **seppur ancora significativi per poter far fronte alla continua espansione della domanda energetica**.

Riduzioni significative si osservano anche negli Stati Uniti (**-28%**) e nell'Unione Europea (**-42%**), che nel 2024 raggiungono rispettivamente 384 e 213 gCO<sub>2</sub>/kWh. L'Italia si colloca su un percorso analogo, con un calo del **-35%**, passando da 446 a 288 gCO<sub>2</sub>/kWh. In controtendenza, invece, l'India mostra solo una riduzione marginale (**-4%**), mantenendo un'intensità ancora elevata (708 gCO<sub>2</sub>/kWh nel 2024), a fronte di una domanda elettrica in forte espansione.



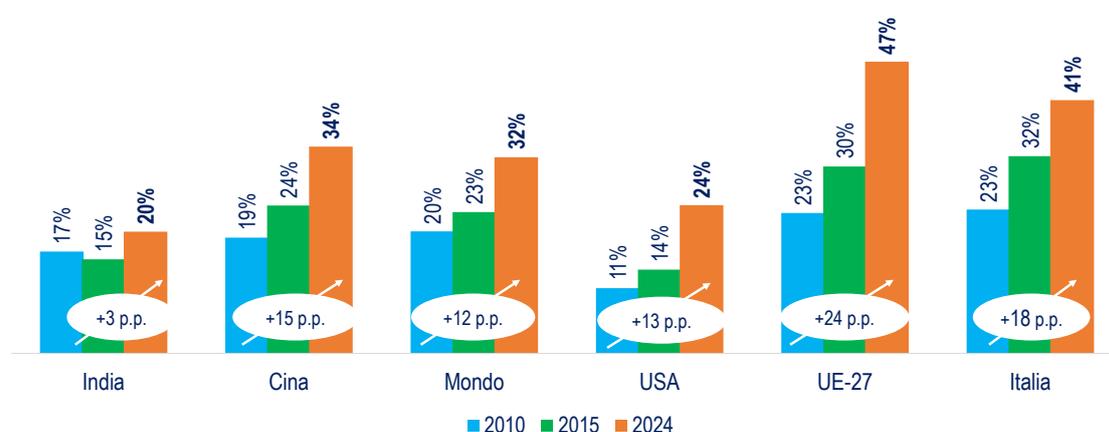
**Figura 4.** Intensità carbonica della generazione elettrica\*: principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, Italia e mondo (gCO<sub>2</sub>/kWh), 2010, 2015 e 2024. (\*) Calcolata come il rapporto tra le emissioni di CO<sub>2</sub> e il consumo di energia primaria. Fonte: elaborazione TEHA su dati Ember, 2025.

Come già sottolineato, questi risultati sono fortemente influenzati dalla **crescita della quota di rinnovabili nel mix elettrico**. A livello globale, la penetrazione delle FER nella produzione di elettricità è aumentata di **12 punti percentuali**, passando dal 20% nel 2010 al 32% nel 2024.

I maggiori progressi sono stati registrati nell'**Unione Europea (+24 p.p.)** e in **Italia (+18 p.p.)**, che oggi vantano una quota rispettivamente del **47%** e del **41%**.

Anche gli Stati Uniti (+13 p.p.) e la Cina (+15 p.p.) hanno visto crescere il contributo delle FER nella generazione elettrica, segno che la transizione energetica sta avanzando in maniera diffusa, anche se con velocità differenti tra le aree geografiche.

Tale *trend* sottolinea due dinamiche centrali: da un lato, **le FER si stanno affermando come pilastro della decarbonizzazione**, con impatti misurabili sia in termini di emissioni che di efficienza ambientale del sistema, dall'altro, la **combinazione tra crescita delle FER e riduzione dell'intensità carbonica conferma il ruolo abilitante delle rinnovabili** all'interno del processo di transizione energetica globale. In sintesi, l'incremento della quota di FER ha permesso di ridurre la dipendenza da fonti fossili e di abbattere le emissioni per unità di energia prodotta, contribuendo in modo sostanziale alla costruzione di un sistema elettrico più sostenibile.



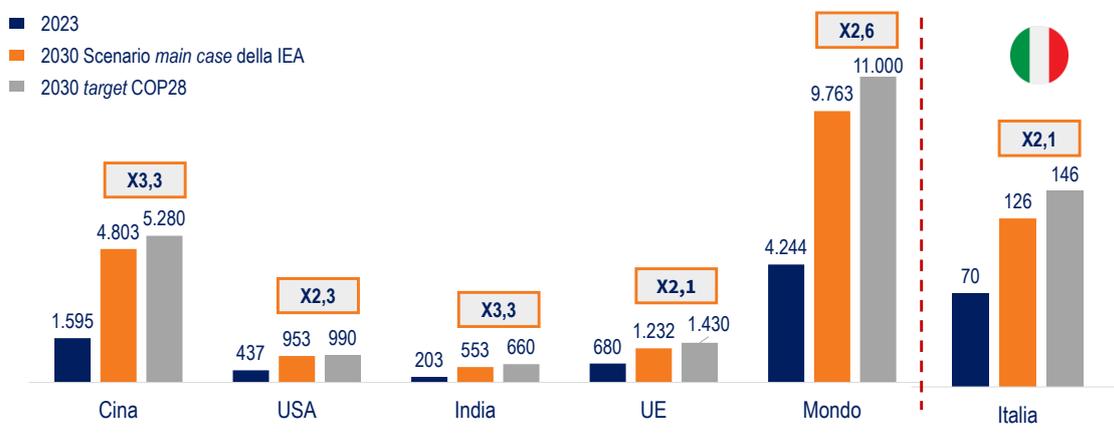
**Figura 5.** Quota di FER nella produzione di elettricità: principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, Italia e mondo (valori %), 2010, 2015 e 2024. *Fonte: elaborazione TEHA su dati Enerdata e Ember, 2025.*

## 1.2 UNA NUOVA GEOGRAFIA DELLA LEADERSHIP ENERGETICA

Se fino a pochi anni fa Europa e Stati Uniti rappresentavano i principali promotori della transizione energetica globale, oggi il quadro appare **in mutamento**. I dati più recenti evidenziano un crescente protagonismo delle economie emergenti asiatiche, in particolare la **Cina**, sia in termini assoluti sia in rapporto alla propria dimensione economica.

Nel 2023, la **capacità installata di fonti rinnovabili (FER)** a livello mondiale ha raggiunto i **4.244 GW**. Tuttavia, per centrare i *target* fissati dalla **COP28**, questa capacità dovrà quasi **triplicare entro il 2030**, raggiungendo **11.000 GW**, secondo gli scenari elaborati dalla International Energy Agency (IEA). La Cina si conferma in prima linea in questo processo, con una capacità FER installata già pari a **1.595 GW** nel 2023, e un obiettivo di superare i **5.280 GW** entro il 2030 (+230% rispetto al 2023). Anche l'**India** mostra un'accelerazione significativa, passando da **203 GW** a oltre **660 GW**, con una crescita stimata di oltre il **+225%**. Entrambi i Paesi risultano in linea con un tasso di crescita triplo rispetto ai valori attuali.

Viceversa, **Stati Uniti** e **UE** – pur partendo da livelli elevati di sviluppo tecnologico e maturità del settore – sembrano muoversi a una velocità più contenuta. Gli USA, ad esempio, dovrebbero passare da **437 GW** (2023) a circa **990 GW** nel 2030 (+126%), mentre l'UE da **680 GW** a circa **1.430 GW** (+110%), valori significativamente inferiori rispetto ai ritmi delle economie asiatiche emergenti.

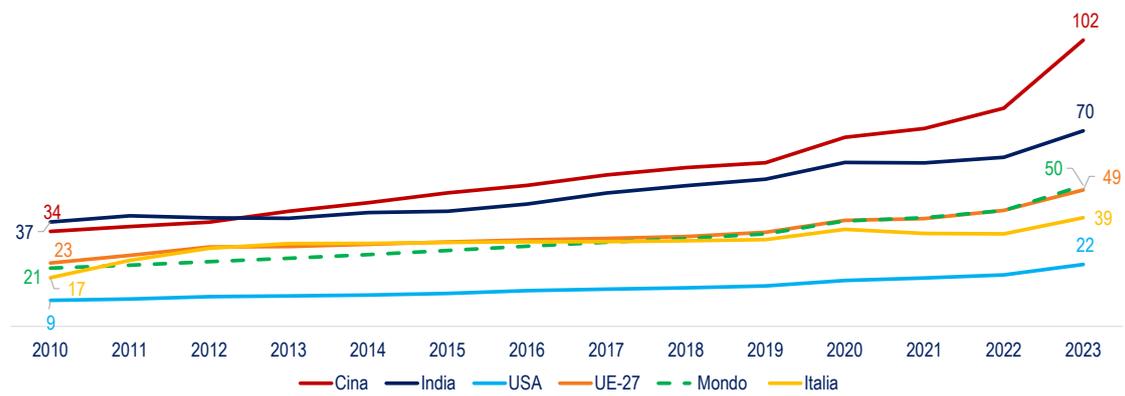


**Figura 6.** Capacità installata FER nelle principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, in Italia e nel mondo (GW), 2023 e 2030. N.B.: Lo scenario *main case* è stato elaborato dalla IEA. La differenza rispetto allo scenario basato sul *target* della COP28 risiede nel fatto che, nello scenario *main*, non è verificata l'ipotesi che i Governi riescano ad affrontare completamente le principali sfide politiche, integrazione della rete, finanziamento e autorizzazioni nel breve termine. In particolare, per quanto riguarda l'Italia, il valore della capacità installata FER al 2030 dato dallo scenario *main* è prossimo a quello del PNIEC 2024 (131 GW), mentre il *target* della COP28 è allineato al valore del Piano 2030 del sistema elettrico di Elettricità Futura. Fonte: elaborazione TEHA su dati IRENA e IEA, 2025.

Una dinamica ancora più evidente emerge se si osserva la **capacità installata FER in rapporto al PIL** (GW/trilioni di Euro), una metodologia che permette di confrontare Paesi e dimensioni di scala totalmente differente. Anche in questo caso, i dati mostrano come:

- la **Cina**, nel 2023, registri un valore pari a **102 GW/trilioni di Euro**, circa **2,1 volte** il livello dell'**UE-27** (49 GW/trilioni) e **4,6 volte** quello degli **USA** (22 GW/trilioni) (slide 14);
- l'**India**, con **70 GW/trilioni di Euro**, si colloca anch'essa al di sopra della media mondiale (**50**) e dei principali Paesi occidentali.

Queste evidenze segnalano una tendenza a un cambiamento nella *leadership* energetica globale: **le economie emergenti asiatiche, in particolare al Cina, stanno assumendo un ruolo di primo piano** nella transizione energetica e mentre Europa e Stati Uniti sembrano attraversare una fase di rallentamento delle politiche climatiche, **Cina e India stanno ampliando in modo deciso e strutturale la propria dotazione di rinnovabili**, ponendosi come nuovi poli di riferimento nella corsa globale alla decarbonizzazione.

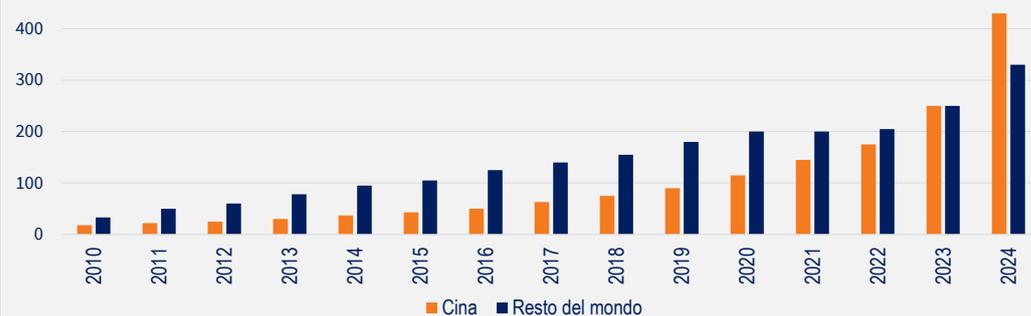


**Figura 7.** Capacità FER installata relativizzata al PIL nelle principali economie produttrici di CO<sub>2</sub>, in Italia e nel mondo (GW/trilioni di Euro), 2010-2023. *Fonte: elaborazione TEHA su dati IRENA e World Bank, 2025.*

### Cina vs Stati Uniti: “Electrostate” vs. “Petrolstate”

In un contesto **globale** segnato da **profonde trasformazioni nel sistema energetico**, emergono due traiettorie profondamente divergenti tra due tra le principali superpotenze mondiali: la **Cina** e gli **Stati Uniti**.

Da un lato, la **Cina** si sta progressivamente affermando come un vero e proprio “**electrostate**”, ovvero un Paese che punta sulla **elettrificazione estesa dei consumi** e sull’**espansione accelerata delle FER nel mix di generazione elettrica**. Nel solo 2024, la generazione elettrica da fonte solare è aumentata del **+34% rispetto al resto del mondo**, mentre quella eolica è cresciuta del **+49%**, consolidando il primato cinese nella nuova economia dell’energia elettrica pulita. L’incremento sostenuto degli investimenti in solare ed eolico è supportato da piani industriali strategici e da una filiera nazionale altamente competitiva sul piano tecnologico e produttivo.



**Figura 8.** Variazione annuale della generazione di elettricità da fonte solare ed eolica in Cina vs Resto del mondo (TWh), 2010- 2024. Fonte: elaborazione TEHA su dati Ember, 2025.

Dall’altro lato, gli **Stati Uniti** sembrano intraprendere una direzione opposta, assumendo sempre più le caratteristiche di un “**petrolstate**”, ossia un Paese che torna a puntare su **fonti fossili tradizionali** come gas e carbone. Con l’inizio del secondo mandato presidenziale di Donald Trump e la **formale uscita degli USA dagli Accordi di Parigi**, le priorità strategiche in tema di energia del Paese hanno iniziato a mutare sensibilmente. Al centro della nuova strategia statunitense vi è un **rallentamento del sostegno alle energie pulite** e una **preferenza esplicita per il rafforzamento dell’industria fossile**, come dimostrano i recenti ordini esecutivi\* a favore del settore del carbone, tra cui quello dell’8 aprile 2025 che mira a incentivare l’estrazione e l’uso interno di questa risorsa.

Nel lungo termine, questo dualismo potrebbe **ridefinire gli equilibri economici ed energetici globali**, spostando il baricentro dell’innovazione e della sicurezza energetica sempre più verso est.

(\*) Ordine Esecutivo dell’8 aprile 2025 firmato dal Presidente Donald Trump denominato «Protecting American Energy from State Overreach».

### 1.3 LE CRITICITÀ DEL SISTEMA ENERGETICO EUROPEO

Nonostante l’Unione Europea e l’Italia abbiano posto al centro della propria strategia energetica e di competitività la decarbonizzazione attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili, diversi elementi strutturali continuano a ostacolare la piena realizzazione di tale obiettivo. Come menzionato sopra infatti, nel panorama energetico globale, le economie occidentali — in particolare l’Unione Europea e gli Stati Uniti — stanno progressivamente perdendo terreno rispetto alle principali economie emergenti, la Cina in particolare. Questo rallentamento, ben documentato nei recenti **rapporti di Mario Draghi ed Enrico Letta** sul

futuro della competitività dell'Europa e del Mercato Unico, evidenzia una crescente difficoltà del blocco occidentale nel mantenere la propria competitività a livello globale.

L'Europa, in particolare, sconta **ritardi strutturali e sistemici** che si riflettono negativamente anche sul **settore energetico**: un sistema regolatorio frammentato, alti costi energetici, tempistiche autorizzative troppo lunghe e una *governance* non sempre coordinata sono solo alcune delle criticità che ostacolano la transizione verso un modello energetico più moderno e sostenibile. In particolare, nel **Rapporto Draghi**, queste difficoltà vengono analizzate in profondità: il sistema europeo appare non attrezzato per affrontare le sfide imposte dalla duplice transizione — verde e digitale — e per competere, ad esempio, con le economie asiatiche, che procedono con ritmi molto più sostenuti nella realizzazione di nuove infrastrutture e nello sviluppo di tecnologie strategiche, incluse le energie rinnovabili.



**Figura 9.** Lettura delle principali criticità del sistema energetico europeo e italiano riportate all'interno del Report «The Future of European competitiveness». Fonte: elaborazione TEHA su dati Rapporto Draghi, 2025.

Le **sfide da affrontare** sono numerose e interconnesse, e riguardano tanto **aspetti regolatori** quanto **infrastrutturali**, di **mercato** e **fiscali**.

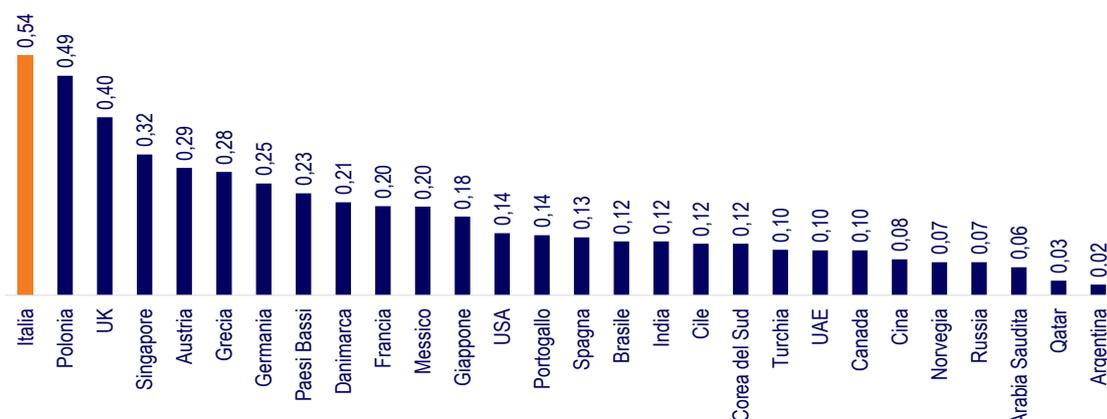
### Dipendenza energetica e insicurezza di approvvigionamento

Ad oggi uno dei principali problemi strutturali del sistema energetico europeo è ancora la forte **dipendenza dalle importazioni di energia**. Secondo i dati Eurostat, nel 2023, l'UE ha soddisfatto tramite importazioni circa il **58,3%** del proprio fabbisogno energetico. L'Italia si colloca **ancora più in alto**, con un tasso del **74,8%**, tra i più elevati a livello europeo. Questo implica un'elevata esposizione agli *shock* geopolitici e di prezzo delle materie prime, come emerso durante la crisi energetica del 2022. La riduzione della dipendenza richiede un deciso incremento della produzione domestica da fonti rinnovabili, che però fatica ad avanzare per una serie di barriere sistemiche.

### Prezzi elevati dell'energia per imprese e famiglie

Un'altra criticità fondamentale riguarda il livello elevato dei prezzi dell'energia, soprattutto in Italia. Per le **imprese italiane**, il prezzo dell'elettricità a settembre 2023 ha toccato i **0,54**

€/kWh, il livello più alto non sono rispetto ai principali Paesi UE, con una media europea inferiore, ma anche rispetto al resto del mondo.



**Figura 10.** Prezzi dell'elettricità per le imprese\* in selezionati Paesi europei e mondiali (Euro/KWh), settembre 2023. (\*) I prezzi indicati fanno riferimento alle aziende con un consumo annuo di elettricità di 1 GWh. I dati includono anche i costi di distribuzione, gli oneri di rete, ambientali e le imposte. I dati sono stati mantenuti al 2023 per garantire la comparabilità con altri Paesi europei e internazionali. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Global Petrol Prices, 2024.

Anche per le **famiglie**, il prezzo dell'elettricità è superiore alla media UE (**0,36 €/kWh** contro 0,31 €/kWh).



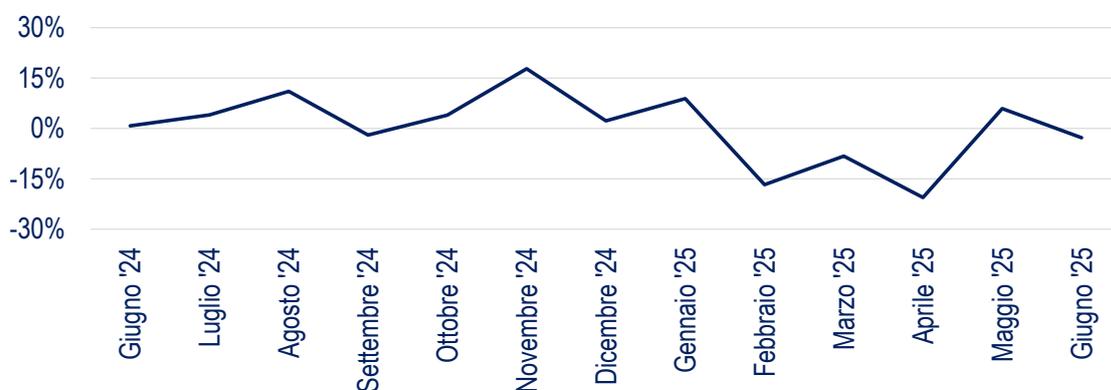
**Figura 11.** Prezzo dell'elettricità per le famiglie\* nei Paesi EU-27 (Euro/kWh), 2023 (\*) Si fa riferimento a famiglie con un consumo da 1.000 kWh a 2.499 kWh. I dati sono stati mantenuti al 2023 per garantire la comparabilità con altri Paesi europei. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2024.

**Tali differenziali** sono il **risultato di un mix di fattori**: la dipendenza dal gas per la produzione elettrica, l'elevato costo dei permessi e degli oneri fiscali, ma anche la scarsa integrazione con i mercati elettrici degli altri Paesi europei. L'effetto finale è una perdita di competitività per il sistema produttivo nazionale, proprio in una fase in cui – come sottolineato dal Rapporto Draghi – è necessario rafforzare la capacità industriale dell'Europa.

### Volatilità dei prezzi e instabilità dei mercati energetici

La volatilità dei prezzi del gas e dell'energia elettrica continua a rappresentare un rischio sistemico. Il **Title Transfer Facility (TTF)**, mercato virtuale di riferimento per il gas in Europa,

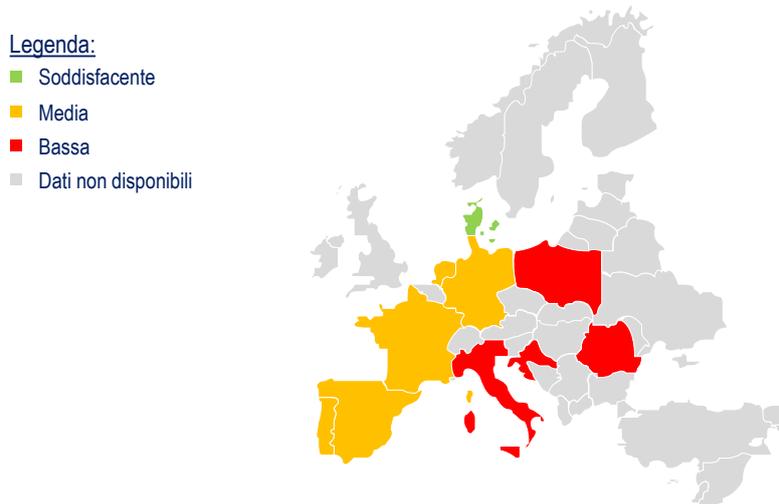
è caratterizzato da importanti oscillazioni: tra giugno del 2024 e giugno del 2025, si sono registrate variazioni mensili comprese tra **-20,53% e +17,8%**. Questo rende imprevedibili i costi dell'energia per imprese e famiglie, e mina la possibilità di pianificazione per gli investimenti di lungo termine.



**Figura 12.** Andamento dell'indice TTF\* (variazione %), giugno 2024 – giugno 2025. (\*) Title Transfer Facility. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2024.

### Iter autorizzativi lenti e frammentati

Come viene riportato anche in seguito<sup>3</sup>, uno dei principali ostacoli all'espansione delle FER è **la lentezza dei processi autorizzativi**, soprattutto in Italia. Il *permitting* rappresenta un vero e proprio **bottleneck**: nella mappa europea sottostante che rappresenta in maniera visiva l'efficienza dei processi autorizzativi per impianti rinnovabili, l'Italia risulta tra i Paesi con **valutazione bassa**, insieme ad altri Stati dell'Europa centrale e sud-orientale.



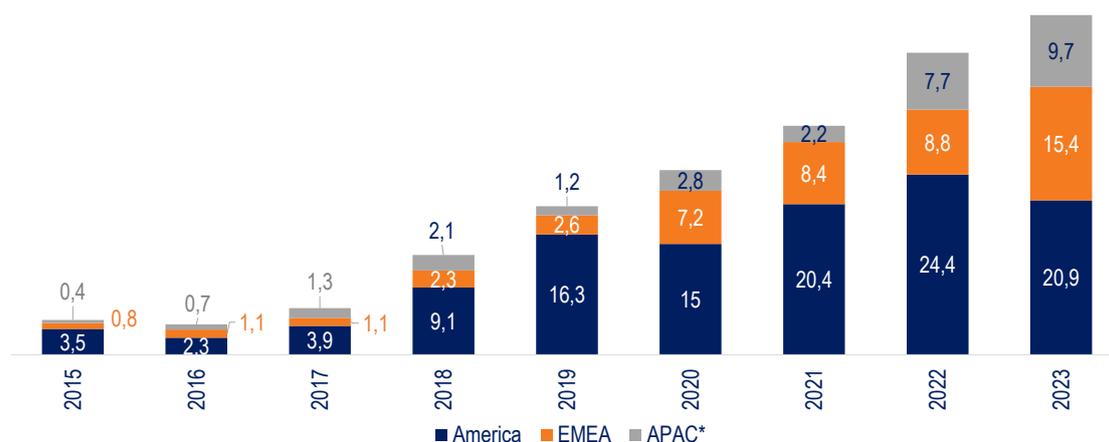
**Figura 13.** Valutazione sull'efficienza dei processi di *permitting* per impianti FER nei paesi Europei (illustrativo), 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su Report «The Future of European competitiveness» e dati Commissione Europea, 2024.

<sup>3</sup> I fattori che rallentano la transizione energetica in Italia verranno approfonditi con maggiore dettaglio nel Capitolo 2.2.

Nonostante gli sforzi europei per semplificare i processi (come, ad esempio, la Direttiva RED III), l'applicazione concreta a livello nazionale è ancora ostacolata da carenze amministrative e da una limitata digitalizzazione della Pubblica Amministrazione.

### Mercato dei contratti a lungo termine ancora sottosviluppato

Un ulteriore elemento di criticità riguarda il limitato sviluppo dei **contratti di lungo termine** per l'energia rinnovabile, come i **Power Purchase Agreements (PPA)**. Sebbene in EMEA (Europa, Medio Oriente e Africa) il **volume dei PPA** sia cresciuto di oltre 14 GW tra il 2015 e il 2023, **resta inferiore del 26% rispetto al mercato americano**. Questo limita la bancabilità dei progetti e la stabilità dei flussi di cassa per gli investitori.

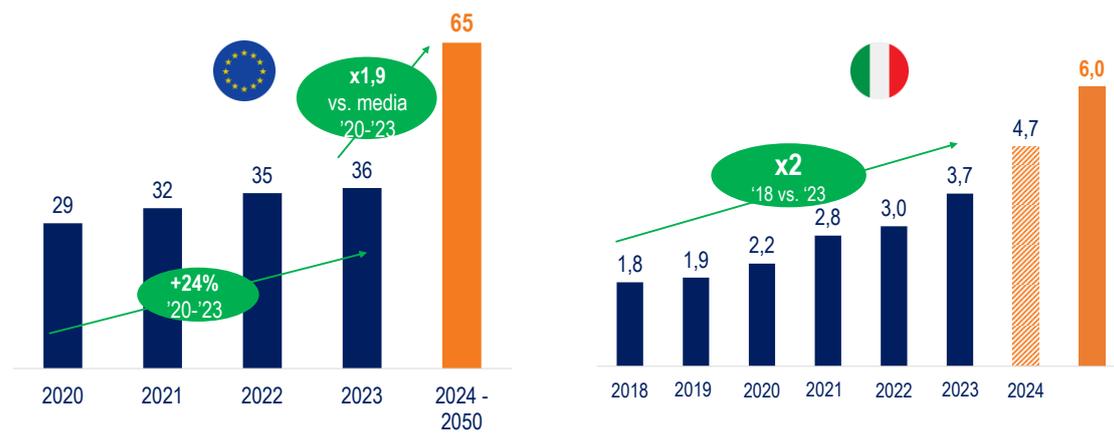


**Figura 14.** Volume dei Corporate PPA per macroregioni del mondo (GW), 2015-2023. (\*) Asia – Pacifico. Fonte: elaborazione TEHA Group su BloombergNEF e IEA, 2024.

In UE e soprattutto in Italia, l'adozione dei **PPA** è ancora **limitata**. Ci sono perciò poche aziende o enti che stipulano contratti a lungo termine per l'acquisto di energia rinnovabile. La **scarsità di PPA impedisce** la **creazione** di un **mercato energetico** sostenibile nel lungo termine. Senza questi contratti, infatti, le aziende non riescono a pianificare investimenti sicuri nell'energia rinnovabile, né proteggersi dalle fluttuazioni dei prezzi a breve termine del mercato dell'energia.

### Sviluppo delle infrastrutture energetiche

La rete elettrica esistente in Europa e in Italia deve essere adeguata a supportare la transizione energetica. In questa sezione ci si concentra, per chiarezza espositiva, **sulle reti di distribuzione (gestite dai DSO)**, mentre il tema della **rete di trasmissione** sarà trattato in una nel Capitolo seguente. Gli investimenti storici nella rete di distribuzione devono aumentare per supportare lo sviluppo e il dispiegamento delle FER, anche se sono in forte aumento negli ultimi anni. In Italia, gli investimenti annuali nella **rete di distribuzione** dovrebbero **triplicare entro il 2035** rispetto al livello del 2018, ma resta ancora molto da fare per potenziare le connessioni e rendere la rete più “intelligente”, flessibile e in grado di integrare fonti variabili come il solare e l'eolico.



**Figura 15.** A sinistra: Investimenti annui storici e attesi nella rete di distribuzione in Europa (miliardi di Euro), 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024-2050, a destra: investimenti annui storici e attesi nella rete di distribuzione elettrica in Italia (miliardi di Euro), 2018-2024 e 2025-2034. Fonte: elaborazione TEHA Group su WindEurope, 2024.

### Tassazione e sussidi disomogenei

Infine, il quadro fiscale e regolatorio europeo è altamente frammentato. Le **tasse e i sussidi** variano ampiamente da Paese a Paese, generando disparità di mercato e ostacolando una concorrenza equa. I Paesi con maggiore disponibilità fiscale, come la Germania, possono erogare la maggior parte degli aiuti di Stato (oltre il 75% nel 2022), lasciando indietro i Paesi più piccoli e meno competitivi.

Inoltre, mentre gli Stati Uniti non prevedono tasse federali su elettricità e gas per uso industriale, l'UE continua a gravare le imprese con **alti oneri di rete e fiscali**, contribuendo a rendere l'energia più costosa e meno attrattiva per nuovi investimenti produttivi.

#### 1.4 IL RUOLO DELLE FER NELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

In un **contesto geopolitico** ed economico sempre più **complesso**, caratterizzato dalla necessità di ridurre le emissioni climalteranti, rafforzare la resilienza del sistema energetico e contenere i costi dell'energia per cittadini e imprese, il dispiegamento delle FER emerge come **elemento chiave per il raggiungimento degli obiettivi strategici dell'Unione Europea e dell'Italia**, in particolare portando benefici lungo 3 dimensioni chiave:

- **decarbonizzazione;**
- **sicurezza energetica;**
- **competitività dei prezzi.**



**Figura 16.** Le FER supportano il raggiungimento di *target* europei e nazionali, rafforzano la sicurezza energetica e supportano la competitività. Fonte: elaborazione TEHA su fonti varie, 2025.

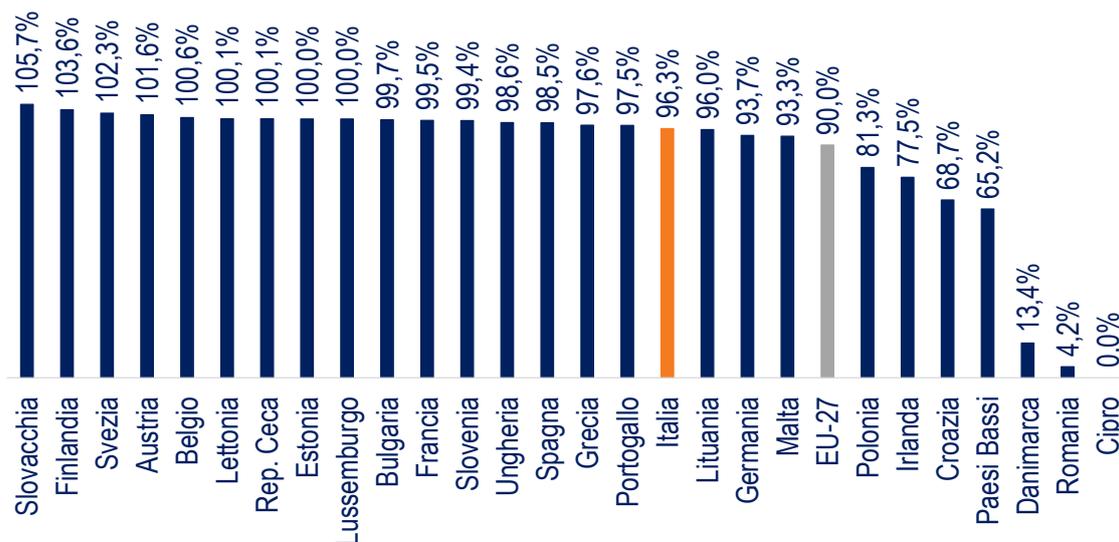
### Decarbonizzazione: più FER, meno emissioni

L'**urgenza della decarbonizzazione** è ormai una **priorità condivisa** a livello continentale. In linea con gli obiettivi del Green Deal Europeo e del pacchetto “Fit for 55”, le FER rappresentano la principale leva per la riduzione delle emissioni di gas serra. La **natura carbon-free** delle FER consente infatti di **abbattere le emissioni del settore elettrico** e, per estensione, di favorire l'elettrificazione di altri settori energivori come trasporti, edilizia e industria. Il ruolo delle FER in questo processo è ulteriormente rafforzato dalla **disponibilità diffusa delle risorse** (sole, vento, biomasse, geotermia) e dal rapido calo dei costi tecnologici, che rende queste fonti sempre più competitive anche in assenza di incentivi.

### Sicurezza energetica: meno importazioni, più indipendenza

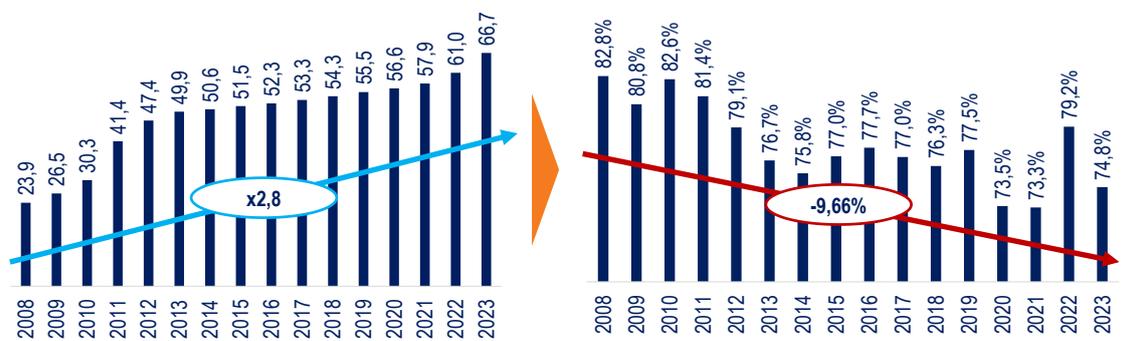
Un altro **vantaggio strategico** delle FER riguarda la **sicurezza energetica**. A differenza delle fonti fossili, che comportano una dipendenza strutturale da Paesi terzi, le rinnovabili sono per definizione **fonti di energia “locali”**. L'impiego diffuso delle FER consente quindi di **ridurre la vulnerabilità del sistema energetico** rispetto a **shock esterni**, come dimostrato dal conflitto in Ucraina del 2022, che ha evidenziato la fragilità delle catene di approvvigionamento energetico legate al gas naturale.

Nel 2023, l'**UE** ha **importato** circa il **58,3%** del **proprio fabbisogno energetico**, con **picchi ancora più alti** in Paesi come l'**Italia**, dove la **quota di importazioni** ha raggiunto il **74,8%**. Quando si parla di **dipendenza energetica dal gas** invece il valore dell'indicatore si alza ulteriormente e in maniera drastica, con la **media UE** che importa il **90%** del proprio fabbisogno e l'**Italia** che arriva al **96,3%**.



**Figura 17.** Dipendenza energetica\* nei Paesi europei: *focus* gas naturale (%), 2023. (\*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. N.B.: Un valore superiore al 100% indica che l'energia è stata stoccata. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025.

**L'adozione crescente di FER in Italia** ha contribuito a un **contenimento progressivo** di questa **dipendenza**. Tra il 2008 e il 2023, la capacità installata da FER è aumentata da 23,9 GW a 66,7 GW, con un incremento di quasi tre volte (+2,8 volte). Questo sviluppo è stato accompagnato da una riduzione della dipendenza energetica nazionale, scesa nello stesso periodo dal 82,8% al 74,8% (grafico). Sebbene tale diminuzione sia influenzata anche da fattori esogeni – come la guerra in Ucraina e la conseguente contrazione dei consumi di gas – resta evidente il **contributo strutturale delle FER nel percorso di rafforzamento dell'autonomia energetica**.



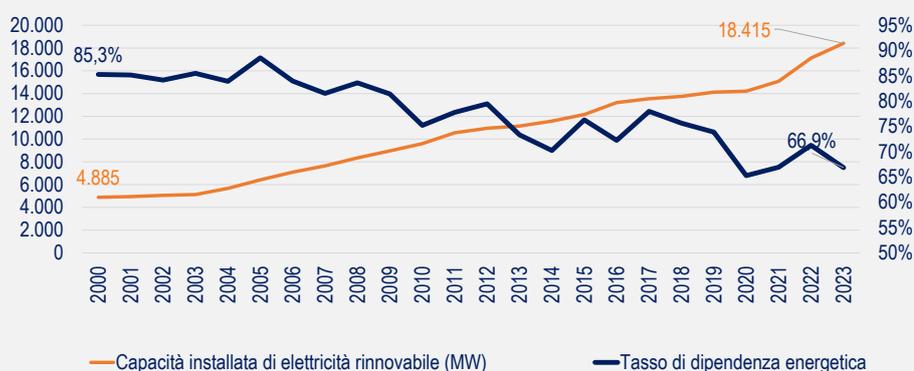
**Figura 18.** A sinistra: Installato rinnovabile in Italia (GW), 2008-2023; a destra: Dipendenza energetica\* in Italia (%), 2008 - 2023. (\*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. N.B.: il 2023 è l'ultimo anno disponibile da fonte Eurostat. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2025

### **Il caso del Portogallo: le FER come leva per ridurre la dipendenza energetica**

Il Portogallo rappresenta un esempio concreto di come lo **sviluppo delle fonti rinnovabili** possa **contribuire** in modo significativo alla **riduzione della dipendenza energetica**.

Grazie a **politiche** mirate di lungo periodo, volte a incentivare gli **investimenti in tecnologie pulite** e a favorire **contratti stabili con i produttori di energia da FER**, tra il 2000 e il 2023 la capacità elettrica rinnovabile installata nel Paese è cresciuta del **+277%** (da 4.885 MW a 18.415 MW). Questa crescita si è accompagnata a un netto miglioramento dell'indipendenza energetica: nello stesso periodo, il **tasso di dipendenza energetica** del Portogallo è passato dall'**85% nel 2000 al 67% nel 2023**.

Il Portogallo si posiziona oggi al **5° posto tra i Paesi dell'UE** per la maggiore **riduzione della propria dipendenza energetica**, dopo Estonia, Finlandia, Lettonia e Svezia. Il caso portoghese conferma come il rafforzamento del mix energetico nazionale con una quota crescente di FER possa incidere positivamente anche sul piano della sicurezza degli approvvigionamenti.



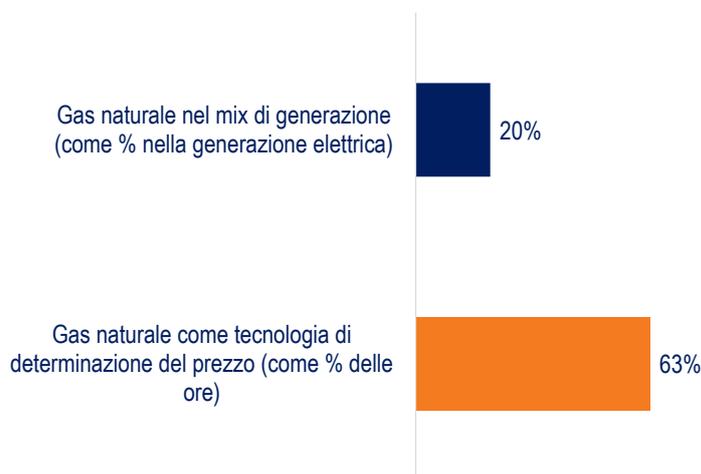
**Figura 19.** Capacità installata di elettricità rinnovabile in Portogallo (asse sinistro, MW) e tasso di dipendenza energetica in Portogallo (asse destro, %), 2000 - 2023. Fonte: elaborazione TEHA su dati IRENA e Eurostat, 2025.

### **Competitività e prezzi: più FER, prezzi più bassi**

Le **FER, oltre ai benefici ambientali e di sicurezza di approvvigionamento**, sono in grado di **generare energia a costi più bassi rispetto alle fonti fossili**, rappresentando un elemento chiave per la competitività industriale. Questo è particolarmente rilevante per Paesi come l'Italia, che storicamente scontano un prezzo dell'elettricità più elevato rispetto alla media europea. L'incremento della produzione domestica da FER può contribuire a ridurre i costi di approvvigionamento per famiglie e imprese, migliorando l'efficienza e la sostenibilità del sistema economico nazionale.

Il sistema elettrico italiano è caratterizzato da una struttura di costi particolarmente onerosa, che incide negativamente sulla competitività del Paese. Una delle principali criticità riguarda il ruolo predominante del **gas naturale**, nella generazione elettrica e di conseguenza nella formazione del prezzo. In Italia, il **gas** copre oltre il **40% della produzione elettrica** e nel 2024 ha rappresentato la **tecnologia marginale** – ovvero quella che determina il prezzo di mercato – per circa il **90% delle ore**. A livello europeo, questa incidenza è comunque significativa, con il gas utilizzato come tecnologia di prezzo nel **63% delle ore**, pur pesando solo per il 20% nel mix elettrico.

Il meccanismo del **prezzo marginale**, adottato in **UE**, prevede infatti che il prezzo dell'elettricità sia determinato dall'ultima fonte necessaria a soddisfare la domanda di energia, che è anche la più costosa. In un contesto in cui il gas – fonte di *backup* e soggetta a forte volatilità sui mercati internazionali – rappresenta spesso questa ultima fonte attivata, il risultato è un **prezzo dell'energia strutturalmente elevato**.



**Figura 20.** Il ruolo del gas naturale nel mercato elettrico in Europa, 2022. Fonte: elaborazione di TEHA Group su dati “Energy transition strategic supply chains: industrial roadmap for Europe and Italy” di TEHA Group, Enel Foundation, IEA e JRC, 2025.

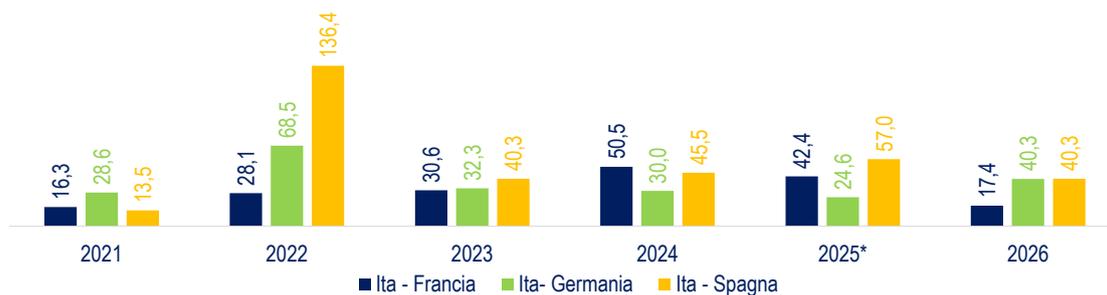
Sebbene questa non sia l'unica causa, tale meccanismo fa sì che persistano differenze di prezzo dell'elettricità tra i Paesi europei: ad aprile del **2025**, secondo dati Confindustria<sup>4</sup>, il prezzo all'ingrosso in Italia è previsto a **quasi 100 €/MWh**, **quattro volte** il livello spagnolo (26,81 €/MWh), **più del doppio** rispetto alla Francia (42,21 €/MWh) e comunque **significativamente superiore** a quello tedesco (77,94 €/MWh). Anche nel 2026, pur con una previsione di riduzione del differenziale, l'Italia continuerebbe a pagare l'elettricità **tra i 17 e i 40 €/MWh in più** rispetto agli altri mercati considerati.

Il grafico sottostante evidenzia con chiarezza come l'Italia sconti, in maniera persistente, un **differenziale di prezzo dell'energia elettrica** rispetto ai principali Paesi europei – **Francia, Germania e Spagna** – lungo tutto l'orizzonte 2021-2026. Dopo un 2021 relativamente stabile, il **2022** rappresenta l'anno di massimo picco dello **spread elettrico**: il prezzo dell'elettricità in Italia ha superato di **oltre 136 €/MWh** quello spagnolo e di **quasi 70 €/MWh** quello tedesco. Questo scarto si è poi progressivamente ridotto nei due anni successivi, ma resta comunque molto elevato, con valori ancora **superiori ai 40 €/MWh** nel confronto con la Spagna anche nel **2024 e 2025**.

Questa situazione evidenzia una **perdurante fragilità competitiva del sistema energetico italiano**, che grava sulle famiglie ma soprattutto sul tessuto industriale e produttivo,

<sup>4</sup> Confindustria, “Focus Energia n. 45 – Aprile 2025”.

umentando i costi di approvvigionamento energetico e penalizzando le imprese italiane rispetto ai *competitor* europei.



**Figura 21.** Spread elettrico: differenziale di prezzo dell'energia elettrica dell'Italia rispetto a Francia, Germania e Spagna (€/MWh), 2021-2026. (\*) Il 2025 considera le quotazioni al consuntivo e il 2026 considera le quotazioni future del 06.05.2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Confindustria, 2025

In questo quadro, le FER rappresentano una leva strategica per ridurre i costi. Grazie ai **bassi costi di generazione**, le FER possono abbassare significativamente il prezzo dell'energia quando riescono a coprire una quota significativa della domanda. Nel 2024, ad esempio, il **Prezzo Unico Nazionale (PUN)** si è attestato mediamente a **108,52 €/MWh**, ma nelle ore in cui **solare ed eolico** hanno rappresentato la tecnologia marginale che ha determinato il prezzo, questo è sceso a **76,94 €/MWh**.



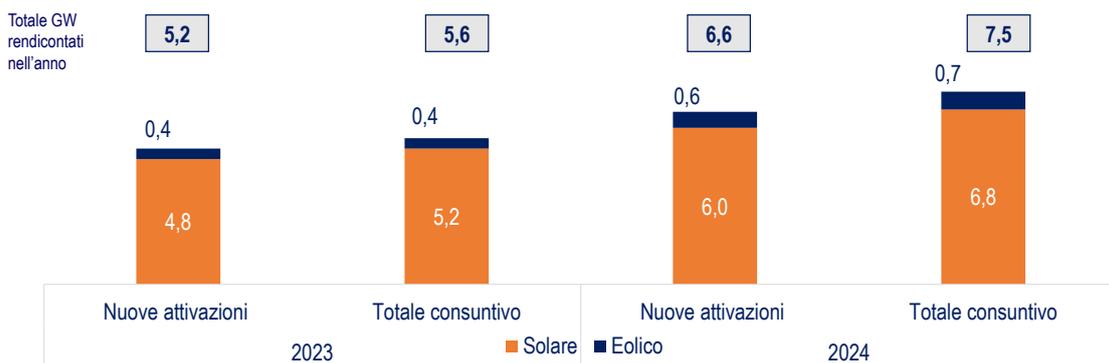
**Figura 22.** L'effetto delle rinnovabili sul Prezzo Unico Nazionale - PUN (€/MWh), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME, 2025.

## CAPITOLO 2

# LO SCENARIO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA A LIVELLO NAZIONALE: STATO DELL'ARTE E FATTORI DI RALLENTAMENTO

### 2.1 LO SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA

Nel corso del 2024, sono stati installati complessivamente **6,6 GW** di **nuova capacità rinnovabile**, in aumento rispetto ai **5,2 GW attivati nel 2023**. La **composizione delle nuove installazioni** conferma anche per il 2024 una netta prevalenza del **solare fotovoltaico**, che rappresenta circa il **91%** della nuova capacità installata. In **termini assoluti**, il fotovoltaico ha raggiunto **6,0 GW** di nuove attivazioni, contro i **4,8 GW del 2023**, mentre l'eolico ha visto una **crescita più contenuta**, passando da **0,4 GW** nel 2023 a **0,6 GW** nel 2024. Se a queste cifre si sommano anche gli interventi di **revamping e repowering** su impianti esistenti – che nel 2024 hanno interessato ulteriori 0,8 GW nel solare e 0,1 GW nell'eolico – il volume complessivo di potenza rinnovabile rendicontata nell'anno sale a **7,5 GW**.



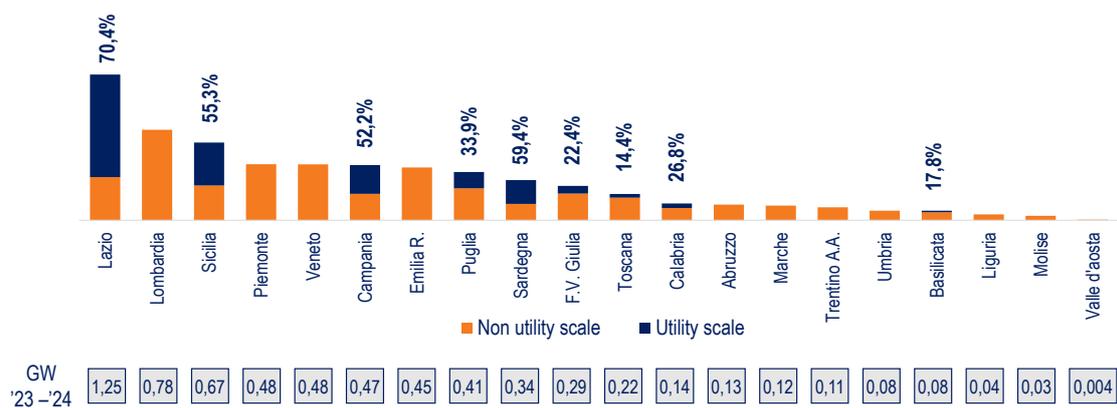
**Figura 23.** Confronto tra nuove attivazioni di solare ed eolico e potenza installata totale a consuntivo (valori in GW), 2023 - 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

Un'analisi disaggregata per Regione consente di comprendere meglio le dinamiche territoriali sottostanti a questa crescita. I dati, anche in questo caso evidenziano come il contributo all'incremento nazionale **non sia stato omogeneo**: la maggior parte delle nuove attivazioni si concentra in un **numero ristretto di Regioni**, sia in termini **assoluti** sia in relazione alla presenza di impianti di tipo *utility scale*<sup>5</sup>. In particolare, solo in **9 Regioni italiane** – tra cui il Lazio, la Lombardia, la Sicilia e la Sardegna – hanno attivato nuovi impianti *utility scale* nel periodo 2023-2024.

Il **Lazio** emerge come il **territorio più dinamico**, con **+1,25 GW** di nuova capacità installata, di cui ben il **70,4%** riferito a impianti *utility scale*. Seguono la **Lombardia** con 0,78 GW (e una quota *utility scale* del 55,3%), la **Sicilia** (0,67 GW) e il **Piemonte** (0,48 GW), entrambe con una

<sup>5</sup> Con *utility-scale* si intende impianti con potenza maggiore di 1 MW.

combinazione equilibrata tra impianti di piccola scala e grandi installazioni. Al contrario, una parte consistente del territorio nazionale – in particolare Molise, Liguria, Basilicata e Trentino-Alto Adige – ha evidenziato nel 2024 una **crescita molto limitata**, con incrementi **inferiori a 0,1 GW** e un'**assenza pressoché totale di impianti utility scale**. Questo divario regionale rappresenta una delle principali **criticità del processo di transizione energetica** in Italia: l'incapacità di mobilitare in modo **omogeneo** il potenziale disponibile nei diversi contesti territoriali rischia di ostacolare il raggiungimento degli obiettivi nazionali, oltre a generare inefficienze in termini di allocazione degli investimenti e sviluppo delle filiere industriali locali.



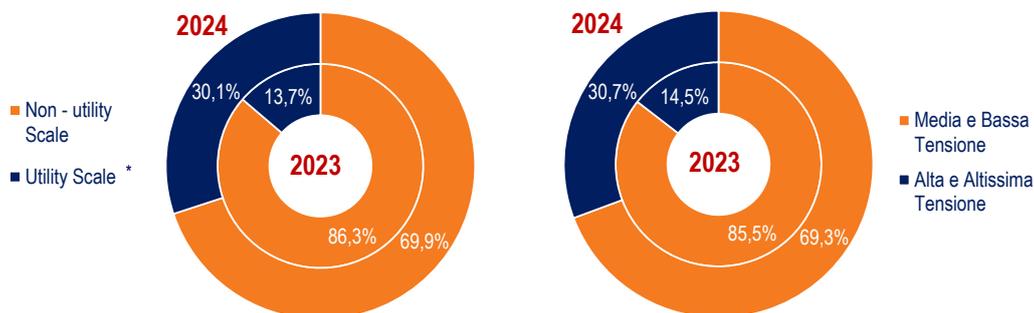
**Figura 24.** Crescita delle nuove attivazioni nelle Regioni italiane ripartite per livello di potenza (valori %), 2023 - 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

In generale, nel confronto tra il 2023 e il 2024, la **quota di impianti utility scale sul totale delle nuove attivazioni** è cresciuta in modo **netto**, passando dal **13,7%** nel **2023** al **30,1%** nel **2024**. Parallelamente, si è **ridotta la quota di impianti non utility scale** – tipicamente di piccole dimensioni e connessi alla rete di media o bassa tensione – che pur continuando a rappresentare la maggioranza (69,9%) evidenziano una progressiva diminuzione rispetto all'86,3% dell'anno precedente.

Questa **trasformazione** si riflette anche nella **ripartizione delle nuove attivazioni per livello di tensione della rete elettrica**. Mentre nel 2023 l'**85,5%** degli impianti risultava **connesso a linee di media e bassa tensione**, nel **2024** tale quota si è **ridotta significativamente**, attestandosi al **69,3%**. Al contrario, gli impianti collegati alla rete di alta e altissima tensione sono cresciuti, passando dal **14,5%** al **30,7%** in un solo anno. L'incremento di +16,2 punti percentuali nella quota di connessioni ad alta tensione è indicativo di un mutamento strutturale, che riflette sia il maggior peso degli impianti *utility scale* sia un adeguamento progressivo – seppur non ancora sufficiente – delle infrastrutture di rete alle esigenze della nuova generazione elettrica da FER.

Questo passaggio da una generazione diffusa, tipicamente frammentata e distribuita, a una configurazione mista che include anche impianti di grandi dimensioni, rappresenta un **passaggio essenziale** per l'**equilibrio** e l'**affidabilità** del sistema energetico nazionale. Tuttavia, l'accelerazione degli impianti *utility scale* richiede al contempo un **adeguato rafforzamento della rete elettrica**, in particolare delle **dorsali di trasmissione** e delle

**stazioni di trasformazione**, per evitare colli di bottiglia e congestioni che potrebbero rallentare ulteriormente i tempi di connessione e messa in esercizio degli impianti.



**Figura 25.** Ripartizione delle nuove attivazioni per livello di potenza (valori %), 2023 – 2024 – grafico di sinistra – e Ripartizione delle nuove attivazioni per livello di tensione (valori %), 2023 – 2024 – grafico di destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

A livello complessivo, la **capacità installata totale** da FER ha raggiunto i **76,6 GW**, un valore che segna senz'altro un avanzamento rispetto al passato recente, ma che **rimane ancora distante** dagli **obiettivi previsti al 2030** (che prevedono una capacità installata di FER totale sul territorio nazionale pari a **131 GW**). Occorre sottolineare che la fotografia della distribuzione geografica delle installazioni mostra come la **crescita delle rinnovabili si sia concentrata in modo disomogeneo**, con una forte prevalenza delle **Regioni del Nord Italia**, che da sole detengono il **47,5%** della potenza complessiva.

In questo scenario, la **Lombardia** si conferma la Regione *leader* per capacità installata, con **11,4 GW**, pari a **quasi il 15% del totale nazionale**. Questo risultato è in parte riconducibile alla storica penetrazione dell'**energia idroelettrica**, ma riflette anche una più recente accelerazione nello sviluppo di altre fonti rinnovabili. Seguono, a distanza, la **Puglia** con 7,2 GW (9,45% del totale), il **Piemonte** con 6,5 GW (8,58% del totale), il **Veneto** con 5,4 GW (7,1% del totale) e la **Sicilia** con 5,3 GW (7,0% del totale).

L'analisi dell'**evoluzione storica** della capacità installata tra il 2015 e il 2024 consente inoltre di individuare i **territori che hanno registrato i maggiori incrementi nel periodo**. Anche in questo caso, la **Lombardia** guida la classifica con **+3,4 GW** di nuova capacità installata negli ultimi dieci anni, seguita dal **Veneto** e dal **Lazio** (entrambi con +2,2 GW) e dal **Piemonte** (+2,0 GW). Questi dati confermano non solo un *trend* positivo di crescita, ma anche una certa concentrazione territoriale dello sviluppo, che rischia di tradursi in squilibri strutturali se non governata da politiche coordinate e da una visione nazionale integrata.

Accanto a Regioni particolarmente dinamiche, permangono aree del Paese caratterizzate da livelli di penetrazione delle rinnovabili ancora molto **contenuti**. In particolare, al netto della dimensione relativa, Regioni come il **Molise** e la **Liguria** si attestano su **livelli inferiori a 1,5 GW**. Questo divario non è imputabile unicamente alla disponibilità di risorse naturali e alla dimensione territoriale, ma riflette anche elementi di natura infrastrutturale, regolatoria e autorizzativa, che saranno oggetto di approfondimento nelle sezioni successive.

Nel complesso, la fotografia della capacità installata al 2024 offre un quadro chiaro: l'Italia ha avviato un **percorso di espansione delle fonti rinnovabili**, ma lo sta facendo con **velocità e intensità molto diverse** a seconda dei territori. Colmare questi divari e valorizzare in modo più equilibrato il potenziale delle diverse Regioni rappresenta una **condizione imprescindibile** per il pieno successo della transizione energetica su scala nazionale.



**Figura 26.** Distribuzione totale di capacità installata FER tra le Regioni italiane (valori in GW), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

Sebbene i dati relativi al 2024 testimonino un *trend* in crescita dell'installato FER, il **ritmo** delle nuove installazioni in Italia risulta ancora **insufficiente** rispetto agli **obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** e dal **Piano 2030 del settore elettrico** sviluppato da Elettricità Futura. Il divario tra quanto realizzato e quanto sarebbe necessario colmare nei prossimi anni è **ampio**, e rischia di **compromettere** la traiettoria verso la **neutralità climatica**.

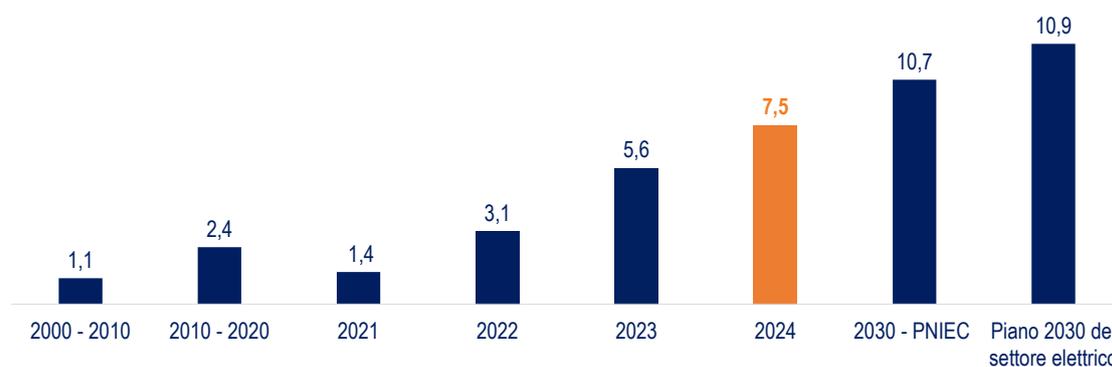
Il **dato di riferimento per l'anno 2024** – 7,5 GW di potenza rinnovabile rendicontata – rappresenta senza dubbio un miglioramento rispetto ai 5,7 GW del 2023 e ai valori ancora più modesti degli anni precedenti. Per fare un confronto, nel periodo **2010-2020** l'Italia ha registrato un **tasso medio annuo di installazione** pari a **2,4 GW**, mentre tra il **2000** e il **2010** la media si fermava a **1,1 GW**. Anche nelle prime fasi di ripresa post-pandemica, nel 2021 e nel 2022, il ritmo era rimasto contenuto, rispettivamente a 1,4 GW e 3,1 GW.

Tuttavia, la velocità richiesta per rispettare i traguardi previsti al 2030 impone un'accelerazione ben più **decisa**. Secondo le **proiezioni del PNIEC**, l'Italia dovrebbe installare mediamente **10,7 GW all'anno** da qui al 2030. Questo valore sale ulteriormente a **10,9 GW annui** qualora si consideri il più ambizioso scenario delineato dal Piano del settore elettrico, che incorpora anche i nuovi *target* europei di decarbonizzazione.

Il confronto tra i dati reali di installato e i *target* dimostra che, nonostante i progressi recenti, il Paese continua a **viaggiare a una velocità di installato inferiore di circa il 30% rispetto al necessario**. La conseguenza diretta di questo scostamento è il rischio di accumulare ritardi,

aggravando la pressione sul sistema autorizzativo, sulle reti di trasmissione e distribuzione, e sulla capacità industriale di fornire tecnologie e servizi con tempestività e su scala.

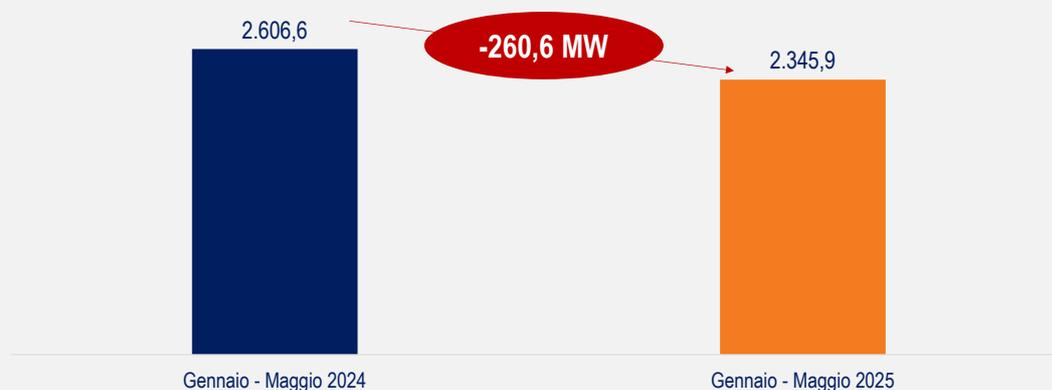
In definitiva, se il 2024 ha segnato un'inversione di tendenza rispetto al decennio precedente, questo **non può ancora considerarsi sufficiente**. Il passo compiuto è **importante**, ma serve un cambio di passo, sia in termini quantitativi (volumi installati), sia qualitativi (tipologia di impianti, velocità di connessione, equa distribuzione territoriale), per avvicinare concretamente il Paese agli obiettivi climatici e di sicurezza energetica definiti al 2030.



**Figura 27.** Confronto tra il tasso di installazione annuo e il tasso annuo necessario al raggiungimento dei *target* in Italia (valori in GW), 2030. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC ed Elettricità Futura, 2025.*

## Le FER nel 2025: una vista prospettica

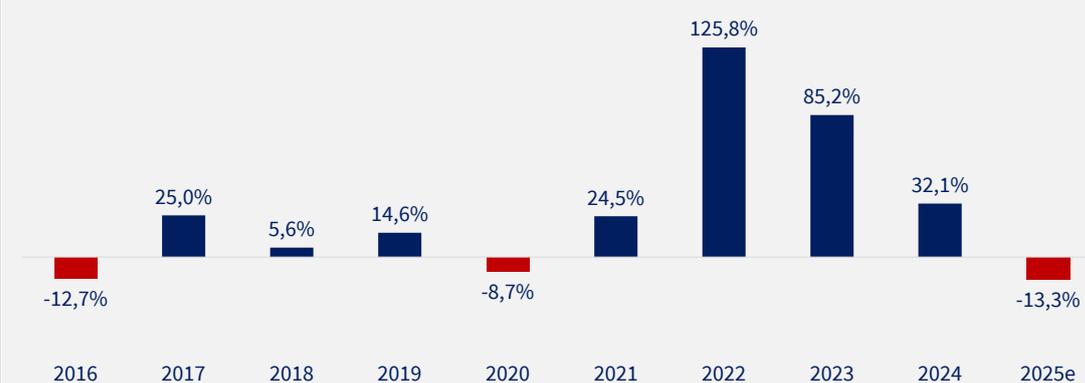
I dati preliminari relativi ai primi cinque mesi del 2025 (maggio 2025) indicano un segnale di **stagnazione o rallentamento** della crescita della capacità rinnovabile installata in Italia. Nel periodo compreso tra gennaio e maggio, sono stati attivati **2.345,9 MW di nuova capacità** da FER, a fronte dei **2.606,6 MW registrati nello stesso periodo del 2024**. Il calo, pari a **260,6 MW**, potrebbe apparire contenuto in termini assoluti, ma assume una portata rilevante se considerato nella sua proiezione su base annua.



**Figura 28.** Confronto tra il tasso di installazione dei primi 5 mesi dell'anno (valori in MW), 2024 e 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

Infatti, se tale *trend* dovesse proseguire nei mesi successivi, il 2025 potrebbe chiudersi con un **volume complessivo di installazioni pari a circa 6,5 GW**, ovvero circa **1 GW in meno** rispetto ai 7,5 GW rendicontati nel 2024. Questa flessione interromperebbe la traiettoria positiva avviata negli ultimi due anni e rappresenterebbe **la più significativa contrazione percentuale del tasso di crescita delle rinnovabili dell'ultimo decennio**.

Secondo le stime attuali, infatti, il tasso di crescita annuo delle installazioni FER passerebbe da **+32,1% nel 2024** a **-13,3% nel 2025**, registrando una inversione di tendenza paragonabile, per intensità, solo a quella osservata nel 2016 e nel 2020.



**Figura 29.** Tasso di crescita delle installazioni FER anno su anno (valori %), 2016 – 2025e. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2025.

## 2.2 LA PROSPETTIVA DEL “RENEWABLE THINKING INDICATOR”

Per comprendere a fondo il reale avanzamento della transizione energetica sui territori, non è sufficiente limitarsi all’analisi della capacità installata da FER. È infatti necessario considerare anche l’opportunità di sviluppo effettivamente disponibile per ciascuna Regione, ovvero il **potenziale teorico e pratico di installazione di FER**, alla luce delle condizioni specifiche che ne caratterizzano il contesto geografico ed infrastrutturale.

Con questo approccio, TEHA Group ha introdotto nelle precedenti edizioni di *Renewable Thinking* un **indicatore proprietario**, il *Renewable Thinking Indicator* (RTI), concepito per **valutare in modo più aderente alla realtà il rendimento** di ogni Regione italiana nel percorso di decarbonizzazione e di transizione energetica. L’indicatore si basa sull’assunto che non tutte le Regioni partano dalle medesime condizioni: la **morfologia** del territorio, la sua **superficie** disponibile, la presenza di **vincoli paesaggistici o urbanistici**, lo stato del **costruito** (es. edifici storici o irregolari), sono tutti **fattori che incidono significativamente** sulla reale possibilità di installare impianti FER. Proprio per tenere conto di queste variabili, il *Renewable Thinking Indicator* è stato sviluppato come strumento di monitoraggio della **capacità di un territorio di valorizzare il proprio potenziale rinnovabile**.

Dal punto di vista tecnico, l’indicatore è costruito come **rapporto tra la capacità FER effettivamente installata in un determinato anno e l’opportunità di sviluppo potenziale della Regione**. Maggiore è il valore dell’indicatore, più il territorio è vicino a saturare – o sfruttare – il proprio potenziale disponibile. Al contrario, un valore basso segnala la presenza di ampi margini ancora inutilizzati e, al contempo, la necessità di azioni di semplificazione e abilitazione.

Nell’edizione 2025 dell’iniziativa, il *Renewable Thinking Indicator* è stato **aggiornato** e perfezionato al fine di riflettere in modo ancora più accurato la capacità delle Regioni italiane di **contribuire alla transizione energetica**, in coerenza con gli obiettivi fissati a livello nazionale. Le opportunità di sviluppo potenziali per ogni territorio sono state infatti collegate alla **capacità obiettivo prevista al 2030 dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima** (PNIEC). Le tecnologie considerate nell’analisi dell’indicatore sono **solare, eolico e idroelettrico**<sup>6</sup>.

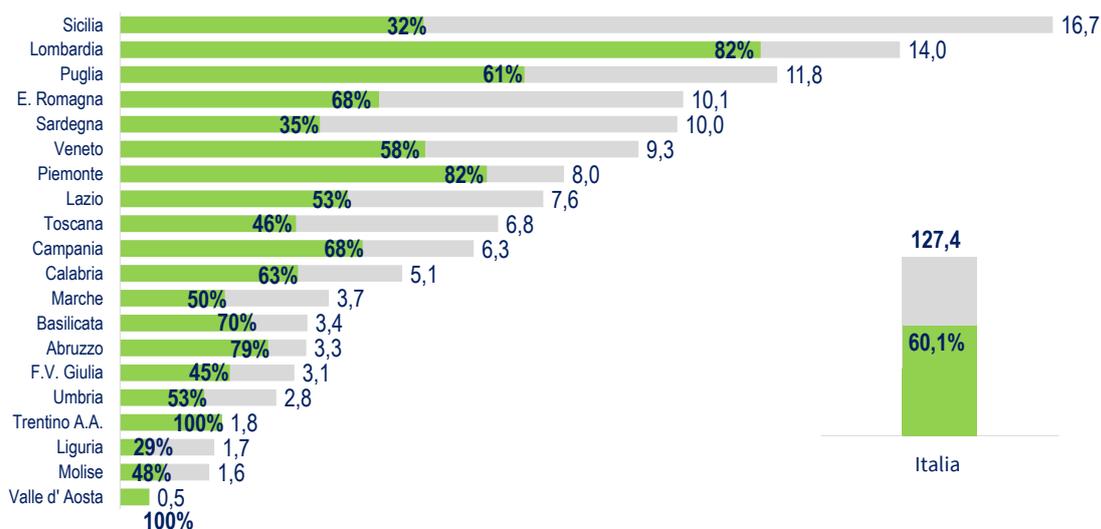
Il PNIEC rappresenta infatti il principale strumento di pianificazione strategica dell’Italia in materia di energia e clima, in quanto definisce gli indirizzi, gli obiettivi e le misure necessarie per garantire una transizione verso un sistema energetico più sostenibile, resiliente e decarbonizzato. Muovendo da queste considerazioni, la potenza complessiva da FER da raggiungere entro il 2030 è stata **ripartita territorialmente applicando i criteri individuati**

---

<sup>6</sup> È stato successivamente fatto un *focus* su un indicatore costruito esclusivamente sulle tecnologie solare ed eolica.

nel **Decreto Aree Idonee**, che si pone l'obiettivo esplicito di indirizzare la nuova capacità rinnovabile verso i territori in grado di accoglierla in modo più efficiente ed equilibrato.

Secondo quanto rilevato dall'*Indicator*, aggiornato al 2024, a livello nazionale, l'Italia ha finora realizzato circa il **60% della capacità rinnovabile prevista** per il **2030**, pari a **127,4 GW**<sup>7</sup>. Questo dato testimonia uno sforzo in crescita, ma allo stesso tempo mette in evidenza il **fabbisogno residuo significativo da colmare nei prossimi cinque anni**, affinché il Paese possa centrare i propri obiettivi di transizione.



**Figura 30.** Renewable Thinking Indicator (valori in %) e capacità totale da installare al 2030 (GW), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC, 2025.

Nel dettaglio, emergono **performance differenziate a livello regionale**. Alcuni territori si posizionano chiaramente sopra la media nazionale, con livelli di saturazione del potenziale superiore o pari al **70%**. Tra questi figurano la **Lombardia**, il **Piemonte**, l'**Abruzzo** e la **Basilicata**. In particolare, il Piemonte e la Lombardia hanno raggiunto rispettivamente l'**82%** del proprio potenziale installativo, mentre l'Abruzzo si distingue con il **79%** e la Basilicata con il **70%**.

Particolare attenzione è da rivolgere a Regioni come la **Valle d'Aosta** e il **Trentino-Alto Adige**, che raggiungono il **100%** del loro potenziale secondo l'indicatore. Questo risultato va letto alla luce della **forte incidenza dell'idroelettrico nel mix di generazione elettrica** di queste aree, che storicamente dispongono di un'elevata capacità installata grazie alle caratteristiche morfologiche e idrografiche del territorio. Sebbene questo costituisca un elemento positivo in termini di capacità già operativa, va ricordato che il margine di ulteriore espansione in queste Regioni risulta ormai limitato, proprio in quanto il **PNIEC non prevede una**

<sup>7</sup> Questi considerano capacità eolica, solare e idroelettrica complessiva al 2030.

**significativa espansione dell'installato idroelettrico al 2030**, se non attraverso interventi e investimenti in *repowering* e *revamping*.

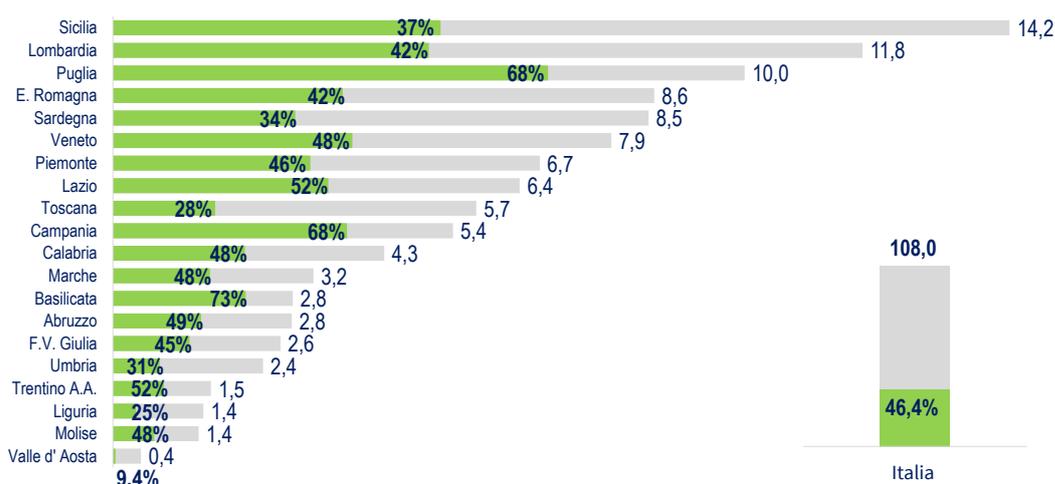
D'altro canto, diverse Regioni mostrano ritardi: la **Sicilia**, ad esempio, si attesta su un valore dell'indicatore pari al **32%**, pur disponendo di un potenziale tecnico e climatico tra i più favorevoli d'Italia. Situazioni analoghe si riscontrano anche in **Sardegna (35%)**, **Liguria (29%)** e **Molise (48%)**, tutte ampiamente al di sotto della soglia del valore medio nazionale (60%). In questi territori, le difficoltà possono derivare da un insieme di fattori: resistenze locali (specialmente per la Sardegna), complessità morfologiche e territoriali (specialmente per la Liguria) o assenza di pianificazione territoriale adeguata.

A partire da questa impostazione, è stato poi introdotto un secondo indicatore complementare, focalizzato specificamente sulle **due tecnologie rinnovabili a maggiore potenziale di crescita al 2030: solare ed eolico**.

In particolare, gli obiettivi nazionali prevedono, entro il **2030**, una crescita della capacità installata:

- di fonte **solare**, pari a **2,5 volte** il livello registrato nel 2021;
- di fonte **eolica**, pari a **3,4 volte** il valore del 2021.

Il secondo indicatore, quindi, confronta la capacità solare ed eolica installata attualmente in ciascuna Regione con il contributo atteso per quella stessa Regione al 2030, sempre sulla base della **distribuzione territoriale derivante dal Decreto Aree Idonee**. Questo approccio consente non solo di valutare il **rendimento attuale** dei territori in relazione al loro potenziale, ma anche di **identificare con maggiore precisione il fabbisogno residuo** da colmare nei prossimi anni.



**Figura 31.** Renewable Thinking Indicator con focus su solare ed eolico (valori in %) e capacità totale da installare al 2030 di solare ed eolico (GW), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC, 2025.

L'analisi dell'*Indicator*, ricalcolato per considerare esclusivamente le fonti solare ed eolica, restituisce un quadro ancora più netto del divario che separa l'Italia dal *target* nazionale al 2030 per queste due tecnologie chiave. Alla fine del 2024, il valore medio nazionale dell'indicatore si attesta al **46,4%**, indicando che il Paese **ha sfruttato meno della metà del proprio potenziale installato per queste fonti rispetto agli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030**.

Anche in questo caso, i valori dell'indicatore variano in modo significativo tra le diverse Regioni. Alcuni territori emergono per un **grado di avanzamento più marcato**, in particolare **Puglia, Lazio, Campania e Basilicata**, che superano la soglia del **50%**.

Nel dettaglio, la Puglia si conferma come una delle Regioni più attive nello sviluppo del solare, con una copertura dell'**81,6%** dell'installato da FER costituita da impianti fotovoltaici, mentre nel Lazio tale quota è pari al **50,2%**. Al contrario, in Campania e Basilicata è l'eolico a prevalere, rappresentando rispettivamente il **66%** e il **50%** dell'installato FER. Queste evidenze mettono in luce l'importanza di strategie tecnologicamente mirate, capaci di valorizzare le specificità territoriali e le condizioni climatiche di ciascuna Regione.

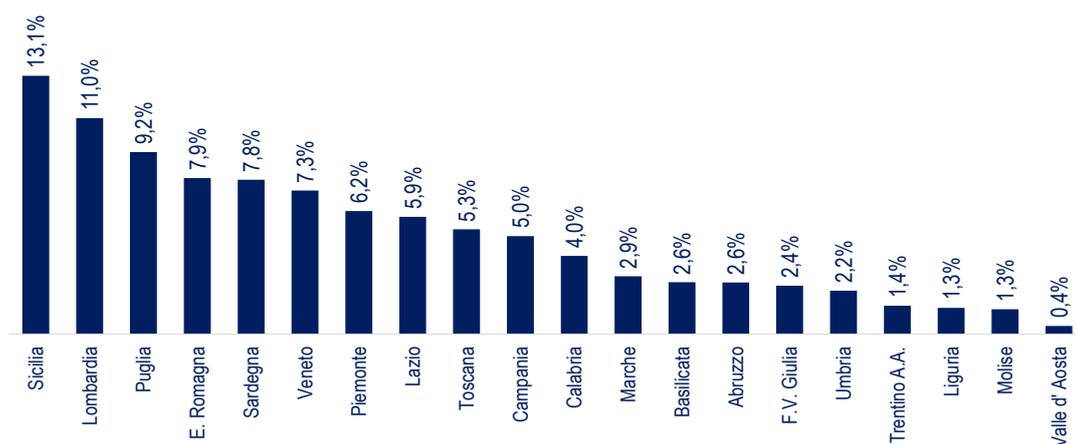
Nonostante queste *performance* positive, la **maggior parte del Paese resta ancora distante dagli obiettivi**. Regioni quali la **Sardegna** (34%), la **Sicilia** (37%) o la stessa **Lombardia** (42%) – che pure si distingue per buoni risultati nel computo complessivo del primo indicatore, il cui risultato è principalmente guidata dall'installato idroelettrico – mostrano qui un valore dell'indicatore più **contenuto**. Ancora più marcate sono le **criticità** in Regioni come la **Toscana** (28%) e la **Liguria** (25%).

Va inoltre sottolineato che, **escludendo la componente idroelettrica**, il valore dell'indicatore in alcune **Regioni** – come il **Trentino-Alto Adige** o la **Valle d'Aosta** – si **riduce drasticamente**, confermando come i risultati complessivi di questi territori nel primo indicatore siano fortemente influenzati dalla presenza di questa tecnologia.

## **Il contributo potenziale e i territori chiave per lo sviluppo delle FER**

Il *Renewable Thinking Indicator* è stato sviluppato con l'obiettivo di offrire una valutazione puntuale del posizionamento di ciascuna Regione italiana in termini di capacità rinnovabile installata rispetto al proprio potenziale territoriale. Tuttavia, per garantire una lettura più completa ed esaustiva, è necessario affiancare a questa dimensione una valutazione del **contributo regionale al raggiungimento degli obiettivi nazionali**, così come definiti dal PNIEC al 2030.

In quest'ottica, TEHA Group ha introdotto una ulteriore componente di analisi, volta a relazionare i **dati regionali** all'obiettivo complessivo del Paese. Questo approccio consente di **misurare** quanto ciascun territorio potrà contribuire al **raggiungimento del target nazionale**.



**Figura 32.** Contributo potenziale per Regione al raggiungimento del potenziale previsto dal PNIEC al 2030 (valori %), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC, 2025.

In particolare, la **Sicilia** si conferma la Regione con il maggiore contributo potenziale, pari al **13,1%** del totale nazionale, seguita dalla **Lombardia (11,0%)**, dalla **Puglia (9,2%)** e dall'**Emilia-Romagna (7,9%)**. Questi territori, da soli, rappresentano oltre il **40%** del fabbisogno nazionale da colmare entro il 2030, e risultano dunque determinanti per il successo della strategia italiana di decarbonizzazione e transizione energetica. Anche Sardegna, Veneto e Piemonte si attestano su valori significativi, compresi tra il 6% e l'8%, mentre il contributo di Regioni come Lazio, Toscana e Campania si colloca attorno al 5%.

Al fine di restituire una rappresentazione complessiva che tenesse conto non solo del contributo potenziale di ciascuna Regione al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030, ma anche del grado di **sfruttamento del proprio potenziale rinnovabile ad oggi**, è stata elaborata una matrice integrata che incrocia i valori del *Renewable Thinking Indicator* con quelli relativi al contributo potenziale regionale ai *target FER* definiti dal PNIEC al 2030.

La matrice costruita incrociando, sull'asse orizzontale, il valore dell'indicatore (ossia il grado di sfruttamento del potenziale rinnovabile disponibile) e, sull'asse verticale, la quota di potenza FER che ciascuna Regione è chiamata a sviluppare entro il 2030, restituisce una **mapa delle priorità territoriali da tenere in considerazione nelle future politiche energetiche**.

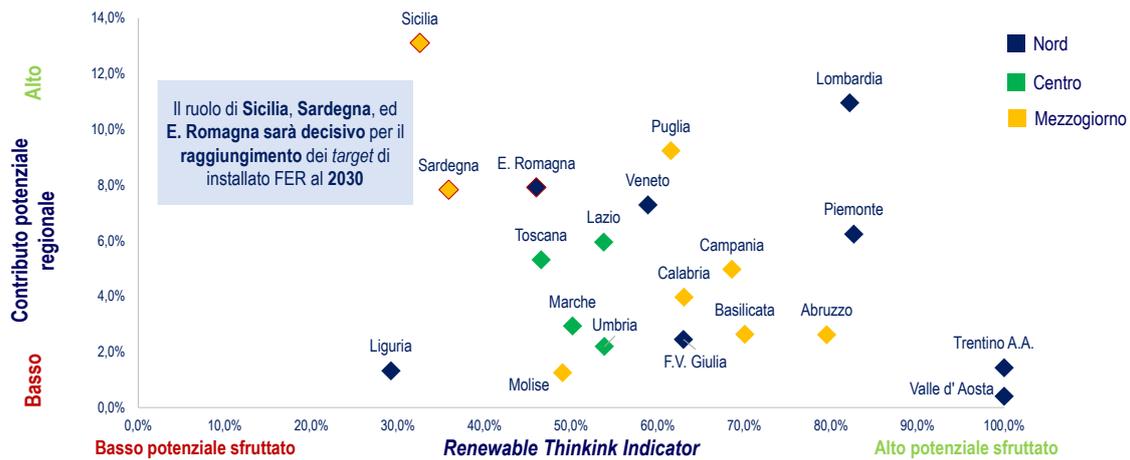


Figura 33. Matrice tra *Renewable Thinking Indicator* (asse x – valore indice da 0 a 1) e contributo potenziale regionale (asse y – valori %), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e PNIEC, 2025

I risultati evidenziano che Sicilia, Sardegna ed Emilia-Romagna si collocano in un'area strategica del grafico: presentano infatti un **elevato contributo potenziale** al target nazionale, a fronte però di un **livello di avanzamento ancora parziale rispetto al proprio potenziale**. In altri termini, si tratta di Regioni che, per dimensione, risorse naturali e collocazione geografica, sono chiamate a contribuire in modo significativo agli obiettivi complessivi al 2030, ma che al 2024 non hanno ancora pienamente attivato tale capacità. Il loro ruolo sarà quindi decisivo per la riuscita della transizione energetica, e richiederà azioni mirate di semplificazione normativa, abilitazione infrastrutturale e *governance* multilivello.

Invece, **Lombardia**, **Piemonte** e **Abruzzo** si distinguono per un **alto grado di sfruttamento del potenziale FER disponibile** e, al contempo, per **una quota rilevante** nel raggiungimento del target nazionale. Si tratta di Regioni già fortemente attive, che possono rappresentare modelli di riferimento per le buone pratiche in termini di pianificazione, integrazione tecnologica e attivazione degli operatori locali.

Nel complesso, la lettura incrociata tra avanzamento e potenzialità di contribuzione agli obiettivi nazionali offre un quadro operativo utile per **indirizzare priorità, risorse e sforzi istituzionali** nei territori chiave. Favorire lo sviluppo e il dispiegamento delle FER in Regioni ad alto potenziale e basso livello di attuazione – in particolare nel Mezzogiorno – rappresenta una condizione necessaria per garantire che la transizione energetica italiana sia non solo efficace, ma anche equa e territorialmente bilanciata.

### 2.3 I FATTORI CHE RALLENTANO LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

Nonostante i **segnali positivi** registrati nell'ultimo anno, l'Italia non sta avanzando al **ritmo necessario** per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione fissati al 2030. Come precedentemente evidenziato, secondo il *Renewable Thinking Indicator* il Paese ha finora utilizzato circa il **60% del proprio potenziale installativo complessivo** da fonti rinnovabili. Tuttavia, restringendo l'analisi alle **tecnologie chiave della transizione** – fotovoltaico ed

eolico – il grado di sfruttamento effettivo scende **sotto il 50%**, evidenziando un **ritardo significativo** rispetto al **percorso delineato dal PNIEC**.

Questo *gap* non è casuale, ma deriva da un **insieme di ostacoli strutturali** che, nel corso delle edizioni di *Renewable Thinking*, sono stati **identificati come fattori critici del rallentamento**. Si tratta di barriere di natura **istituzionale, normativa, procedurale e infrastrutturale** che, se non superate, rischiano di compromettere la traiettoria energetica del Paese. In particolare, TEHA ha individuato ostacoli quali:

- **disomogeneità tra Stato e Regioni;**
- **ritardi ed incoerenze** tra le misure e politiche energetiche;
- **iter autorizzativi intricati e complessi;**
- **sviluppo dei fattori abilitanti per l'efficace dispiegamento delle FER** (rete e accumuli).

### Disomogeneità tra Stato e Regioni

Uno degli ostacoli strutturali più rilevanti al raggiungimento degli obiettivi climatici e di decarbonizzazione è rappresentato dalla complessità del **quadro normativo e istituzionale che regola il settore energetico**. In particolare, la **governance dell'energia** è segnata da una **sovrapposizione** di competenze tra Stato e Regioni, che contribuisce a generare **incertezza, disomogeneità applicativa e rallentamenti decisionali**.

Le materie connesse a questa complessità, si articolano in diversi ambiti di competenza tra i quali:

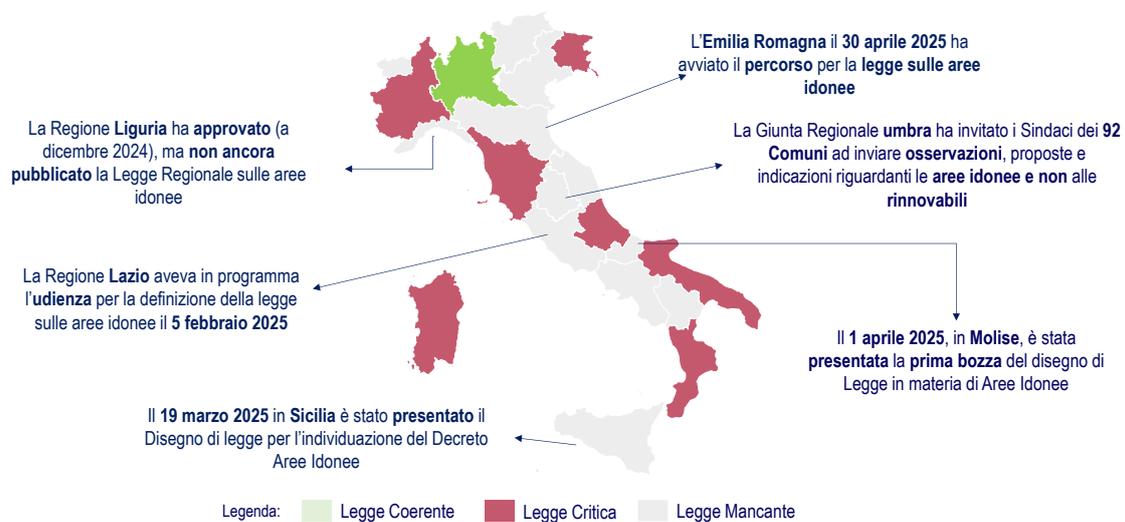
- la **produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia**. In questo ambito lo Stato può **dettare i principi fondamentali**, ma le Regioni sono titolate a **disciplinare gli aspetti applicativi**. Tuttavia, allo **Stato non è consentito adottare norme troppo dettagliate** senza il pieno coinvolgimento delle Regioni, il che limita l'efficacia delle politiche nazionali in assenza di coordinamento multilivello;
- la **tutela dell'ambiente e dell'ecosistema** è invece di competenza esclusiva dello Stato, che ha quindi il potere di intervenire sulle concessioni idroelettriche per quanto riguarda i profili ambientali, **anche in deroga** alle normative regionali;
- la **tutela della concorrenza** ricade tra le competenze esclusive statali. In questo ambito, la definizione delle regole di gara per l'assegnazione delle concessioni spetta allo Stato, che ha il compito di garantire uniformità su tutto il territorio nazionale.

L'analisi condotta da TEHA ha evidenziato come, in numerosi casi emblematici, le Regioni abbiano assunto **posizioni e approcci disallineati rispetto agli indirizzi strategici definiti a livello nazionale**, generando incertezza per gli operatori e rallentamenti nei processi autorizzativi.

Due ambiti risultano **particolarmente esemplificativi** di questo disallineamento:

- l’attuazione del **Decreto Aree Idonee**
- **gestione delle concessioni idroelettriche.**

Il **Decreto Aree Idonee**, nato con l’obiettivo di definire i criteri per individuare le zone adatte all’installazione di impianti a fonti rinnovabili conciliando sviluppo e tutela del territorio, ha visto un’**attuazione fortemente eterogenea a livello regionale**. Prima dell’annullamento dell’articolo 7 da parte del Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio, alcune Regioni avevano adottato **normative locali molto restrittive** (ad esempio con *buffer* particolarmente ampi o vincoli paesaggistici estesi), mentre altre risultavano in ritardo nell’adozione delle disposizioni.



**Figura 34.** Pubblicazione delle Leggi attuative delle aree idonee: confronto tra Regioni (infografica), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati delle Regioni italiane, 2025

Nonostante la **scadenza fissata a fine dicembre 2024** per l’adozione delle **Leggi Regionali** in attuazione del Decreto Aree Idonee, a **maggio 2025** ben **12 Regioni** non avevano ancora completato il proprio *iter* legislativo, evidenziando un marcato disallineamento tra *governance* centrale e territoriale. In **Sicilia**, ad esempio, solo il **19 marzo 2025** è stato **presentato il Disegno di Legge** per l’individuazione delle aree idonee, mentre in **Molise** la prima bozza è stata presentata il **1° aprile 2025**. In **Emilia-Romagna**, il percorso normativo è stato avviato il **30 aprile 2025**, segnalando un **sostanziale ritardo** rispetto alle **tempistiche nazionali**.

In altri casi, i lavori normativi risultano più **avanzati ma non ancora completati**. È il caso della **Liguria**, che ha approvato la propria Legge Regionale a dicembre 2024, ma non l’ha ancora **pubblicata ufficialmente**. Nel **Lazio**, l’udienza per la definizione della legge era in programma il **5 febbraio 2025**, segnalando comunque una **calendarizzazione post-scadenza**. Ulteriori criticità emergono in **Umbria**, dove la Giunta Regionale ha invitato i Sindaci dei **92 Comuni del territorio a inviare osservazioni**, proposte e indicazioni

riguardanti le aree idonee. Tuttavia, la consultazione si è concentrata su **aspetti puntuali della pianificazione territoriale**, senza un **inquadramento esplicito sulle fonti rinnovabili** nel loro complesso, limitandone così la coerenza con gli obiettivi del Decreto nazionale.

### **Attuare il Decreto Aree Idonee: una vista regionale**

Dall'analisi delle Leggi Regionali emanate in attuazione del Decreto Aree Idonee emerge un **quadro caratterizzato da un diffuso ricorso a criteri** che spesso si discostano sensibilmente dalle linee guida nazionali. In molte Regioni, i **vincoli introdotti limitano in modo significativo** la disponibilità effettiva di aree idonee allo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili, **ostacolando** così il pieno sfruttamento del potenziale FER.

Nel dettaglio:

- **Puglia:** la normativa valorizza le aree agricole non più coltivabili, ma introduce una serie di **limitazioni**, tra cui **l'esclusione delle aree agricole produttive**, un **buffer di 5 km dai siti UNESCO** e il **divieto di installazioni in contesti naturali**, riducendo sensibilmente il potenziale effettivamente sfruttabile;
- **Piemonte:** la Regione non ha ancora adottato una legge strutturata, ma si è limitata a un **documento guida di alto livello**. La mancanza di chiarezza compromette la comprensione delle aree realmente idonee o escluse, generando incertezza tra gli operatori;
- **Calabria:** la proposta regionale prevede **vincoli particolarmente stringenti**, come **l'esclusione delle aree collinari**, delle **zone offshore** e l'imposizione di distanze fino a **7 km dai beni culturali**. Non sono inoltre individuate aree prioritarie per l'installazione;
- **Sardegna:** si configura come una delle **Regioni più restrittive**, con quasi tutto il territorio classificato come **"non idoneo"**. Le norme regionali prevedono anche **l'applicazione retroattiva** dei vincoli a impianti già in fase autorizzativa e **buffer fino a 7 km da beni culturali e centri abitati**;
- **Friuli-Venezia Giulia:** pur introducendo elementi sperimentali positivi, la normativa regionale **esclude ampie categorie di aree**, come quelle **commerciali** o con elevato valore paesaggistico. Le valutazioni di idoneità sono affidate agli strumenti urbanistici comunali, generando ulteriori disomogeneità;
- **Toscana:** le aree idonee identificate coprono circa il **30% del territorio regionale**, ma riguardano unicamente il fotovoltaico, **escludendo completamente l'eolico**. Solo l'**11%** dei Comuni ha presentato **richieste di autorizzazione**;
- **Abruzzo:** la Regione ha classificato come non idonee ampie porzioni del territorio, in particolare le **aree irrigue**, che costituiscono oltre il **60% della pianura disponibile**. È inoltre previsto il **divieto di installazione su aree agricole con colture permanenti**, limitando le possibilità di sviluppo.

L'assenza di un recepimento omogeneo e tempestivo delle disposizioni nazionali sta generando **incertezza per gli operatori**, rallentando l'individuazione delle aree idonee e, conseguentemente, l'autorizzazione di nuovi impianti rinnovabili. La mancata armonizzazione normativa rappresenta un ostacolo concreto al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica fissati a livello nazionale.

Parallelamente, la questione delle **concessioni idroelettriche** continua a rappresentare un **nodo irrisolto della governance energetica**. In assenza di una cornice normativa uniforme, le Regioni si stanno muovendo **autonomamente**, adottando **regole e tempistiche diverse**

per il rinnovo o la riassegnazione delle concessioni in scadenza. Questa situazione di incertezza comporta un **elevato rischio di contenziosi** e può generare **blocchi produttivi, ostacolando investimenti** fondamentali per la decarbonizzazione del sistema energetico.

Le concessioni idroelettriche sono **disciplinate** da una **combinazione di norme nazionali e regionali**, la cui base normativa è costituita dal **Decreto Legislativo 79/1999**. Tuttavia, l'articolo **12** dello stesso decreto attribuisce alle Regioni un **ampio margine di manovra** nella definizione delle modalità di assegnazione delle concessioni.

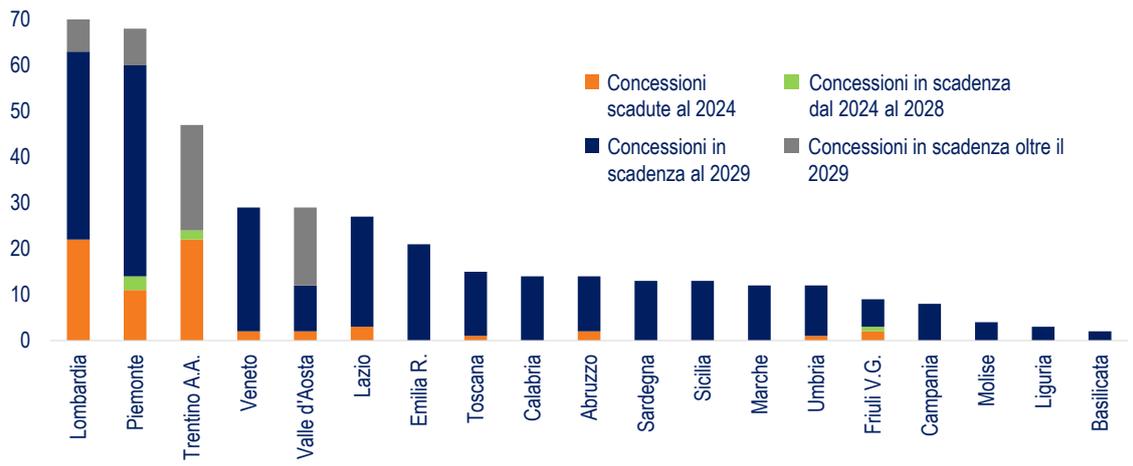
Questa autonomia ha portato all'adozione di Leggi Regionali eterogenee, con approcci spesso non allineati. Le **principali differenze** tra i testi legislativi regionali riguardano:

- i **criteri di gara** per il rinnovo o la riassegnazione;
- i **canoni concessori** applicati;
- la **durata** delle concessioni;
- il **peso attribuito a criteri ambientali**, sociali e industriali.

Tale eterogeneità normativa si è resa particolarmente evidente con l'approssimarsi della scadenza di molte concessioni. Nel contesto della gestione delle concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche, l'Italia si trova infatti di fronte a una **fase particolarmente delicata** e complessa. A livello nazionale, infatti, l'**86%** delle concessioni **risulta già scaduto** o in scadenza **entro il 2029**. Più nel dettaglio, il **17%** delle concessioni è **già scaduto al 2024**, l'**1%** scadrà tra il **2025** e il **2028**, mentre il **68%** è in scadenza nel **solo anno 2029**. Solo il restante **14%** delle concessioni è previsto **oltre il 2029**.

La situazione è particolarmente rilevante se si osserva la **distribuzione territoriale delle concessioni in scadenza**. **Lombardia, Piemonte** e la **Provincia Autonoma di Trento** concentrano quasi il **35%** delle **concessioni in scadenza al 2029** (123 in totale), rappresentando inoltre il **79%** delle concessioni già scadute al 2024. In particolare, **Lombardia** e **Trentino A.A.** contano ciascuna **22 concessioni già scadute**, mentre il Piemonte ne conta **11**. La **Legge sulla Concorrenza del 2021** consente alle Regioni di **prorogare l'esercizio delle concessioni scadute** solo per il tempo strettamente necessario al completamento delle procedure di assegnazione e comunque non oltre il **27 agosto 2025**.

Tuttavia, l'**assenza di un indirizzo nazionale chiaro a lungo termine**, ha portato le Regioni ad **agire autonomamente**, delineando un quadro legislativo **disomogeneo** che rischia di compromettere la coerenza degli investimenti e la continuità operativa degli impianti.



**Figura 35.** Scadenza delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche nelle Regioni italiane (valori assoluti), 2010-2047. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MBS Consulting – A Cerved Company, 2025.

Esempi **concreti** di interventi regionali evidenziano la frammentazione in atto:

- **Friuli Venezia Giulia:** sta formalizzando il **trasferimento alla Regione della proprietà delle opere bagnate** (dighe, canali, condotte) alla scadenza delle concessioni;
- **Lombardia:** valuta il **rinnovo** delle concessioni idroelettriche direttamente con i **gestori uscenti**, senza procedura di gara;
- **Veneto:** ha approvato un disegno di legge che **posticipa di 5 anni** (al 2029) la scadenza delle **concessioni per piccole derivazioni** e consente la **prosecuzione dell’esercizio per quelle grandi**;
- **Valle d’Aosta:** punta a **gestire in autonomia le assegnazioni** delle concessioni idriche, secondo le prerogative dello **Statuto Speciale**;
- **Provincia Autonoma di Trento:** ha deliberato la **proroga delle grandi concessioni** fino al 31 marzo 2029;
- **Emilia-Romagna:** con la L.R. 17/2023 ha introdotto la possibilità di **allineare la durata delle concessioni per piccole derivazioni idroelettriche (<3MW)** agli **incentivi economici ricevuti** per la produzione elettrica.

Questa varietà di approcci, unita all’**assenza di una regia statale chiara e uniforme**, genera un **contesto normativo incerto** che **disincentiva gli investimenti** e **rallenta l’ammodernamento delle infrastrutture**. È dunque urgente un intervento statale che armonizzi le regole, rafforzi la coerenza strategica e garantisca stabilità agli operatori del settore.

### Ritardi ed incoerenza tra le misure

L’effettiva implementazione della transizione energetica in Italia è stata fortemente condizionata da **rilevanti ritardi e incoerenze normative**, che hanno generato incertezza tra gli **operatori** e rallentato l’avvio dei progetti. Molti dei decreti attuativi essenziali per lo

sviluppo delle FER sono stati pubblicati con **ampio scarto temporale** rispetto alle scadenze originariamente previste, con **effetti negativi** sulla pianificazione e sugli investimenti del settore.

Tra i principali provvedimenti che hanno subito ritardi significativi si segnalano:

- il **Decreto FER 2** (dedicato alle fonti innovative), con una pubblicazione avvenuta il 12 agosto 2024, ovvero **1.827 giorni dopo la scadenza iniziale** fissata al 10 agosto 2019;
- il **Decreto CER** (Comunità Energetiche Rinnovabili), pubblicato il 23 gennaio 2024, con **663 giorni di ritardo** rispetto alla scadenza del 31 marzo 2022;
- il **Decreto Agrivoltaico**, pubblicato il 13 febbraio 2024, ha registrato un ritardo di **684 giorni**;
- il **Decreto Aree Idonee**, fondamentale per l'individuazione delle zone favorevoli allo sviluppo di impianti FER, è stato approvato solo il 2 luglio 2024, **750 giorni** oltre la scadenza del 13 giugno 2022;
- il **Testo Unico sulle Rinnovabili**, atteso per il 27 agosto 2023, è stato pubblicato il 12 dicembre 2024, con un ritardo di **473 giorni**.

Questi ritardi non solo hanno rallentato l'avvio di nuove installazioni, ma hanno anche generato una frammentazione delle tempistiche che ha reso incerta la pianificazione industriale e l'accesso agli incentivi, penalizzando la competitività dell'Italia nel panorama europeo della transizione verde.

A questi ritardi si sono aggiunte **incoerenze normative** e contestazioni di legittimità costituzionale, che hanno reso **necessarie revisioni urgenti di alcuni provvedimenti** cardine. In particolare, come già evidenziato in precedenza, il **Decreto Aree Idonee** è stato parzialmente annullato dal TAR del Lazio il 13 maggio 2025 (Articolo 7), in quanto **ritenuto illegittimo** per vari motivi, tra cui:

- l'attribuzione alle Regioni della facoltà di introdurre fasce di rispetto fino a **7 km dai beni tutelati**;
- la mancanza di una **disciplina transitoria** per le autorizzazioni già in corso;
- l'assenza di un **contesto unitario per l'applicazione delle competenze regionali**.

Lo stesso giorno, il **TAR** ha sollevato dubbi di **legittimità costituzionale** anche su alcune **disposizioni del D.L. Agricoltura**, in particolare sullo *stop* all'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli. Le criticità evidenziate includono:

- l'assenza di una **distinzione tra le diverse situazioni territoriali**, che impedisce valutazione caso per caso;

- il contrasto con la **finalità costituzionale** di **protezione ambientale** e **sviluppo sostenibile**;
- l'**ostacolo** agli **obiettivi europei di massima diffusione delle rinnovabili**, previsti dal Green Deal e dalla Direttiva 2018/2001/UE.

Nel loro complesso, **ritardi**, **sovrapposizioni normative** e **criticità costituzionali** mettono a rischio il rispetto dei *target* al 2030 e compromettono la fiducia degli operatori nel sistema energetico. Si rende quindi necessario un intervento strutturale di razionalizzazione e coordinamento normativo, capace di fornire certezza, coerenza e continuità alle politiche energetiche del Paese e, quindi, degli investimenti.

### **Iter autorizzativi intricati e complessi**

In Italia, i tempi necessari per ottenere le autorizzazioni alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili continuano a essere **significativamente superiori** rispetto agli *standard* fissati a livello europeo. Mentre la normativa UE stabilisce un termine massimo di **24 mesi** per il completamento del procedimento autorizzativo (ridotto a 12 mesi per gli impianti situati nelle "zone di accelerazione"), nel nostro Paese il tempo medio effettivo risulta ben più elevato: circa **31 mesi per il fotovoltaico** e oltre **52 mesi per l'eolico**.

Uno dei principali fattori che rallenta l'intero processo è rappresentato dalla **complessità burocratica che caratterizza l'iter autorizzativo**. Per completare l'*iter* necessario alla messa in esercizio di un impianto FER sono infatti previsti **13 passaggi procedurali**, con il coinvolgimento di fino a cinque soggetti istituzionali, oltre a numerosi portatori di interesse. L'intero percorso può richiedere oltre **1.700 giorni** per un impianto eolico e circa **1.070 giorni** per un impianto fotovoltaico.

Il processo può essere scomposto in **cinque fasi principali**, che seguono il modello definito da TERNA per la connessione alla rete. Le prime fasi riguardano l'interazione iniziale tra il proponente e Terna, culminando con il via libera alla richiesta di autorizzazione formale. Tuttavia, l'assenza di una selezione preliminare dei progetti consente la presentazione di proposte anche da soggetti non qualificati o con basse probabilità di realizzazione concreta.

Le fasi successive, relative all'ottenimento della **Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)** e dell'**Autorizzazione Unica (AU)**, si rivelano le **più critiche**. In questa fase sono coinvolti contemporaneamente il **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)**, il **Ministero della Cultura (MiC)** e i **comitati tecnici competenti**, con tempistiche che possono variare da **670 giorni** per il fotovoltaico a oltre **1.300 giorni per l'eolico**.

Il percorso autorizzativo si conclude con le **fasi finali di connessione**, che prevedono una nuova interlocuzione con TERNA e culminano con il **rilascio del contratto di connessione**: a questo punto, i progetti possono essere considerati "*ready to build*". Tuttavia, anche dopo il

completamento formale dell'*iter*, ulteriori ritardi possono derivare dalla **necessità di approvazione dei progetti esecutivi da parte degli enti locali**, come **comuni** o **province**, prima dell'avvio effettivo dei cantieri.



**Figura 36.** Rappresentazione dell'*iter* autorizzativo in Italia per un impianto FER. (\*) MASE: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. MiC: Ministero della Cultura. (\*\*) A seconda della potenza dell'impianto, l'Autorizzazione Unica può essere statale o regionale. N.B.: Questi 13 step possono essere ricondotti alle 5 fasi della procedura di connessione di Terna: richiesta di connessione (da 1 a 4), predisposizione del progetto (5 e 6), *iter* autorizzativo (7 e 8), richiesta STMD (da 9 a 11), contratto di connessione (12 e 13). Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2025.

## Sviluppo dei fattori abilitanti per l'efficace dispiegamento delle FER (rete e accumuli)

Tra gli elementi che a oggi rallentano la messa a terra delle FER rientra sicuramente lo **sviluppo della rete di trasmissione e della capacità di accumulo**. TEHA ha sviluppato un **modello** volto all'identificazione **dei limiti dell'attuale sistema elettrico nazionale** in relazione agli obiettivi di **transizione energetica** previsti dal PNIEC e dal pacchetto europeo "Fit for 55". Questo modello si concentra in particolare sul ruolo cruciale dei **fattori abilitanti**, quali **accumuli energetici e rete di trasmissione**, considerati strumenti essenziali per consentire una penetrazione sempre più ampia delle **FER** nel mix elettrico.

La costruzione del modello si articola in cinque fasi metodologiche, ciascuna delle quali fornisce un tassello fondamentale per comprendere le criticità e le opportunità del sistema attuale:

1. analisi dell'**indice di tecnologia marginale** per l'anno **2024**, con l'obiettivo di identificare le **zone di mercato** e le **fasce orarie** in cui le FER hanno influenzato il **prezzo zonale (PZ)** e il **prezzo unico nazionale (PUN)**;
2. **calcolo del bilancio energetico** tra le diverse zone di mercato nelle ore precedentemente individuate, determinando la **differenza tra produzione e consumo** di energia elettrica in ogni zona di mercato;

3. **stima del potenziale di generazione attivabile**, valutando quanta energia rinnovabile potrebbe essere prodotta nel rispetto degli attuali **vincoli di trasmissione** e del **bilanciamento domanda-offerta** tra le zone;
4. **confronto del mix potenziale di generazione** con gli **obiettivi normativi** fissati dal PNIEC e dal pacchetto “**Fit for 55**”, per misurare lo scostamento rispetto ai *target*;
5. **valorizzazione del ruolo degli accumuli e della rete**, riconosciuti come elementi indispensabili per raggiungere l’obiettivo del **63,4% di FER** nel mix elettrico al 2030.

Dall’analisi effettuata emerge che, nel 2024, cinque zone di mercato — **Calabria, Centro Nord, Sardegna, Sicilia e Sud** — hanno registrato una **cessione netta** di energia verso le zone limitrofe, nelle ore in cui le FER risultavano **tecnologia marginale**. Tra queste, un caso particolarmente critico è quello della **Sardegna**, dove si evidenzia una **quasi totale saturazione** della capacità di trasporto lungo l’asse di trasmissione verso il **Centro Sud**, che limita fortemente la possibilità di trasferire l’**energia rinnovabile in eccesso** prodotta sull’isola durante le ore di picco.

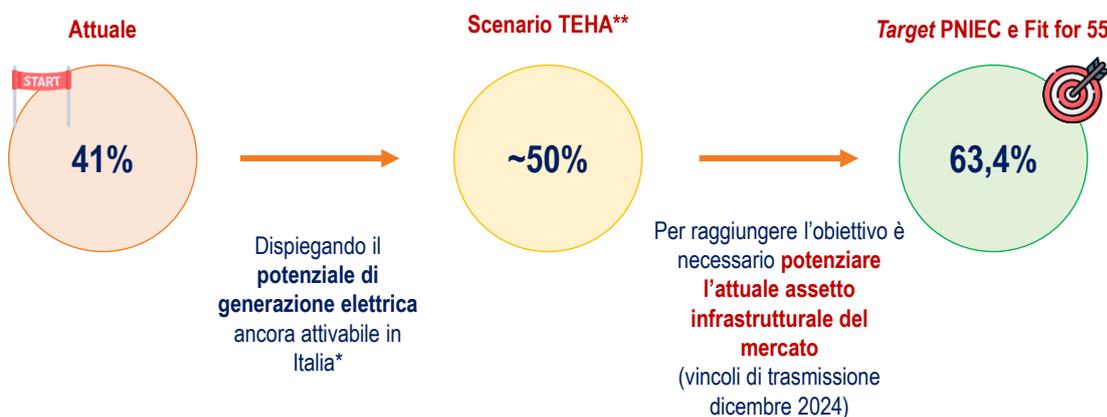


**Figura 37.** Saturazione della rete di trasmissione per zona di mercato (illustrativo), 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e TERNA, 2025.*

Come già riportato nel Capitolo 1, l’impatto delle FER sul **prezzo dell’energia** è stato significativo. Nel 2024, il fotovoltaico e l’eolico sono stati tecnologia marginale per il **7,56% delle ore** a livello nazionale. Se si considera anche l’energia **idroelettrica** (in tutte le sue forme), questa quota sale al **14,93%**. Il loro effetto sul PUN è stato evidente: il prezzo medio nelle sole ore in cui le FER hanno influenzato il mercato è stato di **79,64 €/MWh**, mentre considerando anche l’idroelettrico si è attestato a **100,94 €/MWh**, a fronte di una media annua di **108,52 €/MWh**. Questo dato evidenzia una riduzione superiore al **20%** nei momenti in cui le rinnovabili hanno inciso direttamente sul prezzo.

In questo senso, i risultati del modello di simulazione evidenziano che, agli attuali limiti del sistema energetico italiano in termini di rete e accumuli, esiste ancora un **potenziale di generazione da FER** pari a **28,4 TWh**, che potrebbe essere sfruttato nel rispetto della capacità di scambio tra zone e mantenendo il bilanciamento domanda-offerta. Tuttavia, senza un adeguato **potenziamento della rete** e lo sviluppo di **sistemi di accumulo**, l'Italia non potrebbe beneficiare delle potenzialità aggiuntive connesse allo sviluppo della capacità rinnovabile.

In conclusione, l'analisi evidenzia che, alle **condizioni attuali**, dispiegando al massimo il potenziale delle FER sarebbe possibile raggiungere solamente la quota del **50%** di FER nel mix di generazione elettrica, **13,4 punti percentuali in ritardo** rispetto al *target* di **63,4%** al 2030 previsto dal PNIEC. Solo attraverso un rafforzamento strutturale della **rete elettrica** e un'estensione su larga scala degli **accumuli energetici** sarà possibile garantire la piena integrazione delle **fonti rinnovabili** nel sistema e il conseguente raggiungimento dei **target di decarbonizzazione** previsti dai piani nazionali ed europei.



**Figura 38.** Quota di FER nel *mix* di generazione elettrica nello scenario TEHA e secondo il *target* PNIEC al 2030 (%), 2023-2030. (\*) Ipotizzando che la quota di generazione elettrica FER sia pari a quella attuale del 41,2% (2024) (\*\*) Scenario che prevede il mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e non prevede un cambiamento delle attuali capacità di accumuli e rete di trasmissione. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e TERNA, 2025.*

## CAPITOLO 3

# GLI INDIRIZZI DI *POLICY* DELLA 3° EDIZIONE DI “*RENEWABLE THINKING*” E LE PROPOSTE D’AZIONE PER ACCELERARE IL DISPIEGAMENTO DELLE FER IN ITALIA

L’ultimo Capitolo del presente *Position Paper* ha l’obiettivo di mettere a punto una **visione strategica** per il Sistema-Paese, volta ad **accelerare e ottimizzare lo sviluppo delle FER** in Italia. In un contesto in cui la decarbonizzazione dell’economia e della società rappresenta una priorità strategica e le FER costituiscono uno strumento chiave che consente di rafforzare la sicurezza energetica, riducendo la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, e di incrementare la competitività del sistema, il **pieno dispiegamento delle FER** richiede un’azione **sistemica e coordinata** da parte delle **Istituzioni**, degli **operatori industriali** e di tutti gli altri attori coinvolti.

La terza edizione di "*Renewable Thinking*" si inserisce in una fase cruciale, in cui, nonostante alcuni progressi normativi e regolatori e l'aumento dell'attenzione politica verso le rinnovabili, **persistono ancora barriere strutturali e operative** che ostacolano il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei in materia di energia e clima.

Alla luce di tali evidenze, emerge la necessità di una rinnovata e approfondita attenzione da parte dei decisori pubblici. Le sfide da affrontare sono chiare, così come lo sono le potenzialità inesprese del settore: solo un deciso cambio di passo potrà abilitare il pieno sviluppo del comparto delle rinnovabili in Italia.

### 3.1 UNA VISIONE STRATEGICA FONDATA SU TRE PRIORITÀ DI *POLICY*

Nel corso delle tre edizioni del Think Tank "*Renewable Thinking*" è stato possibile individuare con chiarezza **tre ambiti prioritari di intervento**, ritenuti essenziali per promuovere lo sviluppo efficace ed efficiente delle FER in Italia:

- **semplificazioni burocratiche**, per snellire e uniformare i procedimenti autorizzativi, riducendo le tempistiche e rendendo più fluido il percorso di sviluppo degli impianti;
- **maggiore produttività dell’installato FER**, attraverso il potenziamento dei fattori abilitanti alla penetrazione delle FER, come l’infrastruttura di rete, l’ottimizzazione dei processi di connessione e l’integrazione dei sistemi di accumulo;
- **rafforzamento del quadro regolatorio**, con l’obiettivo di garantire certezza normativa, tutela degli investimenti e coerenza tra i diversi livelli decisionali.

Queste **tre direttrici** rappresentano i **pilastri su cui costruire una strategia** evolutiva di **lungo termine**, capace di abilitare lo sviluppo sostenibile del settore, rafforzare la sicurezza energetica del Paese e contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, 2040 e 2050.

### 3.2 LE RINNOVATE PROPOSTE DI AZIONE PER LA TERZA EDIZIONE DI “RENEWABLE THINKING”

Nonostante la crescente attenzione verso le energie rinnovabili e i numerosi segnali di volontà politica emersi nel corso dell'ultimo anno, il settore delle FER in Italia continua a scontrarsi con una serie di ostacoli strutturali che ne rallentano lo sviluppo. Le **criticità** già evidenziate nelle precedenti edizioni del Think Tank rimangono, in larga parte, **ancora attuali e irrisolte**, rendendo evidente la necessità di un **approccio** più **coerente e sistemico** del sistema energetico.

In primo luogo, i **processi autorizzativi** si confermano uno dei principali colli di bottiglia. La **frammentazione delle competenze** tra **Stato** e **Regioni**, unita alla mancanza di standardizzazione e alla scarsa digitalizzazione delle procedure, determina **tempi di attesa lunghi e imprevedibili**. Gli operatori si trovano spesso a navigare in un **contesto normativo incerto**, in cui l'esito dei procedimenti autorizzativi dipende fortemente dalla localizzazione del progetto e dall'interpretazione soggettiva delle normative da parte delle amministrazioni competenti. Questo non solo rallenta la realizzazione degli impianti, ma scoraggia anche nuovi investimenti, compromettendo la competitività del Paese nel panorama energetico europeo.

Un secondo fattore critico riguarda la **produttività dell'installato FER**, strettamente connessa allo stato dell'infrastruttura elettrica e alla capacità del sistema di assorbire la nuova generazione da FER. La rete elettrica italiana presenta ancora evidenti squilibri territoriali: le aree con maggiore potenziale di produzione (Centro-Sud e Isole) faticano a **integrare nuova capacità a causa di una rete satura o ad ora non ancora adeguatamente sviluppata, nonostante gli importanti investimenti portati avanti da TERNA** che avranno un impatto nei prossimi anni. Inoltre, la **carenza di sistemi di accumulo** limita fortemente la flessibilità del sistema, aumentando il rischio di dispersione dell'energia prodotta nei momenti di massima generazione. Senza un deciso potenziamento infrastrutturale e senza politiche mirate all'incentivazione dello *storage*, la crescita delle rinnovabili rischia di essere **parziale e inefficiente**.

Infine, ma non meno importante, è la questione del **quadro regolatorio**, che continua a essere caratterizzato da **discontinuità e incertezza**. La mancata approvazione, o il continuo rinvio, di importanti decreti attuativi, la presenza di moratorie locali sull'installazione di impianti e l'assenza di un coordinamento efficace tra i diversi livelli istituzionali generano un **contesto normativo instabile**. Tale instabilità compromette la pianificazione industriale e ostacola la mobilitazione di capitali privati, proprio in un momento in cui il Paese avrebbe bisogno di catalizzare investimenti su larga scala per realizzare la transizione energetica.

In sintesi, l'Italia si trova in una fase in cui è fondamentale **passare da una visione programmatica a una fase di implementazione concreta**, fondata su strumenti efficaci, una *governance* integrata e misure tempestive. Solo attraverso un approccio pragmatico, orientato ai risultati, sarà possibile superare gli attuali ostacoli e dispiegare tutto il potenziale delle fonti rinnovabili.



**Figura 39.** Rappresentazione grafica dei tre macro-indirizzi di *policy* individuati nella terza edizione del Think Tank *Renewable Thinking*. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

In questo senso, la terza edizione di "*Renewable Thinking*" conferma la validità delle direttrici di *policy* identificate fin dall'inizio del percorso del Think Tank. Tuttavia, emerge con chiarezza come, accanto a interventi già avviati, **rimangono ancora numerose misure su cui è urgente mantenere alta l'attenzione e intervenire con decisione**, per garantire un dispiegamento pieno ed efficace delle FER sul territorio nazionale.

In particolare, tra le azioni che necessitano di essere ulteriormente sviluppate e attuate in modo coerente e sistemico, si segnalano:

#### **Semplificazioni burocratiche:**

- **rafforzare l'organico degli uffici competenti al rilascio delle autorizzazioni**, assicurando competenze adeguate e stabilità delle strutture;
- **superare le incomprensioni con le Soprintendenze**, che spesso rallentano i procedimenti per vincoli interpretativi non omogenei;
- **re-ingegnerizzare l'intero processo di rilascio delle autorizzazioni**, con l'obiettivo di semplificare e velocizzare gli *iter* autorizzativi, soprattutto per l'allaccio alla rete;
- **introdurre un "Provvedimento Unico Nazionale"** per gli impianti che accedono alla VIA nazionale, garantendo uniformità procedurale e certezza dei tempi:

#### **Maggiore produttività dell'installato FER:**

- **sviluppare e rafforzare le infrastrutture elettriche**, potenziando in parallelo il sistema degli stoccaggi per aumentare la resa complessiva del GW installato;
- **razionalizzare la gestione delle richieste di connessione alla rete di trasmissione**, definendo criteri più selettivi e soluzioni per eliminare le richieste non realizzabili;
- **introdurre un *iter* agevolato per il revamping degli impianti**, in grado di sbloccare nuova produttività da asset già esistenti:

### **Rafforzamento del quadro regolatorio:**

- **implementare i principali bandi FER previsti dal PNRR**, in particolare quelli per agrivoltaico e impianti innovativi;
- **riassegnare le concessioni idroelettriche secondo criteri trasparenti ed equi**, garantendo continuità gestionale e incentivazione degli investimenti di lungo termine.

Tali interventi rappresentano leve imprescindibili per garantire il raggiungimento degli obiettivi FER al 2030 e mettere l'Italia in linea con gli obiettivi di lungo termine al 2040 e al 2050, e devono essere considerati prioritari nell'agenda politica e tecnica dei prossimi mesi.

In conclusione, la terza edizione di "Renewable Thinking" ribadisce con forza come l'Italia disponga di tutte le risorse e le competenze per posizionarsi come *leader* europeo nella transizione energetica. Tuttavia, esiste ancora un **potenziale inespresso**, e il ritardo accumulato rispetto ai *target* al 2030 impone un'azione decisa. Rendere le FER un pilastro della politica industriale, climatica e sociale del Paese significa **attivare investimenti, creare occupazione, aumentare la sicurezza energetica e ridurre le emissioni climalteranti**. Affinché questo scenario possa concretizzarsi, è indispensabile un **cambio di passo sul piano normativo, regolatorio e burocratico**. Serve una visione di sistema, una *governance* coordinata e strumenti efficaci per garantire tempi certi, regole chiare e un ambiente favorevole allo sviluppo delle rinnovabili. L'implementazione integrata delle misure proposte potrà contribuire a colmare il *gap* esistente e rendere l'Italia protagonista della transizione energetica europea.

## PRINCIPALE BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- Agenzia Nazionale per le energie Rinnovabili (IRENA), “*Renewable Capacity Statistics*”, 2023
- Agenzia Nazionale per le energie Rinnovabili (IRENA), “*Renewable Capacity Statistics*”, 2024
- ARERA, DCO 393/2022/R/EEL, 2022
- ARERA, Delibera 363/2019/R/EEL, 2019
- ARERA, Delibera 70/2021/R/EEL, 2021
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2020 – Volume 1*”, aprile 2021
- Caramizaru, E. and Uihlein, A., “*Energy communities: an overview of energy and social innovation*”, 2019
- Clò A., “*L'idroelettrica: un'opportunità per la transizione ecologica del Paese*”, giugno 2021
- Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR), “*Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica*”, 13 gennaio 2022
- Commissione europea, “*Clean energy for all Europeans package*”, 2019
- Commissione europea, “*Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*”, 2014
- Commissione europea, “*The European Green Deal*”, 2019
- Commissione europea, “*Direttiva RED III (Direttiva (UE) 2023/2413)*”, 2023
- Confindustria, “*Focus Energia n. 45*”, febbraio 2025
- Compagnia Valdostana delle Acque, “*Valutazioni ambientali – Stati Generali*”, dicembre 2021
- Corte dei Conti Europea, “*Il sostegno dell'UE per lo stoccaggio di energia*”, 2019
- Draghi M., “*The future of European competitiveness*”, 2024
- Elettricità Futura e Utilitalia, “*Impatto dell'evoluzione del sistema dei canoni e degli altri oneri afferenti alle grandi derivazioni idroelettriche*”, giugno 2021
- Elettricità Futura, “*Piano 2030 del settore elettrico: le opportunità per la filiera italiana*”, 2023
- Elettricità Futura, “*REPowerEU per l'Italia al 2030*”, 21 giugno 2022
- ENEA, “*Osservatorio sulle Comunità Energetiche Rinnovabili*”, 2023

- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2019 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2021
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2020 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2022
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2021 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2023
- Global Wind Energy Council (GWEC), “*Global Wind Report*”, 2021
- Global Wind Energy Council (GWEC), “*Global Wind Report*”, 2022
- Governo italiano, Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Atto del Governo 294, 2021
- IEA, “*Clean Energy Technology Guide*”, 2023
- International Energy Agency, “*Hydropower Special Market Report*”, Giugno 2021
- International Hydropower Association, “*Hydropower Status Report 2020: sector trends and insights*”, 2020
- Letta E., “*Much more than a market – Speed, Security, Solidarity*”, 2024
- Ministero dell’Ambiente e della transizione energetica, “*Piano per la transizione energetica*”, 2022
- Ministero dell’Ambiente e della transizione energetica, Bozza del “Decreto Aree Idonee”, 2023
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*” (PNIEC), bozza di giugno 2023
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “*Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima*” (PNIEC), dicembre 2019
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report: la ripartenza del mercato e le sfide della crescita*”, giugno 2020
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2022
- RSE e Utilitatis, “*Le comunità energetiche in Italia, Orange Book*”, 2022
- Senato della Repubblica francese, “*Proposition de Loi tendant à inscrire l’hydroélectricité au coeur de la transition énergétique et de la relance économique*”, 1 settembre 2021
- Statista, “*Hydropower Industry Worldwide*”, 2021
- Terna e Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2022*”, 2022
- Terna, “*Capacità da fonti rinnovabili*”, 2023

- Terna, *“Impianti di generazione”*, 2023
- Terna, *“Produzione da fonti rinnovabili”*, 2023
- Terna, *“Produzione di energia elettrica per fonte”*, 2023
- The European House - Ambrosetti e A2A *“Verso l’autonomia energetica italiana: acqua, vento, sole, rifiuti le nostre materie prime”*, settembre 2022
- The European House - Ambrosetti, A2A, Edison e Enel *“Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese”*, 2022
- WindEurope, *“How offshore wind will help Europe go carbon-neutral”*, 2019