

RINNOVABILI E COMPETITIVITÀ: SCENARI, IMPATTI E PRIORITÀ PER L'ITALIA

Rapporto Strategico

Maggio 2026

Realizzato grazie al contributo di:



Il futuro, oggi



The European House
Ambrosetti

Rapporto Strategico realizzato da TEHA Group in collaborazione con Camera di Commercio di Spagna in Italia.

© 2026 Camera di Commercio di Spagna in Italia e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Rapporto Strategico può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Camera di Commercio di Spagna in Italia e TEHA Group S.p.A.

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

Si ringrazia il Gruppo di Lavoro della **Camera di Commercio Spagnola in Italia**, formato da:

- **Luigi Patìmo** (Presidente, Camera di Commercio di Spagna in Italia; *Country Manager*, Acciona Italia)
- **Valerio Faccenda** (Vicepresidente, Camera di Commercio di Spagna in Italia; Coordinatore Gruppo di Lavoro Energia, Camera di Commercio di Spagna in Italia, *Country Manager*, Iberdrola Italia)
- **Yolanda Gimeno de Esteban** (Segretario Generale, Camera di Commercio di Spagna in Italia)
- **Roberto Pierantoni** (*Head of Public Affairs and Regulation* Italia, EDP)
- **Fabio Salis** (*Regulatory and Public Affairs Manager*, Iberdrola Italia)
- **Rafael Solís Hernández** (*Governmental Affairs, Stakeholders & Brand Director*, EDP Europe)

Il Gruppo di Lavoro **TEHA Group**, formato da:

- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*, The European House – Ambrosetti e TEHA Group)
- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner e Responsabile Area Scenari e Intelligence*)
- **Nicolò Serpella** (*Responsabile Scenario Energy&utility; Project Leader*)
- **Chiara Scalamandrè** (*Consultant Area Scenari e Intelligence; Project Coordinator*)
- **Marta Delfino** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*)
- **Ilaria Pompilio** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*)
- **Ines Lundra** (*Assistant*)

INDICE

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO	1
CAPITOLO 1	
RINNOVABILI, COMPETITIVITÀ E SICUREZZA ENERGETICA: IL NUOVO PARADIGMA EUROPEO E IL RUOLO STRATEGICO DELLE FER	10
1.1 Dalla politica climatica alla politica industriale: il cambio di paradigma europeo	10
1.2 Il ruolo strategico delle FER nell'affrontare il trilemma energetico	13
CAPITOLO 2	
IL GAP DELL'ITALIA RISPETTO AI TARGET PNIEC 2030: ACCELERAZIONE DELLE FER E RITARDI STRUTTURALI	20
2.1 La metodologia di analisi del <i>gap</i> rispetto ai <i>target</i> PNIEC	20
2.2 Il PNIEC e lo stato di avanzamento della transizione energetica in Italia	21
CAPITOLO 3	
I BENEFICI ECONOMICI, AMBIENTALI E SOCIALI DEL RAGGIUNGIMENTO DEI TARGET FER AL 2030	25
3.1 Analisi degli impatti economici dello sviluppo delle FER	27
3.2 Analisi degli impatti ambientali e sociali dello sviluppo delle FER	30
CAPITOLO 4	
LE DIRETTRICI STRATEGICHE PER ACCELERARE LO SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA	33
4.1 Le principali leve di sistema per colmare il <i>gap</i> FER	33
4.2 Le priorità di <i>policy</i>	38
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	40

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

- 1. Per anni in Europa la transizione energetica è stata letta soprattutto come agenda climatica e ambientale; oggi, in un contesto di crescente pressione competitiva, diventa necessario ricostruire il nesso tra politiche climatiche e competitività industriale. È questa la direzione della nuova agenda europea, che nel 2025 ha segnato un cambio di paradigma e vede l'energia anche come politica industriale capace di ridurre i costi, rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti e sostenere la crescita. In un decennio in cui l'UE ha ampliato il divario di PIL rispetto a USA (-21,3%) e Cina (-18,0%), le FER non sono quindi solo una scelta ambientale, ma un *asset* strategico per la competitività europea e italiana.**

Per oltre un decennio, la **transizione energetica europea** è stata interpretata prevalentemente in ottica climatica e ambientale, finalizzata alla riduzione delle emissioni e al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica. Tuttavia, il **contesto economico** e **geopolitico** degli ultimi anni ha evidenziato la **necessità di rileggere la transizione** anche come una **politica industriale** e di **competitività**.

In risposta alle sfide climatiche, economiche e demografiche, l'**Unione Europea** ha assunto un **ruolo di leadership** con il **Green Deal**, lanciato nel 2019 con l'obiettivo di accelerare la **decarbonizzazione** e promuovere una società **net zero**. Nel 2025, con il **Competitiveness Compass** e il **Clean Industrial Deal**, l'Unione Europea ha avviato una nuova fase delle proprie politiche industriali ed energetiche, caratterizzata da una crescente attenzione alla **competitività**, all'abbassamento del **prezzo dell'energia**, al **rafforzamento** delle **filiera** europee, alla mobilitazione di oltre **100 miliardi di Euro** per la **produzione** pulita e alla **riduzione** delle **dipendenze strategiche**.

All'interno di questa nuova agenda europea, le **Fonti di Energia Rinnovabile (FER)** assumono un **ruolo trasversale**. Esse non rappresentano soltanto uno strumento di decarbonizzazione, ma una leva per sostenere nuovi mercati industriali legati alle tecnologie pulite, abilitare investimenti lungo le filiere della transizione energetica, ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e rafforzare la competitività europea e italiana in un contesto macroeconomico segnato dal divario dell'UE con i PIL di Stati Uniti e Cina.

Infatti, tra il **2010** e il **2025**, il **PIL europeo** ha registrato una **dinamica significativamente inferiore** rispetto a quella delle principali economie mondiali, ampliando il divario competitivo sia rispetto agli **Stati Uniti** sia rispetto alla **Cina**. In particolare, il **differenziale** rispetto agli USA è pari al **21,3%**, mentre quello rispetto alla Cina raggiunge il **18,0%**, evidenziando la progressiva perdita di peso economico relativo dell'Unione Europea nello scenario globale.

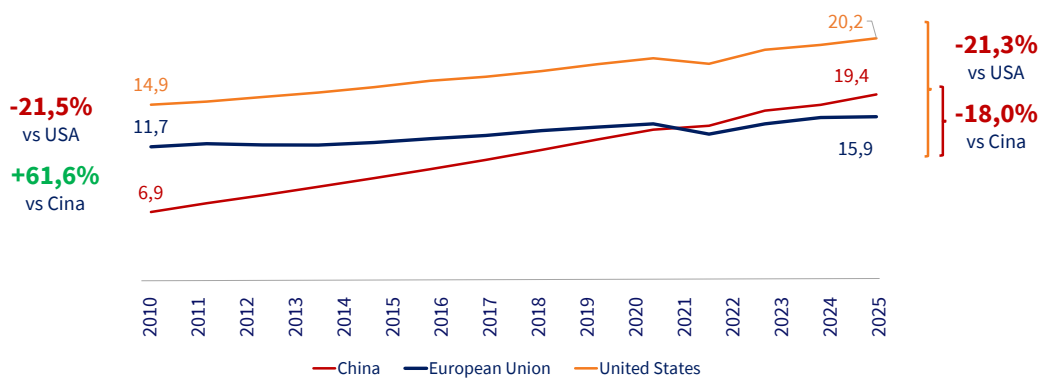


Figura I. PIL a prezzi costanti (mille miliardi di Dollari), 2010-2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Bank data, 2026.

- 2. Se la transizione energetica deve tornare a essere una politica di competitività, le FER sono una leva chiave: riducono i costi, rafforzano la sicurezza energetica e accelerano la decarbonizzazione. In Italia, dove nel 2024 si importa ancora il 73,9% del fabbisogno energetico e il gas forma il prezzo dell'elettricità per il 63% delle ore, le FER hanno già mostrato il loro valore: le ore con prezzo inferiore a 30 €/MWh nel mercato elettrico all'ingrosso sono più che triplicate dal 2023 al 2025. Inoltre, queste stanno contribuendo a ridurre la dipendenza energetica dall'83% al 74% tra il 2010 e il 2024 e l'intensità carbonica della generazione elettrica del 68% rispetto al 1990.**

Le **FER** rappresentano una **leva strategica** per affrontare il cosiddetto **“trilemma energetico”**, contribuendo simultaneamente a tre obiettivi: **sicurezza degli approvvigionamenti, accessibilità economica dell'energia e decarbonizzazione**. Storicamente, avanzare in modo coordinato su queste tre dimensioni è risultato complesso; le rinnovabili offrono invece una risposta integrata, dal momento che utilizzano risorse disponibili localmente, producono energia a costi competitivi e presentano un'intensità carbonica significativamente inferiore rispetto alle tecnologie fossili.

Sul piano della **sicurezza energetica**, l'Europa continua a dipendere in misura rilevante dalle fonti fossili. Nel **2024, l'Unione Europea importa il 56,9%** del proprio fabbisogno energetico, mentre **l'Italia** presenta un valore ancora più elevato, pari al **73,9%**, principalmente a causa dell'importanza del gas naturale. In Italia, tuttavia, **lo sviluppo delle FER** ha già contribuito a ridurre la dipendenza energetica: negli ultimi 15 anni, la **capacità installata rinnovabile** è passata da **30,3 GW a 81,7 GW**, mentre la **dipendenza energetica** è diminuita dall'**83%** nel 2010 al **74%** nel 2024.

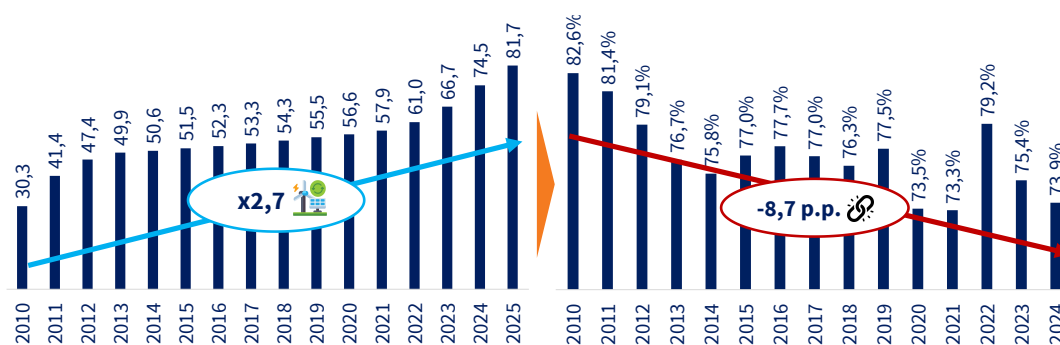


Figura II. A sinistra: installato rinnovabile in Italia (GW), 2010-2025; a destra: Dipendenza energetica* in Italia (%), 2010 - 2024. (*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e Terna, 2026.

Sul fronte dell'**accessibilità economica**, l'Italia registra **prezzi dell'elettricità superiori** rispetto alle principali economie europee, con differenziali spesso nell'ordine di 14-29 €/MWh nel 2021, un picco fino a circa 136 €/MWh nel 2022 rispetto alla Spagna e valori ancora frequentemente compresi tra 30 e 55 €/MWh nel periodo 2023-2025. Tale vulnerabilità è legata anche al **ruolo del gas nella formazione del prezzo elettrico**, che in Italia determina il prezzo dell'energia per il **63% delle ore annuali**. In questo quadro, le **FER** stanno contribuendo a **ridurre la volatilità**: tra il 2023 e il 2025, le **ore con prezzo inferiore a 30 €/MWh** nel Mercato del Giorno Prima sono più che **triplicate**.

Infine, sul piano della **decarbonizzazione**, tra il **1990** e il **2024**, l'**intensità carbonica** della produzione elettrica italiana si è ridotta del **68%**, passando da **562 a 180 g CO₂-eq/kWh**. Il vantaggio ambientale delle rinnovabili emerge anche nel confronto tecnologico: l'**eolico** registra emissioni pari a **12 g CO₂-eq/kWh** e il **fotovoltaico 26 g CO₂-eq/kWh**, valori oltre il **95% inferiori rispetto alle centrali termoelettriche** a gas naturale e carbone, rispettivamente pari a 341 e 1.050 g CO₂-eq/kWh.

3. Negli ultimi anni l'Italia ha accelerato il ritmo di installazione delle FER, passando da una media annua di +1,7 GW nel periodo 2019-2022 a +7,2 GW nel 2025, ma il ritmo attuale non è ancora sufficiente. Nel 2030 il Paese si fermerebbe a 101,9 GW di capacità FER installata, 29 GW sotto il target PNIEC di 131 GW. Accelerare sulle FER non è quindi solo un obiettivo energetico, ma una priorità industriale e di competitività.

Il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** (PNIEC) rappresenta lo strumento principale attraverso cui l'Italia formalizza i propri impegni nella transizione energetica e ambientale, in coerenza con gli obiettivi europei e l'Accordo di Parigi. Il PNIEC individua quattro macro-ambiti di intervento: emissioni e assorbimenti di gas serra, energie rinnovabili, efficienza energetica e settore elettrico e reti. Tra gli obiettivi al 2030 figurano la riduzione del 66% delle emissioni rispetto al 2005 per gli impianti soggetti a ETS, la riduzione del 40,6% per i settori ESR, una quota FER pari al 39,4% dei consumi finali lordi di energia e una capacità FER installata pari a 131 GW.

L'analisi TEHA valuta il posizionamento dell'Italia rispetto agli obiettivi PNIEC proiettando le traiettorie storiche dei principali indicatori sulla base dell'andamento degli ultimi cinque anni disponibili (2019-2024). La metodologia consente di **stimare** sia il **gap rispetto agli obiettivi al 2030** sia il ritardo temporale potenziale necessario per raggiungerli, distinguendo tra indicatori espressi in valore assoluto, stimati attraverso la media annua delle variazioni, e indicatori percentuali, stimati tramite CAGR.

Il quadro che emerge è articolato. L'Italia appare sostanzialmente **on track** rispetto alla **riduzione delle emissioni nei settori ETS**, con una traiettoria coerente con il target PNIEC di riduzione del 66%. Più **critico** risulta invece il **fronte delle rinnovabili**. Seguendo la *trend* attuale, la quota **FER sui consumi finali lordi di energia** si fermerebbe al di sotto dell'obiettivo, con un **gap di 17,3 punti percentuali** rispetto al *target* del 39,4%. Analogamente, la quota **FER nei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico** mancherebbe il *target* del 63,4% di circa **17,7 punti percentuali**.

Negli ultimi anni, il **ritmo di installazione delle FER** è comunque aumentato in modo significativo, passando da una media di **1,7 GW** nel periodo **2019-2022** a **7,2 GW** nel **2025**. Tuttavia, nonostante questa accelerazione, mantenendo i ritmi attuali, l'Italia arriverebbe a **101,9 GW di capacità FER installata al 2030**, restando **29 GW** sotto il *target* PNIEC di 131 GW in un contesto in cui **ogni GW non installato equivale a capacità potenziale non sfruttata**.

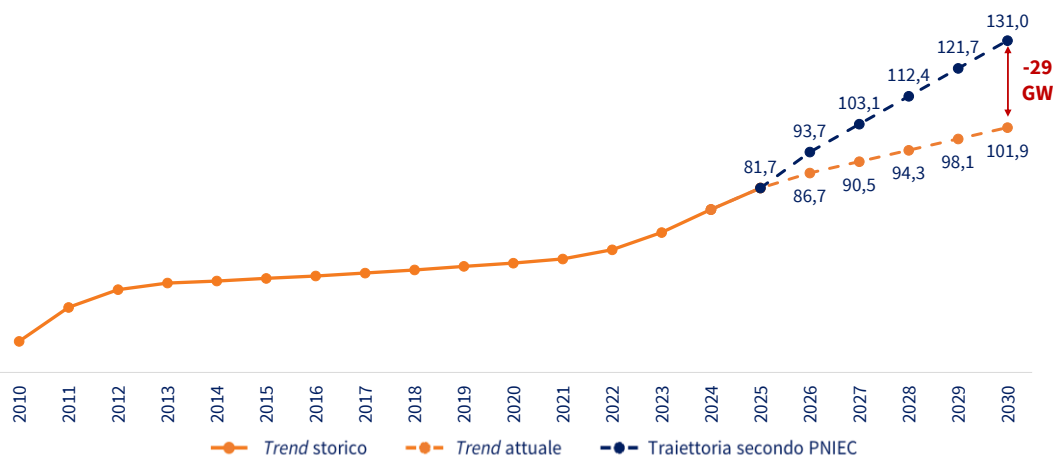


Figura III. Capacità FER totale installata in Italia e proiezione al 2030 (GW), 2010-2030e. N.B.: Le proiezioni sono state fatte considerando la media annua 2019 – 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2026.

- 4. Non cogliere l'opportunità di sviluppare 29 GW di FER al 2030 rappresenta un costo diretto per la competitività italiana. Raggiungere il target significherebbe attivare quasi 42 miliardi di Euro di PIL, generare fino a 17 miliardi di Euro l'anno di benefici tra minori costi energetici ed emissioni, ridurre di 2,1 miliardi di Euro la bolletta dell'industria e creare circa 61 mila**

posti di lavoro. Non accelerare sulle FER significa quindi rinunciare a crescita, occupazione e vantaggio competitivo industriale.

Il **mancato raggiungimento** degli **obiettivi PNIEC** sulle FER non avrebbe soltanto implicazioni ambientali o climatiche, ma rappresenterebbe un **costo diretto per il sistema economico nazionale**. Secondo l'analisi TEHA, il *gap* di 29 GW rispetto ai *target* al 2030 è riconducibile principalmente al fotovoltaico e all'eolico: circa 21,5 GW per il fotovoltaico e 7,5 GW per l'eolico.

L'analisi considera che la quota residuale di energia non prodotta attraverso le FER venga sostituita da generazione termoelettrica a gas naturale, in un contesto di crescita della domanda elettrica *baseload* e dispacciabile, trainata anche dall'elettrificazione dei consumi e dallo sviluppo di nuove infrastrutture come i *data center*. Su questa base, **TEHA valuta gli impatti positivi** del conseguimento degli **obiettivi PNIEC** lungo **tre dimensioni: economica, ambientale e sociale**.

Sul **piano economico**, l'installazione di circa 29 GW aggiuntivi di FER entro il 2030 si tradurrebbe in un **impatto complessivo sul PIL italiano pari a circa 42 miliardi di Euro**. Di questi, 35,7 miliardi deriverebbero dagli investimenti CAPEX per impianti fotovoltaici ed eolici, mentre ulteriori 5,9 miliardi sarebbero riconducibili al Valore Aggiunto generato per il sistema-Paese, considerando un **moltiplicatore** pari a **1,16**, che consente di includere, oltre agli **effetti diretti** degli investimenti, anche gli **effetti indiretti e indotti** generati lungo le filiere produttive coinvolte. L'ordine di grandezza è rilevante: l'impatto stimato equivale a circa **0,9 volte** il valore della fabbricazione di macchinari e apparecchiature, **1,1 volte** quello dell'industria Food & Beverage e tabacco e **1,4 volte** quello della fabbricazione di mezzi di trasporto.

A questo impatto si aggiungerebbero **benefici annuali pari a circa 17 miliardi di Euro**, legati alla **riduzione del costo dell'energia elettrica all'ingrosso**, alla **minore importazione di gas naturale**, alla **riduzione dei costi ETS** e al **beneficio sociale** delle minori emissioni di CO₂. In **scenari di shock** geopolitico o forte incremento dei prezzi energetici, tali benefici salirebbero **fino a circa 25 miliardi di Euro l'anno**. Inoltre, il raggiungimento dei *target* FER ridurrebbe la bolletta elettrica dell'industria italiana da 9,3 a 7,2 miliardi di Euro, generando un **risparmio superiore a 2 miliardi di Euro**.

Dal punto di vista **ambientale**, lo sviluppo dei 29 GW consentirebbe di evitare circa **18 Mton di CO₂-eq**, pari a circa il 26% delle emissioni del settore generazione di energia in Italia nel 2024. Sul piano **sociale**, permetterebbe di creare **oltre 60 mila nuovi posti di lavoro diretti e indiretti**, un valore equivalente a circa 1,0 volte gli occupati del settore telecomunicazioni e a 0,6 volte quelli della fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica.

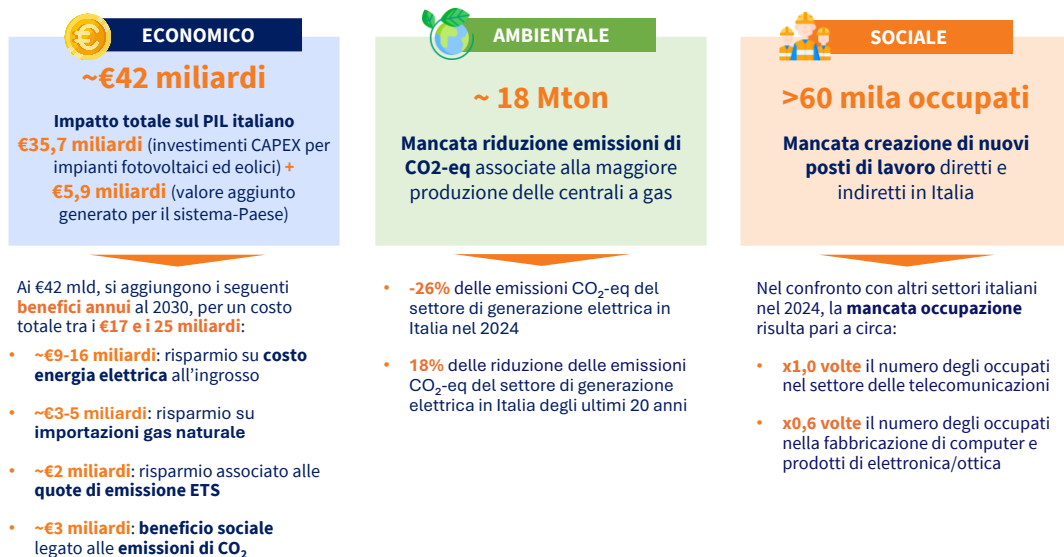


Figura IV. Il costo economico, ambientale e sociale associato al mancato sviluppo di 29 GW di FER entro il 2030 (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, Terna, MASE e fonti varie, 2026.

5. Colmare il gap FER richiede di rimuovere i colli di bottiglia che oggi frenano competitività e investimenti: autorizzazioni, reti e accumuli, certezza regolatoria e mercato, accettazione territoriale. I tempi autorizzativi superano già i limiti UE di 32 mesi per l'eolico e 12 mesi per il fotovoltaico, mentre senza un rafforzamento di rete e flessibilità le ore di congestione potrebbero aumentare del 77% al 2030. Allo stesso tempo, gli investimenti restano frenati da un mercato a termine ancora poco maturo: in Italia i PPA sono in crescita, con 1.300 MW stipulati nel 2024, ma non sono ancora uno strumento centrale.

Il raggiungimento degli obiettivi PNIEC al 2030 richiede non soltanto un'accelerazione nella realizzazione di nuova capacità rinnovabile, ma anche la **rimozione dei principali colli di bottiglia** che oggi rallentano investimenti e competitività del settore. Le criticità principali riguardano quattro dimensioni: **governance e certezza autorizzativa, infrastrutture di rete e sistemi di accumulo, mercato e strumenti finanziari di lungo termine, accettazione sociale e territoriale.**



Figura V. Principali ambiti di sviluppo delle FER (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group, 2026.

Sul **fronte autorizzativo**, lo sviluppo delle FER continua a confrontarsi con iter complessi e una **governance** multilivello che presenta margini di **maggiore coordinamento**. Nel confronto europeo, i **tempi italiani superano i limiti fissati dalla Renewable Energy Directive (RED) III**: per il fotovoltaico eccedono di circa 12 mesi il limite massimo di 24 mesi, mentre per l'eolico il divario raggiunge 32 mesi. A ciò si aggiunge la fase di **verifica di ottemperanza** da parte delle **Regioni**, che in alcuni casi può richiedere **ulteriori 4-6 anni**, allungando significativamente il periodo tra autorizzazione formale e cantierabilità del progetto.

Parallelamente, il **rafforzamento di rete** e **accumuli** rappresenta una condizione imprescindibile per integrare nuova capacità FER. La crescita delle fonti non programmabili renderà più frequenti fenomeni di **overgeneration** e **curtailment**, aumentando la necessità di strumenti di flessibilità. La capacità dei sistemi di accumulo in Italia dovrebbe crescere da circa **17,8 GWh** nel 2025 a circa **72 GWh** nel 2030, **quadruplicando** nel periodo considerato. A questa capacità si aggiungono **10 GWh** già contrattualizzati tramite la prima asta **MACSE**, con domanda quattro volte superiore all'offerta e distribuzione strategica nel Sud.

Anche la **rete elettrica nazionale** richiede un potenziamento rilevante. Nello scenario PNIEC a rete invariata, le **ore di congestione** potrebbero aumentare del **77%**, passando da circa 8.420 ore nel 2024 a circa 14.900 ore al 2030. Per affrontare questa criticità, il **Transmission System Operator (TSO)** italiano prevede investimenti pari a circa **23 miliardi** di Euro entro il 2034, con l'obiettivo di incrementare la capacità di scambio di energia di circa 15 GW.

Inoltre, resta centrale il tema della certezza del mercato. In Italia, i **Power Purchase Agreement (PPA)** sono in crescita, con volumi contrattuali quadruplicati da **320 MW** nel 2022 a circa **1.300 MW** nel 2024. Tuttavia, il mercato dei PPA non è ancora uno strumento pienamente centrale nella compravendita di energia tra soggetti privati e presenta margini di sviluppo su soluzioni più evolute, come PPA multi-tecnologia, contratti integrati con **storage** e formule 24/7. Infine, a questi elementi si aggiunge la necessità di **rafforzare accettazione sociale e territoriale**, contrastando fenomeni **NIMBY** ("Non nel

mio giardino”) e **NIMTO** (“Non nel mio mandato”) che possono rallentare i progetti anche in presenza di consenso generale verso la decarbonizzazione.

6. Le 2 priorità di *policy* individuate — i) regime straordinario *fast-track* FER e ii) rete anticipatoria e connessioni per progetti maturi — non servono solo a facilitare lo sviluppo delle FER, ma a evitare che il ritardo accumulato diventi un costo strutturale per il Paese. Abilitare le FER significa infatti rendere più credibile il percorso verso i *target* PNIEC e, insieme, rafforzare competitività industriale, sicurezza energetica, attrattività degli investimenti e crescita. Non intervenire su questi due fronti significa invece trasformare il ritardo delle FER in un freno strutturale alla competitività del Paese.

Le evidenze analizzate mostrano come il raggiungimento dei *target* PNIEC richieda un rafforzamento strutturale delle condizioni abilitanti lungo l'intera filiera di sviluppo dei progetti. In questo contesto, TEHA ha individuato **due priorità strategiche di *policy*** ritenute determinanti per sostenere l'implementazione delle FER in Italia: **l'introduzione di un regime straordinario *fast-track* per i progetti rinnovabili** e **lo sviluppo di una rete anticipatoria**, con connessioni orientate ai progetti effettivamente maturi.

La **prima** priorità di *policy* è finalizzata a trasformare il *permitting* da semplificazione formale a capacità effettiva di *execution*. L'obiettivo è **ridurre** la **frammentazione territoriale** e rendere maggiormente prevedibili tempi, esiti e responsabilità lungo l'intero ciclo autorizzativo, superando le criticità legate alla variabilità applicativa tra territori e ai conflitti amministrativi.

In questa prospettiva, il completamento del “**Fast-Track FER**” richiederebbe una **regia nazionale estesa** a tutto il ciclo autorizzativo. In particolare, TEHA evidenzia la necessità di evolvere il Testo Unico FER e lo Sportello Unico per le Energie Rinnovabili verso una piattaforma unica di gestione autorizzativa, accompagnata da strumenti di monitoraggio pubblico delle pratiche, tempi vincolanti per ciascuna fase procedurale, standard istruttori nazionali e poteri sostitutivi automatici nei casi di inerzia o conflitto amministrativo.

La seconda priorità riguarda il **rafforzamento della rete elettrica e delle connessioni**, attraverso il passaggio da una rete che rincorre lo sviluppo delle FER a una rete in grado di anticiparlo. Il completamento della riforma delle connessioni dovrebbe essere accompagnato da una logica “*first-ready, first-served*”, orientata a privilegiare i progetti effettivamente maturi e cantierabili, favorendo il decadimento delle richieste non concretamente realizzabili, connessioni flessibili e maggiore priorità alle configurazioni ibride FER e *storage*.

Infine, il **successo** di queste **misure** dipende anche dalla **capacità di rafforzare l'accettazione sociale e territoriale dei progetti FER**.

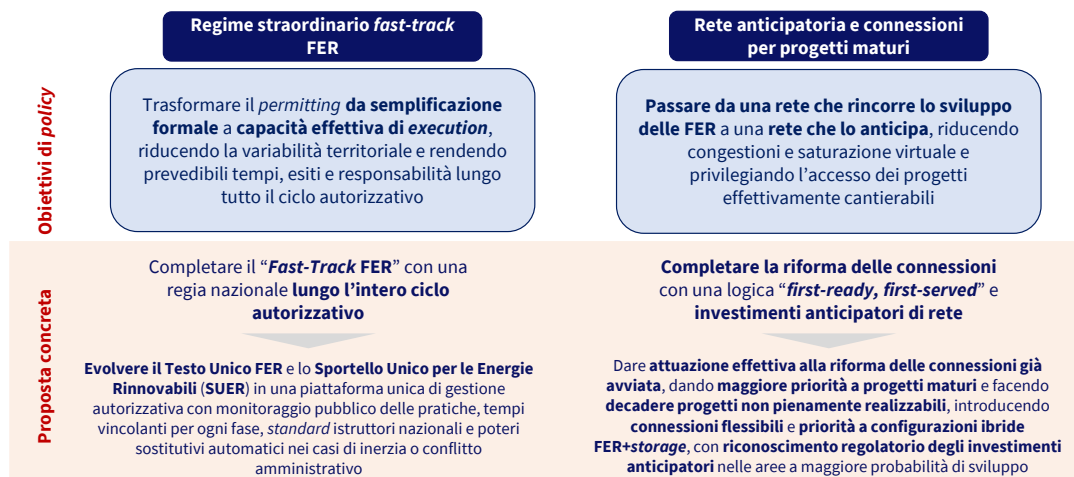


Figura VI. Priorità di policy per accelerare lo sviluppo delle FER (illustrativo). *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2026.*

CAPITOLO 1

RINNOVABILI, COMPETITIVITÀ E SICUREZZA ENERGETICA: IL NUOVO PARADIGMA EUROPEO E IL RUOLO STRATEGICO DELLE FER

1.1 DALLA POLITICA CLIMATICA ALLA POLITICA INDUSTRIALE: IL CAMBIO DI PARADIGMA EUROPEO

1. Per oltre un decennio, la **transizione energetica europea** è stata interpretata prevalentemente come una **grande agenda climatica e ambientale** finalizzata alla riduzione delle **emissioni** e al raggiungimento degli obiettivi di **neutralità climatica**. Le **politiche europee** in materia energetica hanno infatti progressivamente rafforzato i vincoli ambientali, promosso la diffusione delle **energie rinnovabili** e accelerato il percorso di **decarbonizzazione** dell'economia continentale.
2. Tuttavia, il **contesto economico e geopolitico internazionale** degli ultimi anni ha evidenziato la necessità di rileggere la transizione energetica anche come una **politica industriale e di competitività**. Le crescenti tensioni internazionali, l'aumento della concorrenza globale e il progressivo ampliamento del divario economico tra **l'Europa** e le principali economie mondiali, **Stati Uniti** e **Cina**, hanno messo in evidenza la necessità di rafforzare la capacità competitiva del sistema industriale europeo.
3. In questo scenario, il **tema dell'energia** è progressivamente diventato un elemento centrale non soltanto sotto il profilo ambientale, ma anche come **fattore economico, industriale e strategico**. La disponibilità di **energia a prezzi competitivi** rappresenta infatti una **condizione fondamentale** per sostenere la **produttività industriale**, attrarre **investimenti**, rafforzare le **filieri manifatturiere** e garantire la **resilienza** del sistema economico europeo. Parallelamente, l'Unione Europea ha introdotto negli ultimi anni un **articolato quadro normativo** in materia climatica e ambientale che influenza sempre più direttamente le attività delle imprese, attraverso tre principali direttrici: gli **obiettivi Net Zero** (e.g., *Green Deal* e *Fit for 55 package*), i requisiti di **finanza sostenibile e reporting ESG** (e.g., *Corporate Sustainability Reporting Directive*) e le **misure settoriali e industriali**, come *EU Emissions Trading System*, con impatti rilevanti sulla competitività del sistema produttivo europeo.

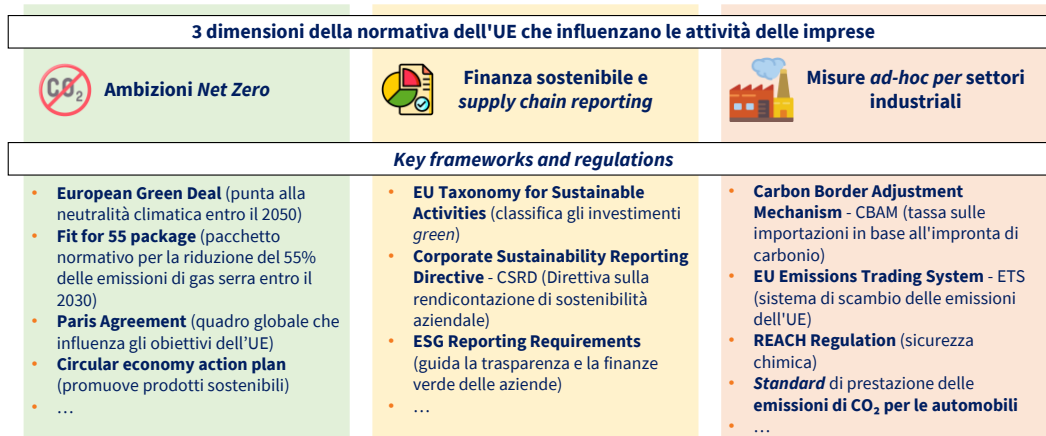


Figura 1.1. Illustrazione. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti della Commissione Europea, 2026.

4. L'Europa si trova oggi ad affrontare un **contesto macroeconomico** caratterizzato da un crescente **divario** rispetto a **Stati Uniti** e **Cina**. Tra il **2010** e il **2025** il **PIL europeo** ha registrato una **crescita significativamente inferiore** rispetto a quella delle altre principali economie mondiali, ampliando il *gap* competitivo sia rispetto agli Stati Uniti sia rispetto alla Cina. In particolare, il **differenziale** rispetto agli **USA** risulta pari al **21,3%**, mentre quello rispetto alla **Cina** raggiunge il **18,0%**, evidenziando la progressiva perdita di peso economico relativo dell'Unione Europea nello scenario globale.

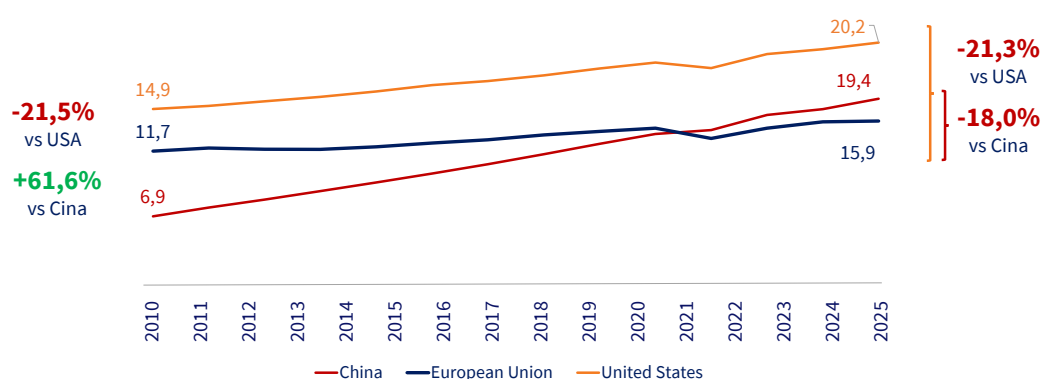


Figura 1.2. PIL a prezzi costanti (mille miliardi di Dollari), 2010-2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Bank data, 2026.

5. Tale dinamica ha progressivamente alimentato un ripensamento delle politiche europee. La **perdita di competitività industriale** sta infatti spingendo l'Europa a reinterpretare le **politiche climatiche** anche come **strumenti di politica industriale**, integrandole in una strategia più ampia capace di coniugare sostenibilità ambientale, crescita economica e autonomia strategica. In questo contesto, il **2025** ha rappresentato un **passaggio particolarmente significativo**. L'Unione Europea ha infatti avviato una **nuova fase** delle proprie politiche industriali ed energetiche, caratterizzata da una **crescente attenzione** al tema della **competitività**.

6. Il **Green Deal**¹ europeo, lanciato nel **2019**, nasceva con l'obiettivo di affrontare la crisi climatica e trasformare l'**Europa** nel primo **continente climaticamente neutro** entro il **2050**. La strategia prevedeva una **riduzione** delle **emissioni di gas serra** pari ad almeno il **55%** entro il **2030** rispetto ai livelli del 1990 e promuoveva la trasformazione dell'economia europea verso un modello più sostenibile e circolare, basato sull'**efficienza energetica**, sulla riduzione degli sprechi, sul riciclo e sullo **sviluppo delle energie rinnovabili**. All'interno di questa strategia, il Green Deal ha inoltre favorito lo sviluppo delle tecnologie pulite, la crescita degli investimenti in innovazione sostenibile e la creazione di nuove opportunità occupazionali lungo le filiere della transizione energetica.
7. Negli anni successivi, tuttavia, il **peggioramento** dello **scenario competitivo internazionale** ha reso evidente la necessità di affiancare agli obiettivi climatici una più forte attenzione alla crescita industriale europea. In questa direzione si inserisce il **Competitiveness Compass**², introdotto nel **2025** con l'obiettivo di **rafforzare** la **competitività globale** dell'Europa, **sostenere** la **crescita economica** e **colmare** il **divario tecnologico** rispetto a Stati Uniti e Cina. La strategia punta a integrare la transizione verde con lo sviluppo industriale, favorendo **innovazione, digitalizzazione**, semplificazione burocratica e **rafforzamento** delle **catene di approvvigionamento**. Parallelamente, prevede un significativo rafforzamento degli **investimenti pubblici e privati destinati alle tecnologie strategiche** e ai progetti industriali considerati prioritari per il futuro competitivo europeo.
8. Il **cambio di paradigma** europeo emerge in modo ancora più evidente con il lancio del **Clean Industrial Deal** nel febbraio **2025**, che mira a perseguire congiuntamente **decarbonizzazione** e **competitività industriale**. Il **Clean Industrial Deal**³ si articola inoltre lungo sei pilastri in cui le FER svolgono un ruolo trasversale. Le aree chiave di intervento includono: l'accesso delle **imprese a energia a prezzi accessibili** attraverso maggiore **elettrificazione**, miglioramento delle interconnessioni e aumento dell'**efficienza energetica**, insieme alla riduzione della dipendenza da combustibili

¹ Il **Green Deal** europeo è la strategia dell'Unione Europea volta a promuovere la transizione verso un'economia sostenibile e climaticamente neutra, con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Il quadro normativo di riferimento è rappresentato in particolare dal Regolamento (UE) 2021/1119 ("Legge europea sul clima"), che rende giuridicamente vincolante tale obiettivo e stabilisce una riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

² Comunicazione della Commissione Europea al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni: COM(2025) 30 *final*, 29 gennaio 2025.

³ Il **Clean Industrial Deal** rappresenta uno strumento strategico della Commissione Europea volto a coniugare competitività industriale e decarbonizzazione, trasformando la transizione climatica in un motore di crescita economica. Presentato il 26 febbraio 2025 con la comunicazione COM(2025) 85 *final*, definisce una serie di iniziative legislative e normative a sostegno delle imprese europee, ad esempio, tra le altre: l'atto legislativo sull'accelerazione della decarbonizzazione industriale, la revisione della direttiva sugli appalti pubblici, l'atto legislativo sull'economia circolare.

fossili importati; il **finanziamento** della **transizione verde** mediante la mobilitazione di oltre **100 miliardi di Euro** per la produzione pulita e la creazione di strumenti dedicati alla **decarbonizzazione industriale**; lo sviluppo dell'**economia circolare** con meccanismi per l'aggregazione della domanda di **Critical Raw Materials** (CRM)⁴; il rafforzamento di **partnership globali**; l'investimento nella formazione delle competenze per una transizione sostenibile e inclusiva.



Figura 1.3. Illustrazione *Clean Industrial Deal*. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2026.

9. Le **FER** rappresentano infatti uno strumento fondamentale per **conciliare transizione verde, crescita economica e competitività industriale**, un vero e proprio *asset* strategico per il rafforzamento della competitività europea e italiana. Il loro contributo non si limita alla riduzione delle emissioni o al contenimento dei costi energetici, ma si estende a numerose dimensioni strategiche della nuova politica industriale europea. Le energie rinnovabili favoriscono infatti la nascita di **nuovi mercati industriali** legati alle tecnologie pulite, **abilitano investimenti** lungo le filiere della transizione energetica, **rafforzano l'economia circolare, riducono la dipendenza europea** dalle importazioni di **combustibili fossili** e contribuiscono a sostenere una **transizione** energetica **equa e sostenibile**.

1.2 IL RUOLO STRATEGICO DELLE FER NELL’AFFRONTARE IL TRILEMMA ENERGETICO

10. Le **FER** rappresentano una **leva strategica** per il conseguimento degli **obiettivi climatici** e per affrontare le criticità strutturali del sistema energetico, contribuendo a bilanciare il cosiddetto “**trilemma energetico**”. Il trilemma si fonda su tre dimensioni strategiche e interconnesse: **ridurre l'impatto ambientale** della produzione e dell'uso dell'energia ricorrendo a fonti rinnovabili ed efficienza; garantire un **approvvigionamento affidabile e stabile**, in termini di disponibilità e infrastrutture; assicurare **energia a prezzi accessibili** per cittadini e imprese lungo l'intera filiera. Storicamente, **avanzare**

⁴ *Critical Raw Material Act*: Regolamento (UE) 2024/1252 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un quadro atto a garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile di materie prime critiche e che modifica i precedenti regolamenti (UE) n. 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 e (UE) 2019/1020.

simultaneamente su tutte e tre le dimensioni è risultato **complesso**, rafforzando l'importanza di strumenti capaci di generare **benefici congiunti**.

11. Pertanto, lo **sviluppo delle FER** costituisce un elemento centrale per contribuire al perseguimento degli obiettivi di **sicurezza energetica, accessibilità economica e decarbonizzazione**.
12. La produzione di energia da fonti rinnovabili, essendo per definizione legata a risorse disponibili localmente, contribuisce al **rafforzamento** della **sicurezza** e dell'indipendenza energetica nazionale, **riducendo la dipendenza** dalle **importazioni di combustibili fossili**. Parallelamente, le fonti rinnovabili favoriscono una **maggiore accessibilità economica** dell'energia attraverso la **produzione** di elettricità a **costi competitivi** rispetto alle altre fonti energetiche. Questo aspetto è particolarmente rilevante per l'**Italia**, che continua a registrare **prezzi** dell'elettricità **superiori** rispetto ai principali Paesi europei. Infine, **grazie a un'intensità carbonica significativamente più contenuta** rispetto alle tecnologie di generazione tradizionali, quali impianti alimentati a carbone, petrolio e gas naturale, le **FER contribuiscono** in modo **diretto** al processo di **decarbonizzazione** del sistema energetico.

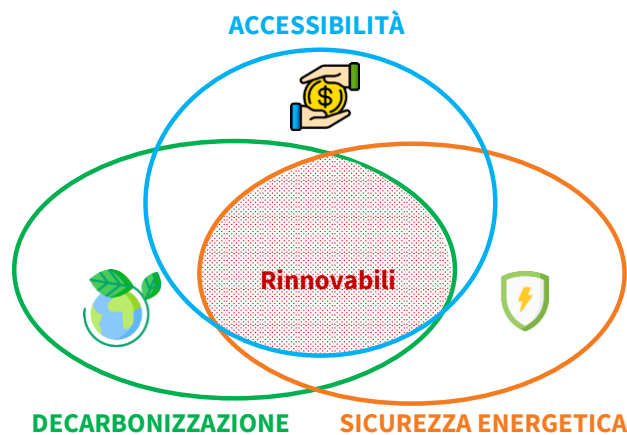


Figura 1.4. FER come soluzione al trilemma energetico (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea e IRENA, 2026.

Sicurezza energetica

13. Sul piano della **sicurezza energetica**, nonostante i progressi compiuti negli ultimi anni, l'**Europa** mostra ancora una **forte dipendenza** dalle **fonti fossili**. Ad oggi, i **combustibili fossili** rappresentano ancora la **principale fonte** utilizzata per la **produzione di energia elettrica** nell'Unione Europea, coprendone circa il **29%** della sua generazione.

■ Fossile ■ Nucleare ■ Rinnovabili

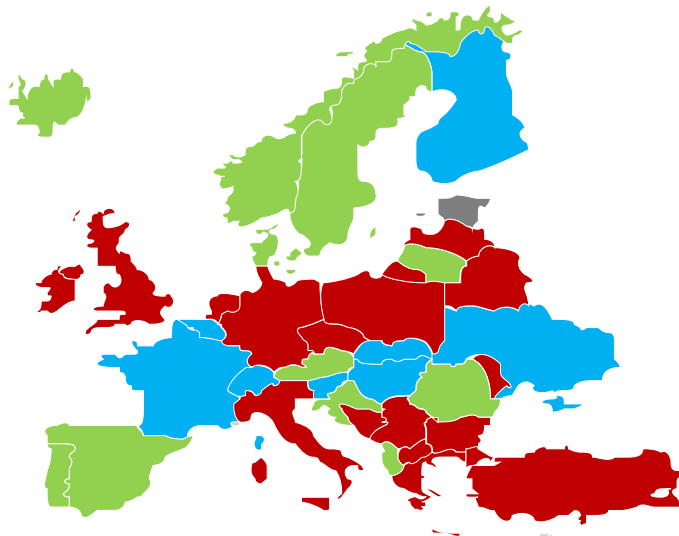


Figura 1.5. Le principali fonti di produzione di elettricità in Europa (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2026.

14. Inoltre, l'Unione Europea continua a **dipendere in misura significativa** dalle importazioni, con il **56,9%** del **fabbisogno energetico importato** nel **2024**. L'Italia presenta un **valore particolarmente elevato**, pari al **73,9%**, principalmente a causa dell'importanza del **gas naturale**. Questi dati indicano quanto sia **cruciale** la **diversificazione delle fonti** di approvvigionamento e il **rafforzamento delle infrastrutture** energetiche.

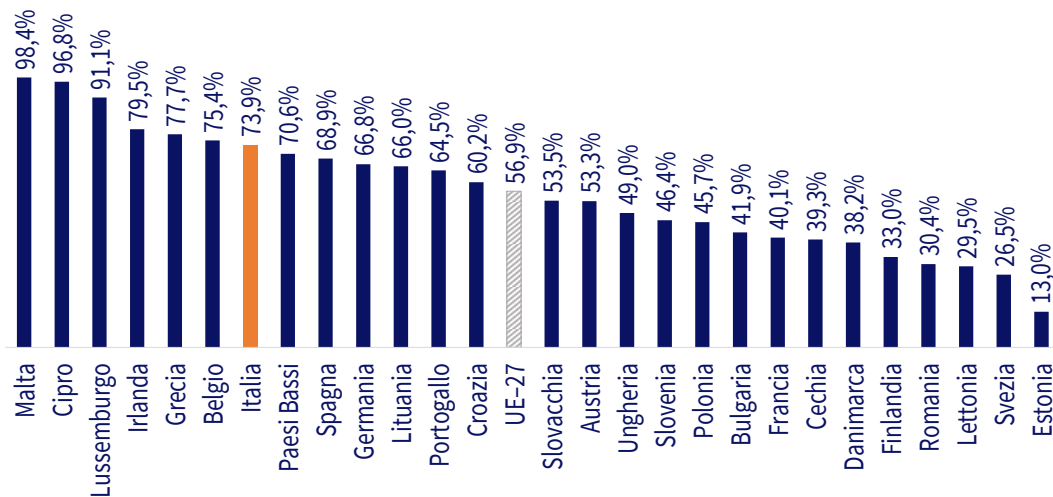


Figura 1.6. Dipendenza energetica* nei Paesi europei (%), 2024. (*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. Un valore superiore al 100% indica che l'energia è stata stoccata. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2026.

15. In Italia, lo sviluppo delle rinnovabili ha contribuito in modo significativo alla **riduzione della dipendenza energetica**: negli ultimi 15 anni, la **capacità installata rinnovabile** è passata da **30,3 GW** a **81,7 GW**, mentre la **dipendenza energetica è diminuita** passata

dall'**83%** nel **2010** al **74%** nel **2024**, diminuendo di circa 9 p.p. Tale riduzione risulta influenzata anche da fattori congiunturali, tra cui l'**invasione russa dell'Ucraina** nel **2022** e la successiva diminuzione dei consumi di gas naturale. La crisi energetica ha evidenziato con particolare forza i **rischi** connessi a un'**eccessiva dipendenza** dalle **importazioni** di combustibili fossili. In questo contesto, la diffusione delle **FER** ha assunto una rilevanza crescente come **strumento di rafforzamento** dell'autonomia energetica nazionale.

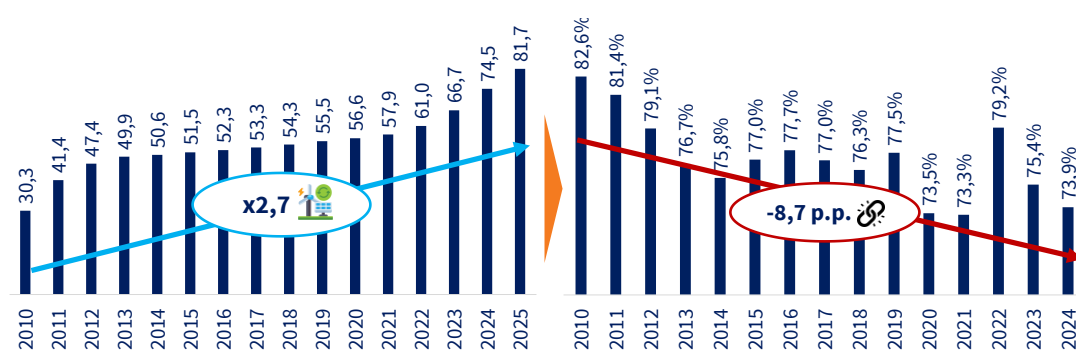


Figura 1.7. A sinistra: installato rinnovabile in Italia (GW), 2010-2025, a destra: dipendenza energetica* in Italia (%), 2010 - 2024. (*) L'indicatore è calcolato come importazioni nette sull'energia lorda disponibile. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e Terna, 2026.

Accessibilità economica

16. Sul piano dell'**accessibilità economica**, l'Italia sconta un **prezzo dell'energia elettrica superiore** rispetto alle principali economie europee. I divari risultano spesso nell'ordine di **circa 14-29 €/MWh (2021)**, raggiungono un picco fino a circa **136 €/MWh (2022**, vs Spagna) e, pur ridimensionandosi, restano frequentemente tra **circa 30 e 55 €/MWh nel 2023-2025**. Il **differenziale di prezzo** nei confronti di Francia, Germania e Spagna costituisce un **onere** rilevante per **famiglie e imprese**, con un'incidenza che in alcuni anni arriva intorno a **circa 45-47%** sul livello italiano, e pesa sulla **competitività del sistema produttivo**.

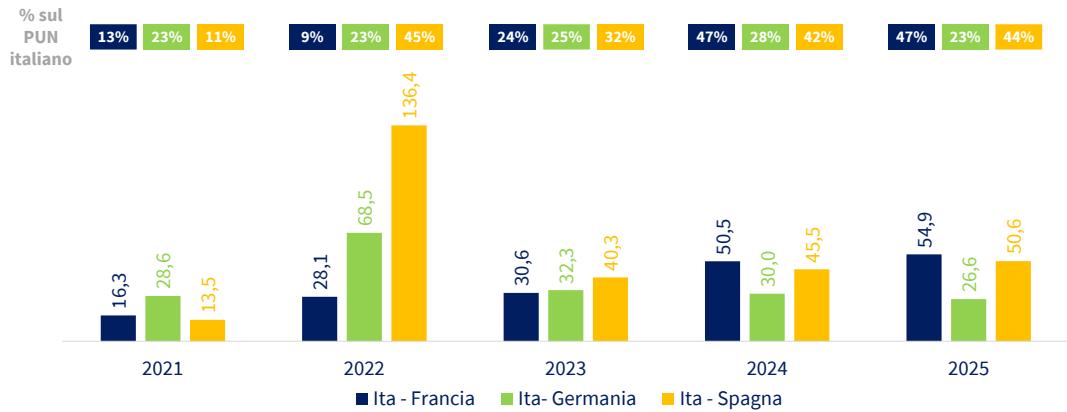


Figura 1.8. Spread elettrico: differenziale di prezzo dell'energia elettrica dell'Italia rispetto a Francia, Germania e Spagna (€/MWh) e incidenza sul PUN italiano dell'anno (valori %), 2021-2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su GME, 2026

17. La diffusione delle energie rinnovabili sta contribuendo a **ridurre la volatilità dei prezzi elettrici** e a **contenere il costo dell'energia sul mercato all'ingrosso**. Un elemento particolarmente significativo riguarda l'evoluzione delle ore caratterizzate da prezzi particolarmente bassi nel Mercato del Giorno Prima. Tra il **2023** e il **2025** le ore con un **prezzo inferiore a 30 €/MWh** sono infatti più che **triplicate**, evidenziando il contributo crescente delle FER alla riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Nel **2026**, si registrano già dal mese di febbraio ore sotto i 30 €/MWh e, **in alcune zone di mercato, prezzi anche pari a 0 €/MWh**.

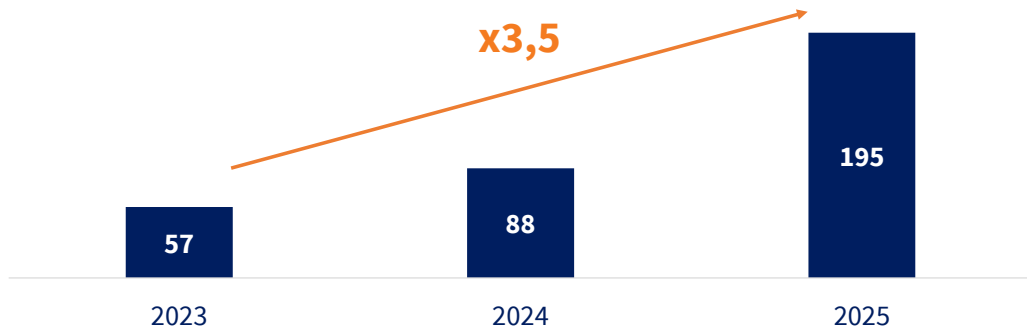


Figura 1.9. Numero di ore con prezzo inferiore ai 30 €/MWh in MGP* (numero di ore), 2023-2025. (*) Mercato del Giorno Prima (MGP) è la principale sede di scambio all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia, dove produttori e grossisti negoziano blocchi orari per il giorno successivo. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME, 2026

18. L'impatto positivo delle FER emerge inoltre con particolare evidenza considerando il ruolo del gas nella formazione del prezzo dell'elettricità. Nel 2024 in **Italia il gas** continua, infatti, a **determinare il prezzo** dell'energia elettrica **per il 63% delle ore annuali**, rendendo il sistema particolarmente esposto alla volatilità dei mercati internazionali delle materie prime energetiche.

19. Tale vulnerabilità è strettamente legata al **meccanismo di formazione del prezzo dell'elettricità**, basato sul criterio del **prezzo marginale**: l'energia viene **acquistata** a partire dalle **fonti a costo più basso** fino a soddisfare la domanda, e il **prezzo finale** è determinato dal **costo dell'ultima fonte attivata**, spesso associata a tecnologie più costose. In questo contesto, il gas naturale - frequentemente utilizzato come fonte di **backup** per coprire i picchi di domanda o quando altre fonti non sono disponibili - assume un ruolo determinante nel fissare il **prezzo di riferimento del mercato**.

Decarbonizzazione

20. Accanto agli effetti economici e di sicurezza energetica, le energie rinnovabili stanno contribuendo in modo significativo anche alla **decarbonizzazione** del sistema elettrico italiano. Negli ultimi decenni, infatti, l'**intensità carbonica** della **generazione elettrica** nazionale si è **ridotta** in misura significativa grazie alla progressiva diffusione delle fonti rinnovabili.
21. Tra il **1990** e il **2024** l'intensità carbonica della produzione elettrica italiana ha registrato una riduzione del 68% nelle emissioni di CO₂ per kWh, che sono scese **da 562 a 180 g CO₂-eq/kWh**. Questa tendenza positiva riflette il **successo** delle **politiche di decarbonizzazione** e il crescente contributo delle FER al *mix* energetico.

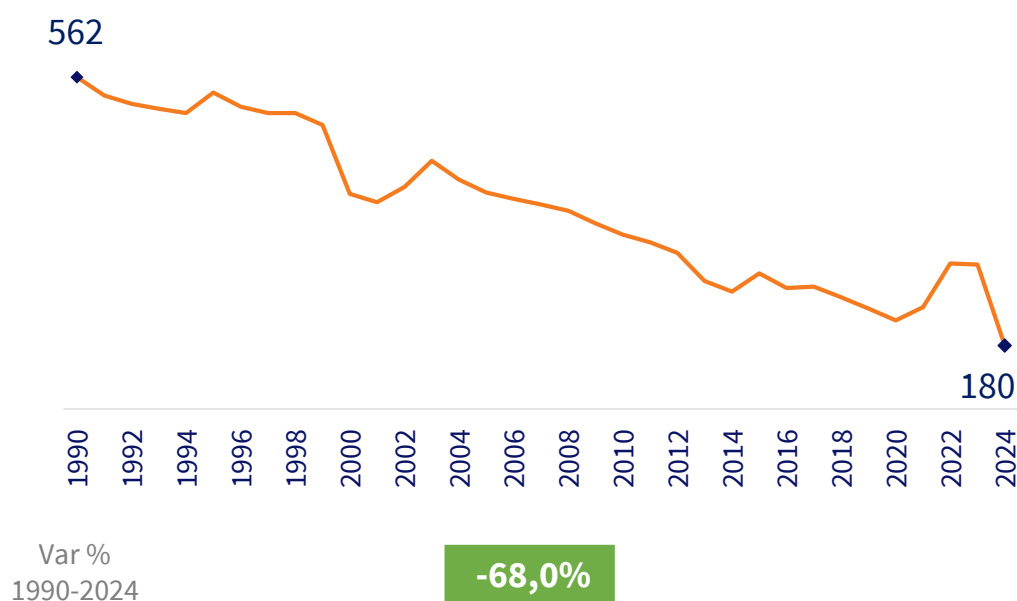


Figura 1.10. Intensità carbonica della generazione elettrica* in Italia (g CO₂-eq/kWh), 1990-2024. (*) Misura le emissioni di CO₂ per generare un kWh di energia elettrica. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat ed European Environment Agency, 2026.

22. Considerando l'intero ciclo di vita delle tecnologie di generazione elettrica, il vantaggio ambientale delle rinnovabili appare ancora più evidente. Le emissioni associate alla produzione di energia da **fonte eolica** e **fotovoltaica** risultano infatti significativamente inferiori rispetto alle tecnologie termoelettriche tradizionali (gas e carbone). Le emissioni prodotte dall'eolico risultano pari a **12 g CO₂-eq/kWh**, mentre quelle del fotovoltaico si

attestano a **26 g CO₂-eq/kWh**. Tali valori risultano **oltre il 95% inferiori** rispetto alle **emissioni** associate alle **centrali termoelettriche** alimentate a gas naturale, pari a 341 g CO₂-eq/kWh, e carbone, pari a 1.050 g CO₂-eq/kWh.

23. Le **FER** si confermano dunque un **pilastro imprescindibile** per rafforzare **sicurezza energetica, accessibilità economica e sostenibilità ambientale**, offrendo una **leva strategica** attraverso cui l'**Italia** può affrontare simultaneamente la **sfida climatica** e la **pressione competitiva globale**.

CAPITOLO 2

IL GAP DELL'ITALIA RISPETTO AI TARGET PNIEC 2030: ACCELERAZIONE DELLE FER E RITARDI STRUTTURALI

24. Il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**⁵ rappresenta lo **strumento principale per formalizzare gli impegni** del Paese nella **transizione energetica e ambientale**. Corrispettivo italiano dei *National Energy and Climate Plans* (NECP), il **PNIEC** si focalizza su obiettivi come l'**allineamento agli impegni internazionali e nazionali secondo le normative dell'UE**, l'**adozione di un approccio integrato e multidisciplinare** che abbraccia **energia, clima, trasporti, efficienza e sicurezza** energetica, e la **promozione della sostenibilità socioeconomica** per garantire che la transizione energetica sia sostenibile economicamente e socialmente. L'importanza del **PNIEC** si riflette nel suo ruolo di **guida strategica** per l'implementazione di politiche coerenti con l'**Accordo di Parigi** e le direttive RED II e RED III, con l'obiettivo finale di sostenere la **governance dell'energia** e gli **obiettivi** del pacchetto *Fit-for-55* dell'UE.
25. Il documento identifica **quattro macro-ambiti principali** per guidare la transizione energetica: **emissioni e assorbimenti di gas serra, energie rinnovabili (FER), efficienza energetica e settore elettrico e reti**. Gli **obiettivi al 2030** includono significative **riduzioni delle emissioni di gas serra**, tra cui **-66%** di emissioni rispetto al 2005 derivanti da impianti che ricadono nella normativa *Emission Trading System (ETS)*⁶. Inoltre, si punta a un aumento della **quota FER nei consumi finali lordi di energia fino al 39,4%**, con aumenti previsti nei consumi finali di settori come quello dei trasporti, riscaldamento e raffrescamento ed elettrico. Infine, si punta ad aumentare l'**efficienza energetica**, attraverso il **risparmio nei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico fino al 63,4%**, e ad incrementare la **capacità FER installata a 131 GW al 2030**.
26. In questo capitolo, l'**analisi TEHA** valuta il **posizionamento dell'Italia** rispetto agli **obiettivi PNIEC al 2030**, stimando lo **scostamento tra le traiettorie recenti** dei principali indicatori energetici e climatici e i **target previsti**. L'analisi misura per ciascun indicatore il **gap** rispetto al raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2030.

2.1 LA METODOLOGIA DI ANALISI DEL GAP RISPETTO AI TARGET PNIEC 2030

27. Al fine di valutare il **posizionamento dell'Italia** rispetto agli obiettivi energetici e climatici al 2030, TEHA ha sviluppato un'analisi basata sulla **proiezione delle traiettorie**

⁵ Il PNIEC è lo strumento strategico fondamentale dell'Italia che definisce le politiche energetiche e climatiche per il 2030. Obbligatorio ai sensi del regolamento europeo (UE) 2018/1999, mira alla decarbonizzazione, efficienza energetica e sviluppo delle rinnovabili, in linea con gli obiettivi del *Fit for 55*.

⁶ I settori ETS includono produzione di energia elettrica e calore, settori industriali ad alta intensità energetica e aviazione commerciale.

storiche dei principali indicatori previsti dal PNIEC. L'obiettivo dell'analisi è stimare il *gap* tra l'andamento attuale del sistema energetico nazionale e i *target* definiti a livello europeo e nazionale, **quantificando** sia lo **scostamento** rispetto agli **obiettivi** sia il **potenziale ritardo** temporale necessario per il loro **raggiungimento**.

28. La metodologia considera **quattro principali ambiti** di analisi coerenti con il *framework* del PNIEC: emissioni di gas serra, energie rinnovabili, efficienza energetica e settore elettrico. Per ciascun indicatore, TEHA ha stimato la traiettoria al 2030 sulla base dell'andamento storico degli **ultimi cinque anni** disponibili (2019-2024), utilizzando un approccio *trend-based* finalizzato a individuare il **ritmo effettivo di avanzamento** del Paese rispetto agli obiettivi programmati.
29. La scelta di utilizzare un **orizzonte temporale quinquennale** risponde all'esigenza di garantire **neutralità** rispetto a oscillazioni annuali **esogene**, come quelle generate dalla pandemia Covid-19 o dalla crisi energetica internazionale, assicurando al contempo **coerenza metodologica** tra gli indicatori e maggiore **stabilità statistica** nella stima dei *trend* di lungo periodo.
30. Le proiezioni sono state elaborate utilizzando **metodologie differenziate** in funzione della natura degli indicatori analizzati. Per gli indicatori espressi in **valore assoluto**, quali emissioni di **CO₂ equivalente, Mtep o GW installati**, le stime sono state calcolate utilizzando la **media annua delle variazioni** registrate nel periodo considerato. Per gli indicatori espressi in **termini percentuali**, invece, è stato applicato il **CAGR** (*Compound Annual Growth Rate*), ossia il **tasso medio annuo di crescita composto**, utilizzato per formulare previsioni sull'evoluzione prospettica degli indicatori osservati.
31. Sulla base di tali proiezioni, TEHA ha stimato per ciascun indicatore sia il **gap al 2030**, calcolato come differenza tra la traiettoria *trend-based* e il *target* previsto dal PNIEC, sia il **corrispondente ritardo temporale**. Quest'ultimo è stato stimato **prolungando la traiettoria storica oltre il 2030** fino al momento in cui l'indicatore raggiunge il *target* previsto, calcolando successivamente la differenza in anni rispetto alla **scadenza fissata dal PNIEC**.

2.2 IL PNIEC E LO STATO DI AVANZAMENTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

32. L'analisi delle traiettorie dei principali indicatori energetici evidenzia un **quadro articolato**. In alcuni ambiti, infatti, l'Italia appare sostanzialmente allineata agli obiettivi previsti dal PNIEC, mentre in altri emergono ritardi significativi che rischiano di compromettere il raggiungimento dei *target* al 2030.
33. In particolare, il Paese risulta sostanzialmente *on track* rispetto agli **obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori ETS** (*Emission Trading System*). Le proiezioni elaborate sulla base dell'andamento registrato tra il 2019 e il 2024 indicano infatti una traiettoria coerente con il *target* PNIEC di **riduzione del 66% delle emissioni di gas serra** nei comparti soggetti alla normativa ETS.

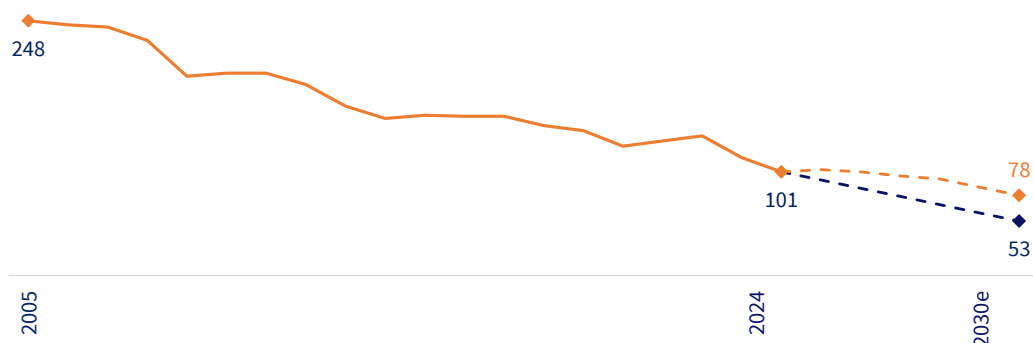


Figura 2.1. Emissioni gas serra per impianti che ricadono nella normativa ETS (*Emission Trading System*) (Mt CO₂-eq), 2005 – 2030e. Fonte: elaborazione TEHA Group su Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2026.

34. Più critico risulta invece il quadro relativo alla diffusione delle energie rinnovabili. Seguendo il *trend* attuale, infatti, **la quota FER sui consumi finali lordi di energia** si fermerebbe significativamente al di sotto dell’obiettivo previsto dal PNIEC. Le proiezioni evidenziano **un gap pari a 17,3 p.p. rispetto al target (39,4%)**.

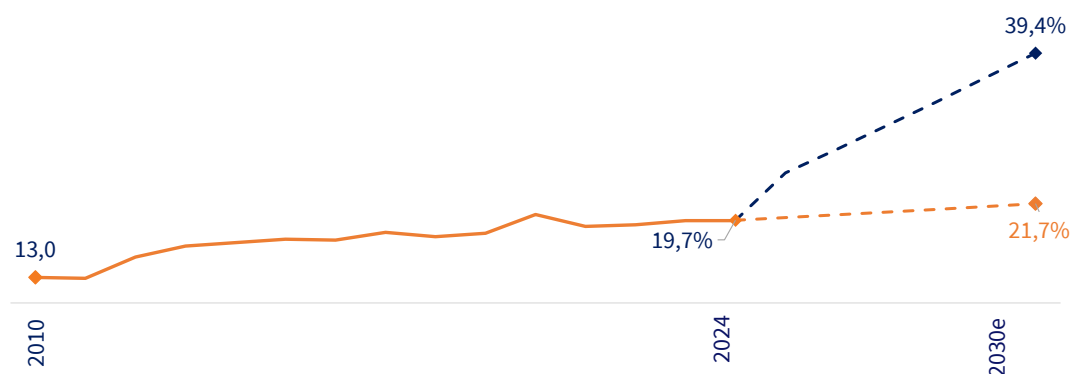


Figura 2.2. Quota FER sui consumi finali lordi di energia (% su tot. consumo finale lordo), 2010-2030e. Fonte: elaborazione TEHA Group su Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2026.

35. Analogamente, anche la **quota FER nei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico** mostrerebbe un ritardo. Sulla base dell’attuale traiettoria, il *target* PNIEC (**63,4%**) verrebbe mancato per **circa 17,7 p.p.**, evidenziando la necessità di un’accelerazione molto più marcata.

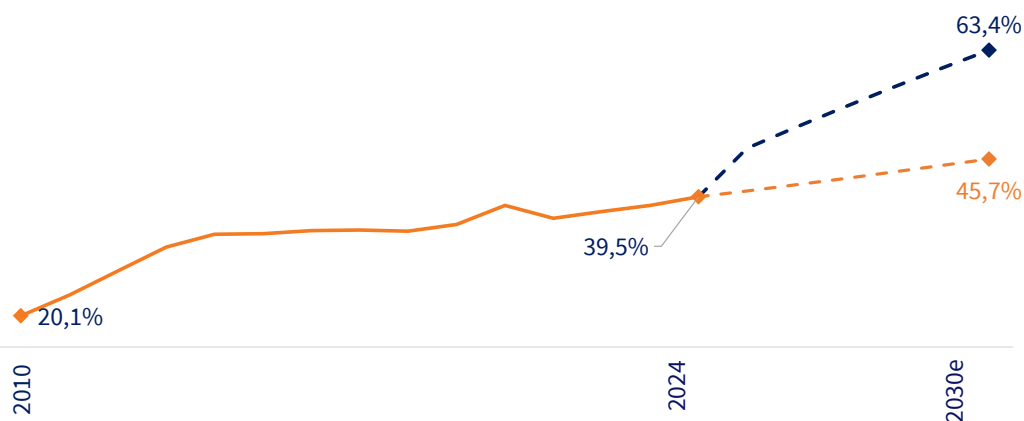


Figura 2.3. Quota FER nei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico (% su tot. consumo finale lordo), 2010-2030e. Fonte: elaborazione TEHA Group su Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2026.

36. Il **ritmo di installazione** delle FER in Italia è in **accelerazione**: si è passati da una media di **1,7 GW** nel periodo 2019-2022 a **7,2 GW** nel 2025, segnalando l’impegno del Paese nel rafforzare la capacità di generazione da rinnovabili, in particolare nel solare e nell’eolico. L’aumento della **capacità installata** rappresenta un passaggio chiave per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili, sostenere la transizione energetica e rafforzare la sicurezza energetica nazionale. Al tempo stesso, questi risultati evidenziano il ruolo determinante di **politiche di incentivo** e di un **quadro normativo** stabile nel favorire un’ulteriore espansione delle rinnovabili.

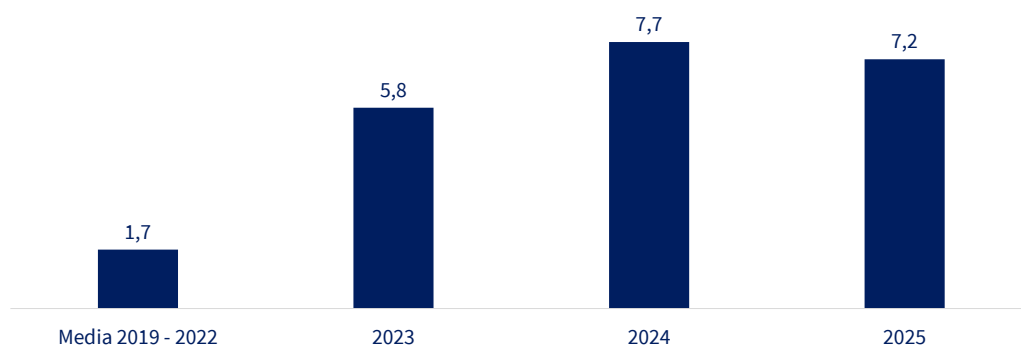


Figura 2.4. Capacità installata* annua FER in Italia (GW), 2019 – 2025. (*) I dati presentati fanno riferimento alla potenza efficiente lorda. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

37. Tuttavia, nonostante l’accelerazione osservata, emergono ancora elementi di attenzione. In particolare, la **lieve riduzione** dell’installato registrata **tra il 2024 e il 2025**, pari a **-0,5 GW**, rappresenta un segnale rilevante rispetto al **sentiment degli operatori** e alla capacità del mercato di mantenere un ritmo di crescita costante nel tempo.
38. Infine, la proiezione della **capacità FER installata** in Italia mostra che, se si mantenessero i **ritmi attuali**, si arriverebbe a **101,9 GW al 2030**, restando quindi **29 GW sotto il target previsto dal PNIEC (131 GW)**.

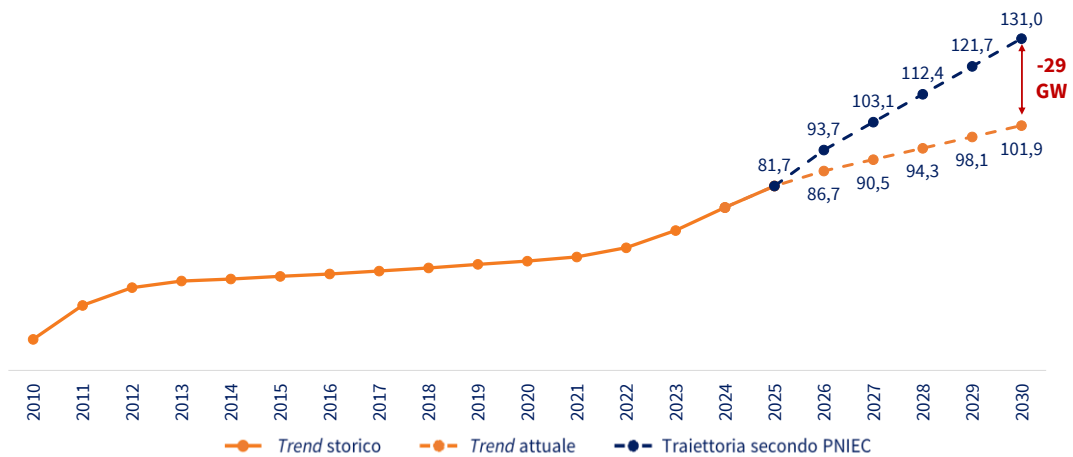


Figura 2.5. Capacità FER totale installata in Italia (GW), 2010-2030e. N.B.: Le proiezioni sono state fatte considerando la media annua 2019 – 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2026.

39. I *gap* ancora esistenti ed evidenziati in precedenza dimostrano la necessità di un’ulteriore **accelerazione** nel percorso di sviluppo delle FER. La mancata installazione di nuova capacità rinnovabile rappresenta infatti non soltanto un ritardo rispetto agli obiettivi climatici, ma anche un’**opportunità industriale ed economica** non pienamente sfruttata. Ogni **GW non installato** equivale infatti a **capacità produttiva potenziale non valorizzata**, minore riduzione della **dipendenza energetica** e minore disponibilità di **energia competitiva** per famiglie e imprese.

CAPITOLO 3

I BENEFICI ECONOMICI, AMBIENTALI E SOCIALI DEL RAGGIUNGIMENTO DEI *TARGET* FER AL 2030

40. Il mancato raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER previsti dal PNIEC rappresenta un **costo diretto** per il sistema economico nazionale nel prossimo decennio. Il mancato allineamento rispetto al *target* di 29 GW al 2030 non avrebbe infatti soltanto implicazioni di natura ambientale o climatica, ma impatterebbe anche la **crescita economica, l'occupazione e la competitività industriale** del Paese.
41. Al contrario, il raggiungimento degli obiettivi PNIEC consentirebbe di attivare quasi **42 miliardi di Euro di PIL**, generare benefici annuali pari a circa **17 miliardi di Euro tra minori costi energetici ed emissioni, ridurre** di oltre **2 miliardi di Euro la bolletta** energetica dell'industria italiana e creare circa **61 mila nuovi posti di lavoro**.
42. TEHA ha stimato i **vantaggi potenziali** per il sistema-Paese legati al conseguimento degli **obiettivi PNIEC** di sviluppo di fonti rinnovabili al 2030. L'analisi si basa su uno **scenario** di sviluppo del sistema energetico nazionale che prevede il raggiungimento di **101,9 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030**. Tale scenario evidenzia un **divario potenziale di circa 29 GW** rispetto ai **target del PNIEC**, calcolato sulla base della media annua delle installazioni registrate negli ultimi cinque anni. La traiettoria calcolata da TEHA risulta **coerente** con le principali **stime di settore elaborate da RSE e dallo scenario Terna-Snam**.
43. Più nel dettaglio, il mancato allineamento rispetto ai *target* nazionali deriverebbe soprattutto dal ritardo nello sviluppo del **fotovoltaico** e dell'**eolico**. Secondo le stime dell'analisi, il *gap* rispetto alla traiettoria PNIEC ammonterebbe a **circa 21,5 GW per il fotovoltaico e 7,5 GW per l'eolico**.

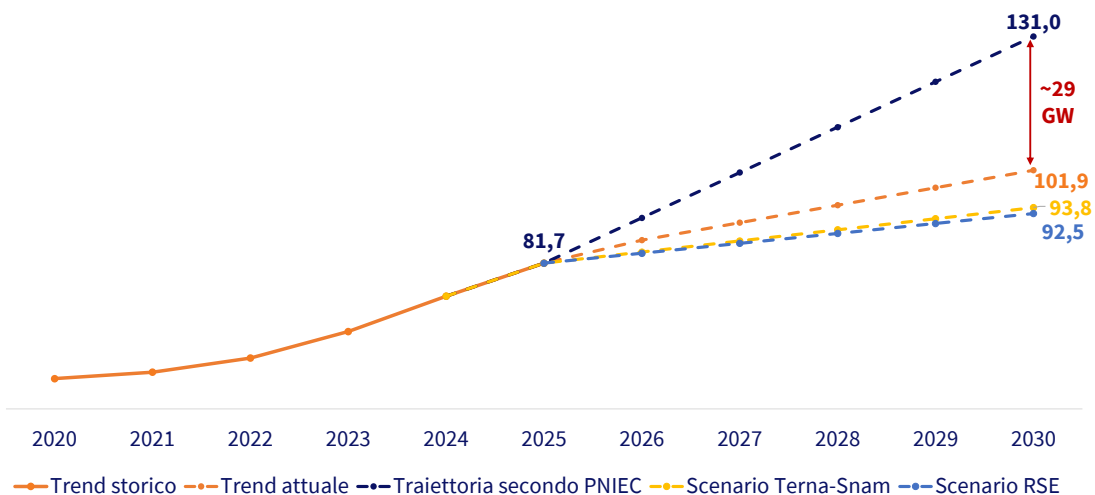


Figura 3.1. Capacità FER totale installata in Italia (GW), 2020-2030e. N.B.: Le proiezioni nello scenario TEHA considerano il trend di capacità annua installata nel periodo 2019 – 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Piattaforma Monitoraggio PNIEC, RSE, Terna-Snam, 2026.

44. L'analisi considera che la **quota residuale** di energia non prodotta attraverso le FER venga sostituita da generazione **termoelettrica a gas naturale**, ipotizzando la **continua crescita della domanda nazionale di elettricità baseload e dispacciabile**, trainata per esempio dall'elettrificazione progressiva dei consumi e dallo sviluppo di nuove infrastrutture come i *data center*.
45. Sulla base dei dati elaborati da GSE e MASE, l'analisi svolta da TEHA mira ad evidenziare gli **impatti positivi** del conseguimento degli obiettivi PNIEC per le FER al 2030 rispetto allo scenario *baseline* che segue il *trend* attuale. Essa considera **tre principali dimensioni** di valutazione per il sistema-Paese: l'**impatto economico**, legato all'incremento degli investimenti nelle rinnovabili, al valore aggiunto generato per il sistema economico nazionale, alla riduzione attesa dei costi dell'energia elettrica all'ingrosso e ai benefici economici derivanti dalla riduzione delle emissioni di CO₂; l'**impatto ambientale**, associato alla riduzione delle emissioni climalteranti derivante dalla sostituzione della produzione termoelettrica con generazione da fonti rinnovabili; e l'**impatto sociale**, riconducibile agli effetti occupazionali e alla creazione di nuovi posti di lavoro sul territorio.
46. Per quanto riguarda la stima dei **benefici annuali** associati ai **prezzi dell'energia elettrica e delle emissioni**, l'analisi considera quattro principali dimensioni di impatto.
47. La prima riguarda il **risparmio associato al minor costo dell'energia elettrica all'ingrosso**. Nello scenario di mancato raggiungimento degli obiettivi FER, il Prezzo Unico Nazionale (**PUN**) al **2030** è stimato pari a **108 €/MWh**, riflettendo il mantenimento del gas naturale quale tecnologia marginale prevalente nel *mix* elettrico nazionale. Nello **scenario** coerente con il raggiungimento degli **obiettivi PNIEC**, invece, il PUN risulterebbe pari a circa **84 €/MWh**, in linea con le principali evidenze di letteratura sul tema.

48. Una seconda componente di beneficio è associata alla **riduzione dei costi legati alle quote ETS**. L'analisi considera infatti un incremento del prezzo delle quote di emissione da circa 84 €/tCO₂ nel 2025 fino a 132 €/tCO₂ al 2030, coerentemente con gli scenari europei di evoluzione del mercato ETS.
49. Una terza dimensione riguarda il **beneficio sociale** associato alle **emissioni evitate di CO₂**. A tal fine, l'analisi considera un costo sociale della CO₂ pari a **168 Euro per tonnellata di CO₂ prodotta**, coerentemente con i valori riportati in letteratura.
50. Infine, TEHA stima il **beneficio economico** derivante dalla **minore importazione di gas naturale**. La produzione aggiuntiva associata ai **29 GW FER**, pari a **circa 50,4 TWh annui**, viene valorizzata come **generazione termoelettrica a gas evitata**. Assumendo un **rendimento medio degli impianti CCGT pari al 55%**, il quantitativo di gas naturale evitato risulta pari a circa **8,6 bcm/anno**, successivamente valorizzati ai prezzi di mercato del gas naturale.
51. L'analisi assume come scenario di riferimento uno scenario *standard* dei prezzi dell'energia elettrica e del gas e non incorpora eventuali *shock* geopolitici o picchi straordinari di mercato. I **risultati** ottenuti devono pertanto essere considerati **conservativi**. In presenza di nuove crisi energetiche o di un incremento strutturale dei prezzi dell'energia, i **benefici associati allo sviluppo delle FER** risulterebbero significativamente **amplificati**. A titolo esemplificativo, è stato in seguito ipotizzato l'effetto negativo sul risparmio di costo dell'energia elettrica all'ingrosso e del risparmio economico per minori *import* di gas naturale in uno scenario di crisi energetica globale.

3.1 ANALISI DEGLI IMPATTI ECONOMICI DELLO SVILUPPO DELLE FER

52. Il primo ambito dei benefici riguarda la **dimensione economica** e mostra come il raggiungimento degli **obiettivi PNIEC** sulle rinnovabili determinerebbe un impatto economico significativo sul sistema-Paese, sia attraverso l'attivazione di nuovi investimenti sia tramite gli effetti moltiplicativi lungo le filiere produttive. L'analisi si basa sulla valutazione di **impatti diretti, indiretti e indotti** associati agli investimenti nelle FER.
53. A questi valori si applica un **moltiplicatore** stimato da TEHA **di 1,16** per calcolare il **Valore Aggiunto**, includendo non solo l'effetto diretto della spesa, ma anche gli **impatti indiretti e indotti** lungo le **filiere economiche coinvolte**. In questo modo, la crescita della capacità installata non produce solo nuova generazione elettrica, ma genera anche una domanda economica aggiuntiva con effetti moltiplicativi sul tessuto produttivo in termini di PIL.



Figura 3.2. Impatti diretti, indiretti e indotti in termini di occupazione (FTE) e PIL (valore aggiunto), (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group, 2026.

54. Sulla base di queste ipotesi, l'installazione di circa **29 GW** aggiuntivi di **FER** entro il **2030** si tradurrebbe in un impatto economico complessivo sul **PIL** italiano pari a **circa 42 miliardi di Euro**. Di tale valore, **35,7 miliardi di Euro** sarebbero riconducibili all'aumento degli **investimenti in impianti** fotovoltaici ed eolici, mentre ulteriori **5,9 miliardi di Euro** deriverebbero dal **Valore Aggiunto** generato per il sistema-Paese.
55. L'**ordine di grandezza** di questo beneficio viene reso più chiaro dal **confronto** con alcuni **settori manifatturieri italiani**, rispetto ai quali l'impatto stimato risulta pari a circa **0,9 volte** il valore della fabbricazione di **macchinari e apparecchiature**, **1,1 volte** quello dell'industria **Food & Beverage e tabacco** e **1,4 volte** quello della fabbricazione di **mezzi di trasporto**.

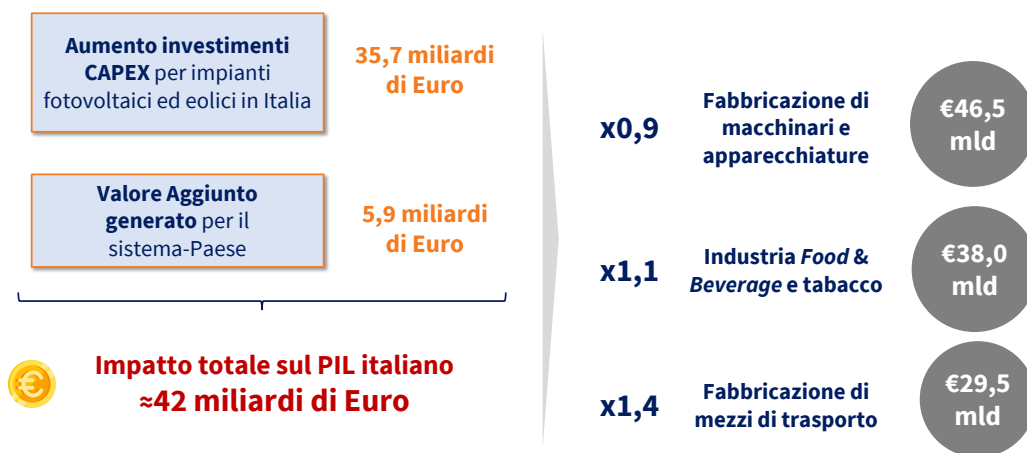


Figura 3.3. Impatto economico sul PIL italiano associato allo sviluppo di 29 GW di FER entro il 2030 (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, Terna, MASE e fonti varie, 2026.

56. A questo **impatto sul PIL** si aggiungono ulteriori **benefici annuali al 2030** legati al prezzo dell'**energia elettrica** e alle **emissioni risparmiate**, per un totale di circa **17 miliardi di Euro/anno**. La principale componente di beneficio deriverebbe dal risparmio sul costo dell'energia elettrica all'ingrosso, pari circa a **9 miliardi di Euro/anno**. Ulteriori benefici derivano dal risparmio di circa **3 miliardi di Euro/anno** associato alla riduzione delle

importazioni di gas naturale, **2 miliardi di Euro** dalla riduzione dei costi legati alle **quote ETS** e **circa 3 miliardi di Euro/anno** legati alle **minori emissioni di CO₂**.

57. Complessivamente, tali componenti determinerebbero quindi **benefici annuali pari a circa 17 miliardi di Euro/anno** nello scenario *standard*.
58. In **scenari di shock geopolitico o di forte incremento dei prezzi energetici**, i benefici economici associati alle FER risulterebbero ancora più elevati. Assumendo un PUN pari a 126 €/MWh e un TTF pari a 50 €/MWh – valori stimati sulla base dei prezzi registrati dopo lo scoppio del conflitto in Medio Oriente del 28 febbraio 2026 – il **beneficio** derivante dalla riduzione del prezzo dell’energia elettrica all’ingrosso salirebbe a **circa 16 miliardi di Euro annui**, mentre quello legato alle **minori importazioni di gas naturale** raggiungerebbe circa **5 miliardi di Euro annui**. Nel complesso, i benefici associati allo sviluppo delle FER arriverebbero a circa **25 miliardi di Euro annui**.

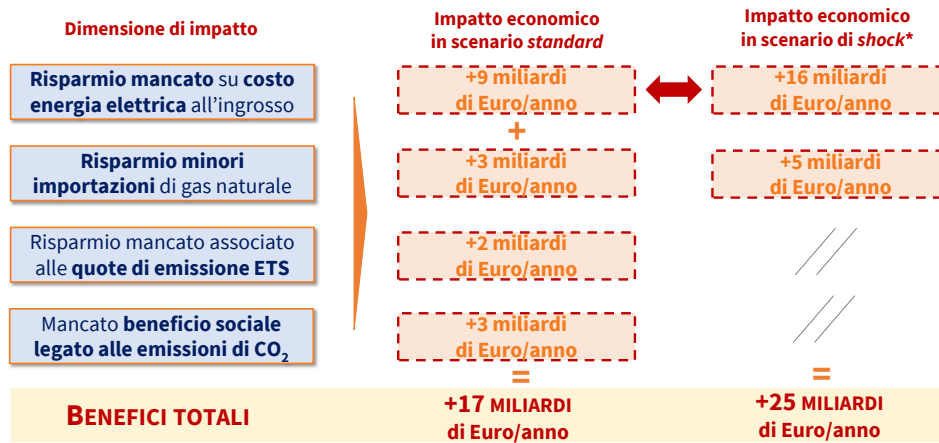


Figura 3.4. Benefici economici annuali associati allo sviluppo di 29 GW di FER (illustrativo). (*) Valore del PUN e del TTF in uno scenario di *shock* geopolitico calcolato in base alla media dei prezzi elettrici nel periodo a seguito dello scoppio del conflitto in Medio Oriente del 28 febbraio 2026 (126 €/MWh e 50 €/MWh). N.B.: I numeri di cui sopra sono arrotondati. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, Terna, MASE, ECCO e fonti varie, 2026.

59. La disponibilità di energia elettrica competitiva rappresenta uno dei principali fattori abilitanti per la **competitività industriale**, della quale il pieno sviluppo di **FER** e sistemi di accumulo viene considerato una leva diretta. In Italia, i consumi complessivi di energia elettrica dell’industria risultano pari a circa **109 TWh**. I principali settori manifatturieri evidenziano una forte esposizione ai costi dell’elettricità: **siderurgia e metallurgia 21 TWh, alimentari 14,4 TWh, chimica 11,1 TWh, minerali non metallici 9 TWh, prodotti in metallo 8,9 TWh**. In questo contesto, il raggiungimento dei target FER al 2030 consentirebbe una significativa **riduzione** della **bolletta** energetica industriale grazie alla diminuzione del prezzo dell’energia elettrica all’ingrosso.

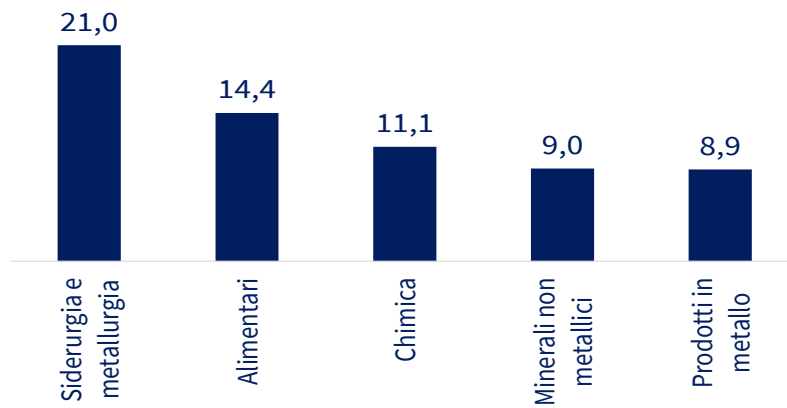
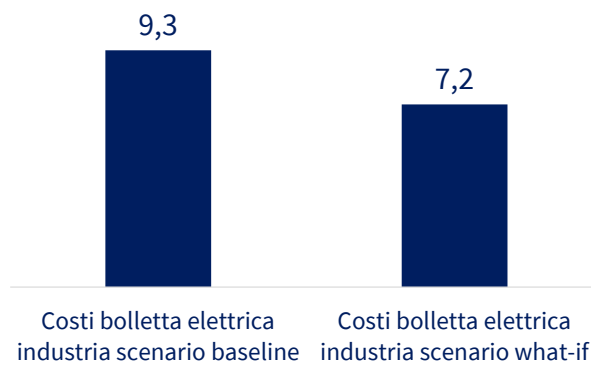


Figura 3.5. Primi 5 settori manifatturieri per consumi di energia elettrica dei settori manifatturieri in Italia (TWh), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC e fonti varie 2026.

60. Nello scenario “*what-if*” elaborato da TEHA, il conseguimento dei *target* al **2030** permetterebbe un **risparmio sulla bolletta elettrica** per l’industria italiana **superiore a 2 miliardi di Euro**. In dettaglio, il costo complessivo della bolletta industriale scenderebbe da **9,3 miliardi di Euro** nello scenario di mancato raggiungimento degli obiettivi a **7,2 miliardi di Euro** nello scenario coerente con il **PNIEC**.



>2 miliardi di Euro
 Risparmio su **costo energia elettrica**
 all’ingrosso per l’industria italiana

Figura 3.6. Costo associato ai consumi di energia elettrica dei settori industriali in Italia (TWh), 2024. N.B.: L’analisi non comprende la quota di consumi di energia elettrica da autoconsumo. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, PNIEC e fonti varie, 2026.

61. Emerge quindi che lo **sviluppo FER** costituisce una **leva concreta di politica industriale**, in grado di incidere direttamente sulla **struttura dei costi** delle imprese e sulla **competitività internazionale** del sistema produttivo italiano.

3.2 ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIALI DELLO SVILUPPO DELLE FER

62. Il pieno raggiungimento dei **target FER al 2030** comporterebbe anche un **beneficio ambientale** significativo, stimato in una riduzione di circa **18 Mton di CO₂-eq** grazie alla minore produzione aggiuntiva da centrali a gas. Questo corrisponde a circa il **26%** delle

emissioni del settore generazione di energia in Italia nel 2024⁷. Inoltre, il beneficio ambientale associato allo sviluppo delle FER corrisponderebbe a circa il **18%** della **riduzione complessiva delle emissioni del settore elettrico** registrata negli ultimi venti anni.

18 Mton

Mancata riduzione di emissioni di CO₂-eq. associate alla produzione delle centrali a gas

- **-26%** delle emissioni CO₂-eq. del settore di generazione elettrica in Italia nel 2024
- **18%** della riduzione delle emissioni CO₂-eq. del settore di generazione elettrica in Italia degli ultimi 20 anni

Figura 3.7. Benefici ambientali associati allo sviluppo di 29 GW di FER (illustrativo). N.B.: Il coefficiente emissivo delle centrali a gas CCGT è ricavato dal documento «*Le emissioni da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale*» pubblicato da D. Fraternali e O. Selmi per il MITE. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, Terna, MASE e fonti varie, 2026.

63. Il ritardo nello sviluppo delle rinnovabili, dunque, si riflette anche nella **necessità di ricorrere a generazione fossile** con un costo ambientale immediato.
64. Infine, sul **fronte sociale**, il mancato raggiungimento del *target* comporterebbe la **mancata creazione di nuovi posti di lavoro diretti e indiretti** in Italia, superiore a **60 mila occupati**. L'analisi confronta questo dato con altri comparti nazionali, evidenziando che l'occupazione non generata corrisponde a circa **1,0 volte** gli occupati del settore delle **telecomunicazioni** e a circa **0,6 volte** quelli impegnati nella fabbricazione di *computer* e prodotti di elettronica e ottica.

⁷ Per la stima, è stato utilizzato un coefficiente emissivo per le centrali a gas CCGT pari a 340 t CO₂-eq/GWh, riducendo così le variazioni del *mix* elettrico in un indicatore concreto di emissioni evitate.

>60 mila occupati

**Mancata creazione di nuovi
posti di lavoro diretti e
indiretti in Italia**

A confronto con altri settori italiani nel 2024,
la mancata occupazione è pari a circa:

- **x1,0 volte** occupati telecomunicazioni
- **x0,6 volte** occupati fabbricazione di computer e prodotti di elettronica/ottica

Figura 3.8. Benefici sociali associati allo sviluppo di 29 GW di FER (illustrativo). *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, Terna, MASE e fonti varie, 2026.*

65. Anche in questo ambito, dunque, la **transizione energetica** non si limita alla politica climatica, ma rappresenta un **motore di attivazione occupazionale**, particolarmente rilevante in un contesto in cui gli investimenti industriali vengono valutati anche per la capacità di creare lavoro stabile lungo l'intera filiera.

CAPITOLO 4

LE DIRETTRICI STRATEGICHE PER ACCELERARE LO SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA

4.1 LE PRINCIPALI LEVE DI SISTEMA PER COLMARE IL GAP FER

66. Il raggiungimento degli obiettivi PNIEC al 2030 richiede non soltanto un'accelerazione nella realizzazione di nuova capacità rinnovabile, ma anche la **progressiva rimozione** dei principali **colli di bottiglia** che oggi **rallentano investimenti** e **competitività** del settore. In particolare, l'analisi evidenzia la presenza di criticità lungo quattro dimensioni principali: **quadro normativo** e **governance**, **infrastrutture di rete** e **sistemi di accumulo**, **mercato** e **strumenti finanziari** di lungo termine, **accettazione sociale** e **territoriale**.

Governance e certezza autorizzativa

67. Lo sviluppo delle **FER** continua a confrontarsi con **iter autorizzativi complessi** e con una **governance multilivello** che presenta margini di maggiore coordinamento, anche per rafforzare la **coerenza normativa** e ridurre l'incertezza per gli operatori.

68. Nel **confronto europeo**, inoltre, **i tempi italiani superano i limiti** fissati dall'**UE**: per il **fotovoltaico** eccedono di circa **12 mesi** il limite massimo di **24 mesi** previsto dalla **Red III**⁸, mentre per l'**eolico** il divario risulta ancora più ampio (**32 mesi**).

69. A tali tempistiche si aggiunge inoltre la fase successiva all'ottenimento dell'autorizzazione, legata alla **verifica di ottemperanza** da parte delle **Regioni** per accertare la conformità del progetto esecutivo rispetto a quello autorizzato. Secondo una media nazionale, tale fase può richiedere circa **15 mesi per il fotovoltaico** e **20 per l'eolico**, determinando un allungamento dell'**iter** realizzativo complessivo.

⁸ La Direttiva (UE) 2023/2413 (cd. "RED III") aggiorna il quadro normativo europeo in materia di promozione dell'energia da fonti rinnovabili, rafforzando gli obiettivi di diffusione delle rinnovabili nell'Unione Europea e introducendo misure volte a semplificare le procedure autorizzative e ad accelerare la transizione energetica.

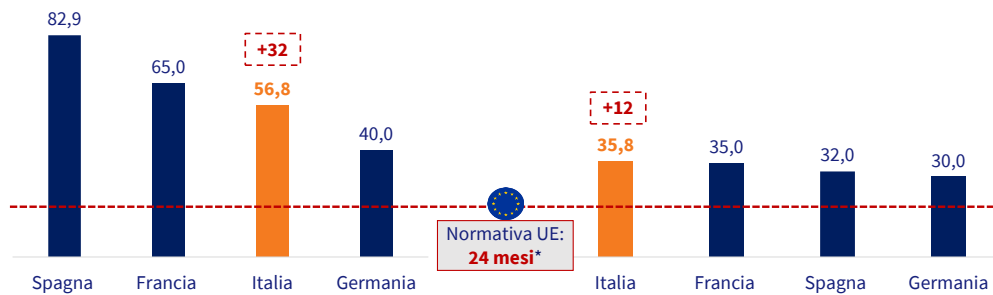


Figura 4.1 Tempo medio di autorizzazione di un impianto eolico (grafico a sinistra) e fotovoltaico (grafico a destra): confronto tra i principali *peer* europei (mesi), ultimo dato disponibile. (*) è stato qui considerato il limite massimo di 24 mesi sancito dalla Direttiva Red III. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Ember, 2026.

70. Ulteriori elementi di criticità derivano inoltre dalla presenza di **variabili esterne** spesso difficili da prevedere e controllare, che possono compromettere l'esito dei procedimenti autorizzativi anche in presenza di iter formalmente conclusi. L'analisi evidenzia infatti come diversi progetti FER risultino oggi bloccati a causa di **pareri discordanti tra amministrazioni competenti** o per **l'assenza di un quadro normativo** sufficientemente **stabile e coordinato**.
71. In **Puglia**, ad esempio, un progetto **eolico offshore** presentato nel **2012** ha ottenuto parere positivo con prescrizioni soltanto nel **2023**, dopo **undici anni**, **rimanendo tuttora in attesa** della decisione finale del Governo. In **Campania**, un impianto eolico da 23 MW localizzato su un'ex cava-discarica è stato successivamente **bloccato** dalla Soprintendenza a seguito dell'emersione di un **vincolo archeologico**. In **Emilia-Romagna**, un *hub* eolico *offshore* da oltre 750 MW, pur avendo ottenuto VIA positiva e permessi autorizzativi nel 2024, risulta **bloccato per assenza di un quadro normativo adeguato**.
72. Tali elementi di incertezza incidono direttamente sulle decisioni di investimento degli operatori, aumentando la difficoltà di pianificare tempi, costi e sviluppo dei progetti. Di conseguenza, **l'incertezza regolatoria** riduce **l'attrattività** degli **investimenti** e rallenta la diffusione delle **FER**.
73. In questo contesto, una collaborazione più efficace tra **Stato** e **Regioni** potrebbe contribuire a rendere più coerente il quadro regolatorio, limitare le differenze applicative e garantire maggiore prevedibilità nei tempi decisionali. La **ripartizione delle competenze** in materia energetica prevista dall'articolo 117 della Costituzione consente infatti di integrare indirizzi nazionali e conoscenza dei territori, ma richiede **strumenti di coordinamento più efficaci** per assicurare **processi pianificatori e amministrativi più uniformi ed efficienti**.
74. Evidenti criticità emergono anche nell'attuazione del **Decreto Aree Idonee**, rispetto al quale alcune **Regioni risultano operative** mentre **altre registrano ritardi significativi**, con **criteri spesso molto diversi** tra loro, inclusi *buffer* territoriali ampi e vincoli

paesaggistici estesi. Un ulteriore elemento di incertezza riguarda le **concessioni idroelettriche**, caratterizzate da **tempi e regole eterogenee** tra le Regioni e **incertezza per gli operatori**, accompagnata da potenziali rischi di contenzioso e blocchi produttivi.

75. In questo quadro si inserisce il **Decreto-Legge “Bollette”**, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 18 aprile 2026, che, pur intervenendo per contenere il costo dell’energia e l’impatto del prezzo del gas sul mercato elettrico, appare **orientato soprattutto a fronteggiare esigenze immediate**, senza incidere in modo significativo sulle fragilità strutturali del sistema energetico nazionale.
76. Parallelamente alla crescita della capacità rinnovabile installata, il raggiungimento degli obiettivi PNIEC richiederà un **significativo rafforzamento delle infrastrutture di rete e dei sistemi di accumulo**. La crescente diffusione delle FER non programmabili renderà infatti più frequenti fenomeni di **overgeneration** e conseguente **curtailment**, aumentando la necessità di strumenti di flessibilità in grado di garantire una gestione più efficiente del sistema elettrico. Lo **storage** consente di assorbire energia nelle ore di maggiore produzione da rinnovabili e di reimmetterla quando la generazione diminuisce, contribuendo a ridurre sprechi e squilibri di sistema.

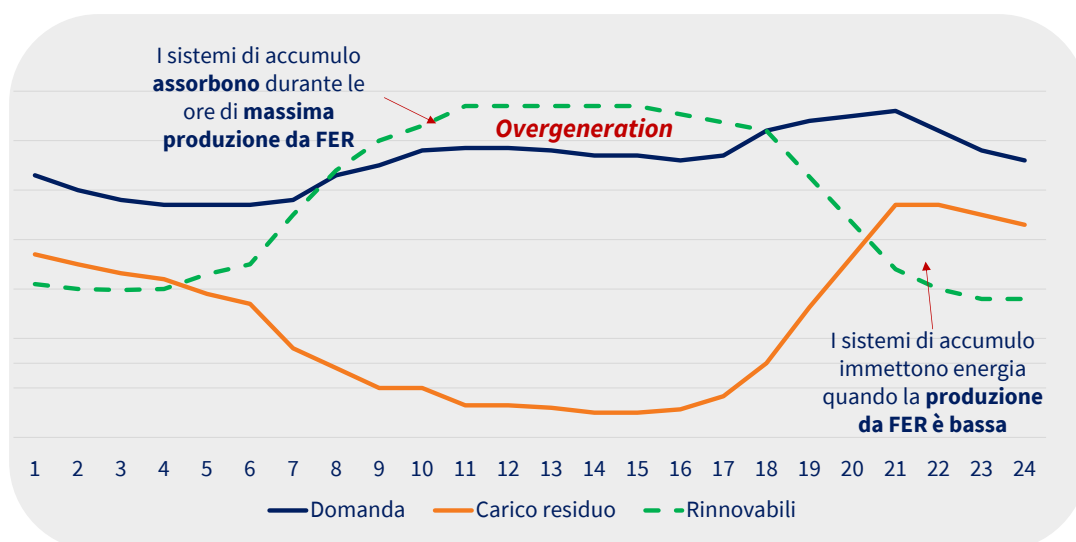


Figura 4.2. Evoluzione giornaliera della domanda elettrica, delle rinnovabili e della curva di carico residuo (illustrativo). N.B. Il carico residuo è dato dalla differenza tra domanda e rinnovabili non programmabili. Una quota residua di *overgeneration* è inevitabile come conseguenza di un ottimo tecnico-economico di sistema che limita lo sviluppo degli accumuli ad un livello di utilizzo minimo. I ritardi a livello governativo ed amministrativo possono aumentare ulteriormente il *curtailment*. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

77. Il **MACSE**⁹ rappresenta un passaggio rilevante per lo sviluppo dello **storage utility-scale** in Italia. Il meccanismo mira, infatti, a migliorare l’attrattività degli investimenti attraverso

⁹ Il MACSE è il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico, istituito con il decreto Legislativo 210/21, è un sistema di incentivazione per la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo.

l'introduzione di **segnali di prezzo di lungo periodo** utili a sostenere investimenti con ricavi ancora incerti e fabbisogni di capitale elevati.

78. L'analisi TEHA evidenzia come la capacità dei sistemi di accumulo in Italia dovrebbe aumentare da circa **17,8 GWh** nel **2025** a circa **72 GWh** nel **2030**, quadruplicando nell'arco del periodo considerato.
79. Alla capacità attuale in Italia si aggiungono **10 GWh** già contrattualizzati tramite la prima asta del **MACSE**, che ha registrato una domanda **quattro volte** superiore all'offerta e una distribuzione territoriale strategica nel Sud, in **Calabria, Sicilia e Sardegna**. L'entrata in funzione degli impianti, prevista nel **2028**, sarà cruciale per favorire l'integrazione delle **FER**, mitigare l'*overgeneration* e rendere più **flessibile** la gestione della rete elettrica.

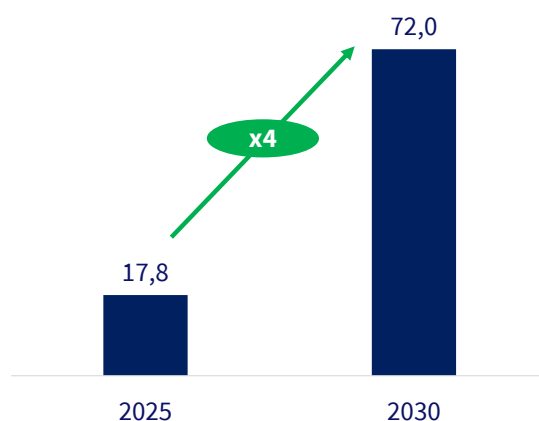


Figura 4.3. Evoluzione della capacità dei sistemi di accumulo* tra il 2025 e il 2030 in Italia (GWh), 2025-2030. (*) Non si considerano i sistemi di pompaggio idroelettrico attualmente operativi. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e Osservatorio Sistemi di Accumulo, 2026

Reti e sistemi di accumulo come infrastrutture essenziali

80. Parallelamente, anche il **rafforzamento della rete elettrica nazionale** rappresenta una condizione imprescindibile per sostenere la crescita delle FER. In assenza di investimenti infrastrutturali adeguati, lo sviluppo delle rinnovabili rischia infatti di tradursi in un incremento significativo delle ore di congestione della rete.
81. Le proiezioni elaborate evidenziano che, nello scenario PNIEC a **rete invariata**, le **ore di congestione** potrebbero **aumentare del 77%**, passando da circa 8.420 ore nel 2024 a circa 14.900 ore al 2030. Per affrontare tale criticità, il **Transmission System Operator (TSO)** italiano prevede **investimenti** pari a circa **23 miliardi di Euro** entro il 2034 finalizzati al potenziamento della rete di trasmissione nazionale, con particolare attenzione agli interventi interzonal e alle interconnessioni. L'obiettivo è **incrementare la capacità di scambio** di energia di **circa 15 GW** entro il 2034, quasi raddoppiando gli attuali.

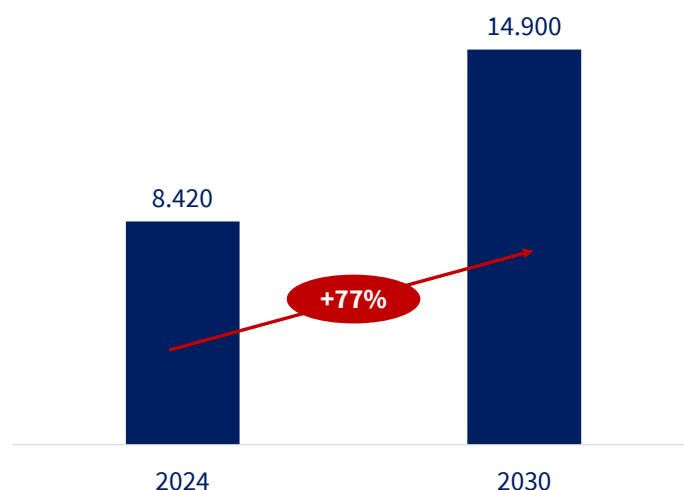


Figura 4.4. Evoluzione delle ore di congestione nello scenario PNIEC a rete attuale (valori in ore), 2024-2030*. (*) Le ore di congestione previste al 2030 in caso di nessun investimento sono il risultato di una proiezione elaborata da Terna. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, AGCM e ENTSO-E, 2026.

Maggiore certezza del mercato a lungo termine

82. Lo sviluppo delle FER richiede inoltre un contesto di mercato in grado di garantire maggiore stabilità e prevedibilità dei ricavi nel lungo periodo. In Italia, il mercato dei **Power Purchase Agreement (PPA)** mostra segnali di crescita significativi, pur presentando ancora ampi margini di sviluppo rispetto alle principali esperienze europee.
83. I **volumi contrattuali** associati alle FER divulgati in Italia sono infatti passati **da 65 MW nel 2020** a 114 MW nel 2021 e a 320 MW nel 2022, fino a raggiungere **1.220 MW nel 2023** e **circa 1.300 MW nel 2024**. In soli due anni, i volumi risultano quindi **quadruplicati** rispetto al 2022.

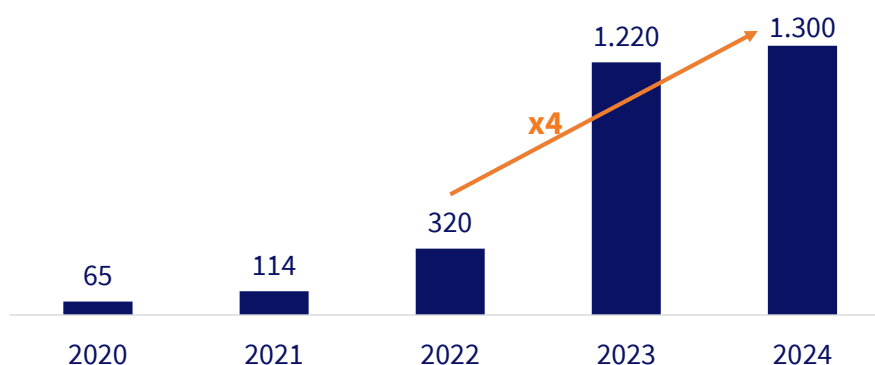


Figura 4.5. Volumi contrattuali per FER divulgati in Italia (MW), 2020-2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati QualEnergia e Key to Energy, 2026

84. **In termini economici**, i PPA risultano tuttavia uno strumento particolarmente competitivo. In un contesto caratterizzato da elevata volatilità dei prezzi energetici, i **contratti di lungo periodo** risultano infatti associati a **prezzi compresi tra circa 50 e 55 €/MWh**, significativamente **inferiori** rispetto a un **PUN stimato pari a circa 108 €/MWh** nello scenario di mancato raggiungimento dei target FER.

85. I **benefici** non riguardano soltanto i consumatori industriali ma anche i **produttori** di energia rinnovabile. I PPA siglati a fine 2023 hanno infatti garantito nel 2024 un **beneficio** stimato **pari a circa il 30%** rispetto alle condizioni di mercato, **con circa 4 €/MWh** di extra-margine.
86. Nonostante tale crescita, il mercato dei PPA non rappresenta ancora uno strumento pienamente centrale nella compravendita di energia tra soggetti privati. Rispetto ad altri mercati europei, come quello spagnolo, l'Italia presenta ancora ritardi nello sviluppo di soluzioni più evolute, quali PPA multi-tecnologia, contratti integrati con sistemi di *storage* e contratti 24/7. In aggiunta, permangono elementi di attenzione legati alla percezione del **rischio regolatorio** e **politico** nel settore energetico. **L'incertezza normativa** continua, infatti, a **influenzare negativamente i flussi di investimento** e il finanziamento dei progetti, limitando il pieno sviluppo del mercato dei contratti di lungo termine.

Aumento dell'accettazione sociale e territoriale

87. L'implementazione dei progetti rinnovabili può trarre vantaggio da strategie di **comunicazione** e **coinvolgimento territoriale** più strutturate, volte a rafforzare l'**accettabilità** e facilitare l'accesso alle **aree idonee**, considerando i fattori **locali** e **politici** che influenzano i processi decisionali. In questo contesto, i fenomeni **NIMBY** ("Non nel mio giardino") e **NIMTO** ("Non nel mio mandato") rappresentano dinamiche che possono **rallentare la transizione energetica** e **bloccare i progetti a livello locale**, anche quando il quadro generale è favorevole alla decarbonizzazione.
88. Le **opposizioni territoriali** assumono forme differenti a seconda dei contesti locali. In alcuni casi prevalgono preoccupazioni legate alla tutela del paesaggio, della biodiversità o delle attività economiche locali; in altri casi emergono resistenze di natura politica o amministrativa associate al consenso territoriale.

4.2 LE PRIORITÀ DI POLICY

89. Le evidenze analizzate nel corso dei capitoli precedenti mostrano come il raggiungimento dei *target* PNIEC richieda non soltanto un'accelerazione della capacità installata da fonti rinnovabili, ma soprattutto un rafforzamento strutturale delle condizioni abilitanti lungo l'intera filiera di sviluppo dei progetti e dalla capacità di rafforzare l'accettazione sociale e territoriale dei progetti FER.
90. In questo contesto, TEHA ha individuato **due priorità strategiche di policy** ritenute determinanti per sostenere l'implementazione delle FER in Italia e per evitare che il ritardo accumulato nel percorso di transizione energetica si trasformi in un costo strutturale per il Paese: **i) l'introduzione di un regime straordinario *fast-track* per i progetti rinnovabili** e **ii) lo sviluppo di una rete anticipatoria e di connessioni orientate ai progetti maturi**.
91. La prima priorità individuata riguarda l'introduzione di un regime straordinario *fast-track* FER, finalizzato a trasformare il *permitting* da mera semplificazione formale a **capacità**

- effettiva di execution.** L'obiettivo è **ridurre la frammentazione territoriale** e rendere maggiormente prevedibili **tempi, esiti e responsabilità** lungo l'intero ciclo autorizzativo, superando le attuali criticità legate alla variabilità applicativa tra territori e ai conflitti amministrativi.
92. Il completamento del “*Fast-Track FER*” richiederebbe una **regia nazionale estesa a tutto il ciclo autorizzativo**. In particolare, TEHA evidenzia la necessità di evolvere il **Testo Unico FER** e lo **Sportello Unico per le Energie Rinnovabili (SUER)** verso una **piattaforma unica di gestione autorizzativa**, accompagnata da strumenti di **monitoraggio pubblico delle pratiche, tempi vincolanti** per ciascuna fase procedurale, **standard istruttori nazionali** e **poteri sostitutivi automatici** nei casi di inerzia o conflitto amministrativo.
93. La seconda priorità riguarda invece il **rafforzamento della rete elettrica e delle connessioni**, attraverso il passaggio da una rete che rincorre lo sviluppo delle FER a una **rete in grado di anticiparlo**. L'attuale configurazione infrastrutturale rischia infatti di accentuare fenomeni di **congestione e saturazione virtuale**, rallentando ulteriormente l'implementazione dei progetti e aumentando il rischio di inefficienze sistemiche.
94. Secondo l'analisi TEHA, il completamento della riforma delle connessioni dovrebbe quindi essere accompagnato da una logica “*first-ready, first-served*”, orientata a privilegiare i **progetti effettivamente maturi e cantierabili**. Parallelamente, risulta necessario dare piena attuazione alla riforma già avviata, introducendo meccanismi che favoriscano il **decadimento delle richieste non concretamente realizzabili, connessioni flessibili** e maggiore priorità alle configurazioni ibride **FER e storage**. Inoltre, l'analisi sottolinea l'importanza di **riconoscere sul piano regolatorio gli investimenti anticipatori di rete** nelle aree a maggiore probabilità di sviluppo delle rinnovabili, così da abilitare in anticipo la capacità infrastrutturale necessaria e **ridurre il rischio di congestioni future**.
95. Infine, per garantire una piena attuazione delle *policy* proposte e il conseguimento di risultati concreti, è fondamentale promuovere una **solida accettazione sociale e territoriale delle FER**.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- AGICI, “*Quanto costa restare fermi? I Costi del Non Fare le rinnovabili*”, 2025
- Bundesnetzagentur Press, “*Growth in renewable energy in 2024*”, 2025
- Clean Energy Wire (CLEW), “*Germany nears 2030 climate target thanks to renewables expansion, must act on heating and transport*”, 2025
- Commissione europea, “*A Competitiveness Compass for the EU*”, 2025
- Commissione europea, “*France Updated Final National Energy and Climate Plan (NECP). 2021-2030*”, 2024
- Commissione europea, “*Germany Updated Final National Energy and Climate Plan (NECP). 2021-2030*”, 2024
- Commissione europea, “*Italy Updated Final National Energy and Climate Plan (NECP). 2021-2030*”, 2024
- Commissione europea, “*Spain Updated Final National Energy and Climate Plan (NECP). 2021-2030*”, 2024
- Commissione europea “*Special Eurobarometer 565*”, 2026
- Commissione europea, “*The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation*”, 2025
- Commissione europea, “*The European Green Deal*”, 2019
- Commissione europea, “*The Netherlands Updated Final National Energy and Climate Plan (NECP). 2021-2030*”, 2024
- Consiglio dei Ministri, “*Decreto-legge 20 febbraio 2026, N. 21*”, febbraio 2026
- Eletticità Futura, “*Quanto costa davvero l’elettricità?*”, 2025
- Ember, “*European Electricity Review 2024*”, 2024
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), “*Statistical Factsheet 2024 (Provisional values as of March 2025)*”, marzo 2025
- German Ministry for Economic Affairs and Energy - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, “*Estimating energy system costs of sectoral RES and EE targets in the context of energy and climate targets for 2030*”, 2015
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2024 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia*”, 2025
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2024*”, settembre 2025
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), “*Relazione Annuale 2024. Attività e risultati*”, 2025

- International Energy Agency (IEA), “*Renewables 2025 - Analysis and forecasts to 2030*”, 2025
- International Renewable Energy Agency (IRENA), “*Renewable Capacity Statistics 2024*”, 2024
- Joint Research Centre (JRC), “*Delivering the European Green Deal*”, 2025
- Le réseau de transport d’électricité (Rte), “*Bilan Électrique 2024 - Principaux Résultats*”, 2025
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), “*Relazione annuale sulla Situazione Energetica Nazionale 2024*”, 2024
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), “*Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima*”, giugno 2024
- Nature Energy, “*Power price stability and the insurance value of renewable technologies*”, 2024
- PEXAPARK, “*Renewables market outlook 2025*”, 2025
- Red Eléctrica, “*Informe del Sistema Eléctrico – Informe resumen de energías renovables 2024*”, 2025
- Ricerca di Sistema Elettrico (RSE), “*Anatomia dei costi del gas e dell’energia elettrica*”, 2025
- Ricerca di Sistema Elettrico (RSE), “*Scenari per l’aggiornamento del PNIEC*”, 2024
- SolarPower Europe, “*EU Renewable Energy Permitting: State of Play*”, 2025
- TEHA Group e CVA “*Renewable Thinking 2025: Lo stato dell’arte delle energie rinnovabili in Italia: quali leve strategiche per accelerarne il dispiegamento nel Paese*”, 2026
- Terna, “*Dati statistici sull’energia elettrica in Italia*”, 2024
- Terna, “*Impianti di generazione*”, 2024
- Terna, “*Produzione da fonti rinnovabili*”, 2024
- Terna, “*Produzione di energia elettrica per fonte*”, 2024
- Terna-Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2024*”, 2024
- World Bank, “*Global Economic Prospects, January 2026*”, 2026