

# TRANSIZIONE ED ELETTRIFICAZIONE

## Le difficoltà del presente, le sfide del futuro

Beatrice Ala, Cristina Orlando, Giulia Rovai, Antonio Sileo

*A livello europeo, il 2025 segna un punto di svolta: per la prima volta la generazione da eolico e fotovoltaico supera quella fossile, ma la crescita dell'offerta rinnovabile non è accompagnata da domanda, flessibilità e infrastrutture adeguate. In Italia, la domanda elettrica è stagnante, il ritmo di installazione rinnovabile è circa la metà del necessario per centrare gli obiettivi PNIEC al 2030, e i prezzi strutturalmente elevati hanno prodotto una risposta prevalentemente emergenziale. Il tasso di elettrificazione dei consumi finali, fermo al 22%, resta lontano dai target europei. La sfida, la cui urgenza risulta acuita dal nuovo conflitto del Golfo, è multilivello e necessiterà di una risposta strutturale di ampia portata*

- La generazione elettrica europea sta attraversando una trasformazione strutturale: al declino delle fonti fossili, in particolare del carbone, fa da contraltare un'ascesa delle nuove rinnovabili. Fotovoltaico ed eolico nel mix dell'UE sono passate dal 19,7% nel 2020 al 30,1% nel 2025, mentre l'energia fossile ha visto un calo dal 36,7% nel 2020 al 29,0% nel 2025.
- Nel 2025, per la prima volta, la generazione elettrica da fonti rinnovabili ha superato quella da fonti fossili: contando per il 30% del totale contro il 29% della generazione da fonti fossili.
- Nonostante l'UE abbia raggiunto gli obiettivi di capacità di installazione di fotovoltaico al 2025, con circa 406 GW installati, una flessione dell'installazione nel segmento domestico rischia di compromettere il raggiungimento del target di 750 GW del 2030.
- Nel 2025 la richiesta nazionale di energia elettrica si è attestata a 311,3 TWh, in calo dello 0,2% rispetto al 2024 e in aumento dell'1,9% rispetto al 2023, un livello lontano dalle traiettorie di crescita necessarie per sostenere l'elettrificazione dei consumi finali.
- Su base annua 2025, le FER hanno prodotto 128 TWh (-2,3% vs 2024), con il fotovoltaico che cresce fortemente (+25,1%) e compensa il calo idroelettrico (-21,2%) e quello eolico (-3,3%).
- Nel 2025 sono stati installati 7.191 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva (-3,9% vs 2024): fotovoltaico: +6.437 MW, eolico: +608 MW. Nel complesso, l'Italia è in linea con gli obiettivi posti nel D.M. Aree Idonee, ma non con i 12.000 MW/anno necessari per centrare gli obiettivi al 2030 del PNIEC.
- Il tasso di elettrificazione in Italia nel 2023 raggiungeva il 22%, mentre l'avanzamento nell'elettrificazione da inizio periodo si attesta intorno ai 4 punti e mezzo e segue un trend piuttosto piatto.

## 1. IL CONTESTO EUROPEO

L'Europa si trova, di nuovo, a fare i conti con un'emergenza energetica. L'azione militare condotta da Stati Uniti e Israele contro l'Iran alla fine di febbraio 2026 e le successive rappresaglie hanno determinato una significativa volatilità nei mercati globali dell'energia, con una brusca impennata dei prezzi di petrolio e gas. Il prezzo di riferimento del gas naturale TTF è balzato da 38 a 54 euro per megawattora nel giro di poche settimane, segnando il maggior rialzo mensile dal settembre 2021. Lo spettro del 2022 è tornato.

Eppure qualcosa è cambiato — e qualcosa, invece, non è cambiato affatto. Rispetto a quattro anni fa, il sistema europeo è strutturalmente più solido. Le forniture di gas sono più diversificate, il coordinamento tra Stati membri è migliorato, e le rinnovabili pesano di più nel mix. Questo riduce il rischio di scarsità fisica, ma non elimina l'esposizione ai prezzi globali: è il fattore duratura a trasformare una crisi lontana in un problema economico concreto. La vera vulnerabilità italiana ed europea non è congiunturale: è strutturale. Il meccanismo del prezzo marginale nei mercati elettrici fa sì che sia la fonte più costosa — quasi sempre il gas — a determinare il prezzo all'ingrosso dell'elettricità. Dall'inizio del 2026, il gas ha fissato il prezzo dell'elettricità per il 15% delle ore in Spagna, il 40% in Germania, il 42% nei Paesi Bassi. In Italia, questa quota arriva all'89%.

Il commissario europeo all'Energia Dan Jørgensen ha scritto agli Stati membri invitandoli a valutare misure di riduzione della domanda, ammonendo che la dipendenza dai combustibili fossili importati è una vulnerabilità importante e che occorre fare tutto il possibile per generare più energia da fonti rinnovabili.

È un messaggio che suona familiare — perché è lo stesso del 2022. Il percorso è chiaro: più rinnovabili installate, più accumulo, più rete, più elettrificazione dei consumi finali. Ma richiede decisioni che vadano oltre il ciclo dell'emergenza — autorizzazioni più rapide, investimenti infrastrutturali di lungo periodo, segnali di prezzo coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione.

La transizione elettrica rappresenta uno degli assi centrali del processo di decarbonizzazione dell'Unione europea, configurandosi come il principale vettore per la progressiva sostituzione dei combustibili fossili.

Negli ultimi venticinque anni, la generazione elettrica europea ha attraversato una trasformazione strutturale, che si evidenzia in tre dinamiche principali: il declino delle fonti fossili tradizionali, la crescita delle rinnovabili variabili e la progressiva riconfigurazione del ruolo delle fonti di base. In primo luogo, emerge il ridimensionamento del carbone, che passa da circa 800 TWh nei primi anni 2000 a meno di 300 TWh nel 2025. Si tratta di una contrazione netta e strutturale, accelerata dopo il 2015, legata a politiche climatiche più stringenti, aumento del prezzo della CO<sub>2</sub> e progressiva uscita dal carbone in diversi Stati membri. Anche le altre fonti fossili seguono un trend discendente, confermando una riduzione complessiva della generazione più emissiva.

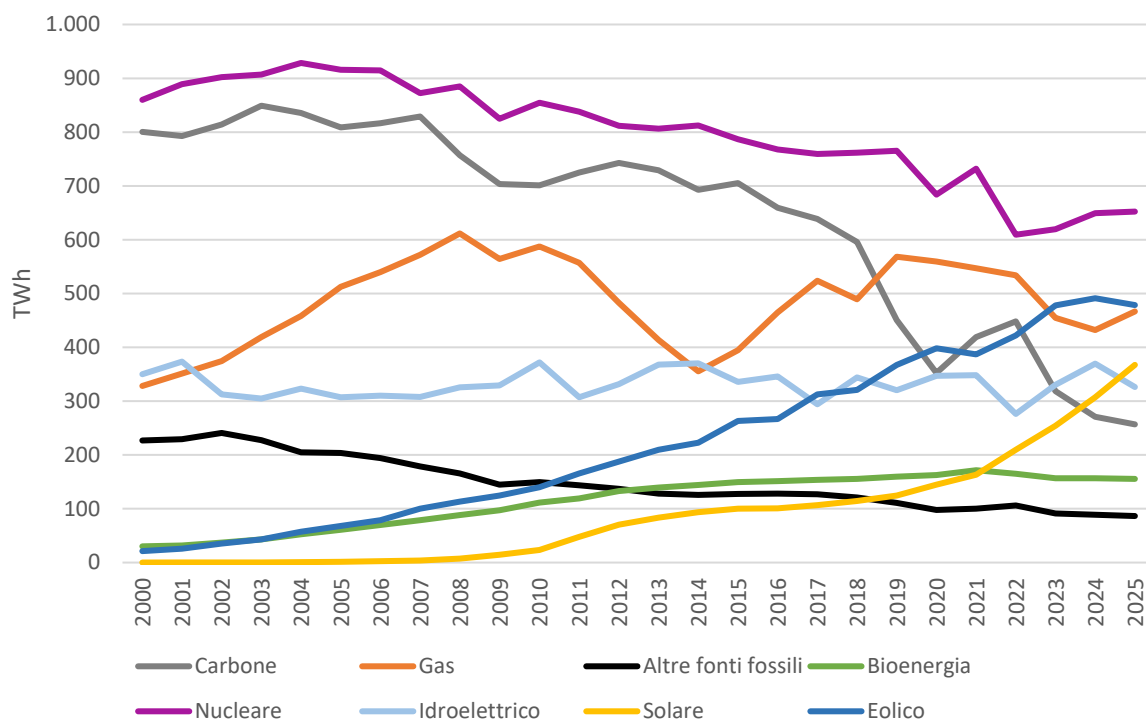
Il gas naturale ha seguito invece un andamento più volatile, seguendo una parabola discendente dalla fine degli anni 2000 (oltre 600 TWh) per poi stabilizzarsi intorno ai 450–550 TWh. Questo riflette il suo ruolo di fonte di transizione e di bilanciamento, utilizzata per compensare la variabilità delle rinnovabili e le fluttuazioni del sistema.

Sul lato delle low-carbon, il nucleare evidenzia un declino graduale ma non lineare, passando da circa 900 TWh a circa 650 TWh. Nonostante la riduzione, resta una componente rilevante del mix, soprattutto come fonte stabile.

La dinamica più rilevante riguarda però eolico e solare. L'eolico è cresciuto in modo continuo fino a sfiorare i 500 TWh, mentre il solare accelera soprattutto dopo il 2021, superando i 350 TWh nel 2025.

**Fig. 1.1: Generazione di energia elettrica, per fonte (2000-2025)**

Fonte: Elaborazioni I-Com su dati Ember

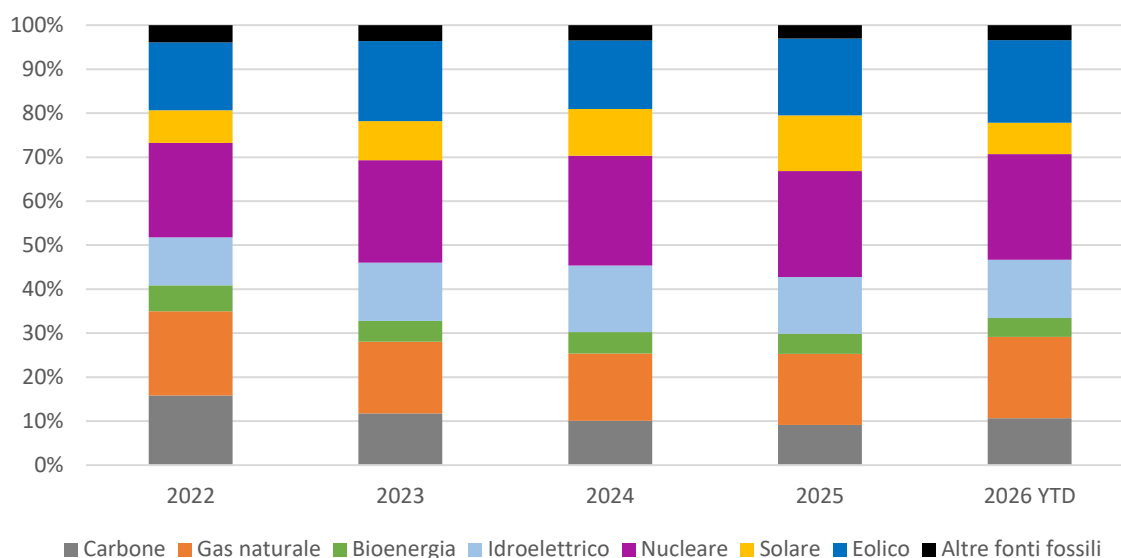


*Il sistema elettrico europeo sta mutando strutturalmente: il declino delle fonti fossili viene compensato da una forte crescita delle rinnovabili variabili, mentre è in corso una progressiva riconfigurazione del ruolo delle fonti di base*

Gli ultimi cinque anni, in particolare, hanno visto il sistema elettrico europeo attraversare una trasformazione significativa, caratterizzata da una rapida espansione delle fonti rinnovabili e da una progressiva riduzione del peso delle fonti fossili nella generazione. In particolare, la quota di generazione elettrica di solare ed eolico nel mix dell'UE è aumentata di oltre 10 punti percentuali (dal 19,7% nel 2020 al 30,1% nel 2025). Parallelamente, l'energia fossile ha affrontato nello stesso periodo un forte declino, calando di quasi 8 punti percentuali dal 36,7% dell'energia dell'UE nel 2020 al 29,0% nel 2025. Le altre due principali fonti di energia pulita, l'idroelettrica e il nucleare, sono rimaste stabili o hanno registrato un leggero calo negli ultimi cinque anni.

**Fig. 1.2: Mix di generazione di energia elettrica, quota sul totale, per fonte (2022-2025)**

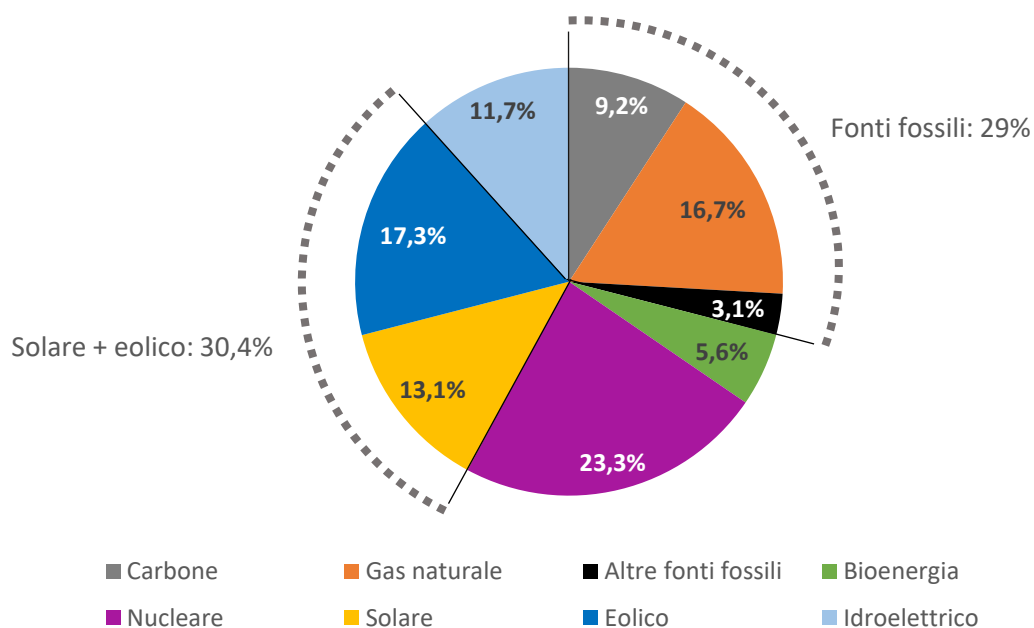
Fonte: Elaborazioni I-Com su dati Eurelectric



La transizione elettrica nell'UE ha poi raggiunto un traguardo importante nel 2025: le fonti eoliche e fotovoltaiche per la prima volta superato le fonti fossili nella generazione di energia elettrica. Nel 2025 l'energia eolica e quella solare fotovoltaica hanno infatti generato il 30,4% dell'elettricità dell'UE (841 TWh), mentre tutte le fonti fossili hanno generato il 29,0% (809 TWh).

**Fig. 1.3: Generazione di energia elettrica, quota sul totale, per fonte (2025)**

Fonte: Elaborazioni I-Com su dati Ember



*Nel 2025 è avvenuto un sorpasso importante: per la prima volta, la generazione elettrica da fotovoltaico ed eolico ha superato quella da fonti fossili*

La rapida crescita del solare nel 2025 ha confermato una tendenza di forte espansione, con una crescita media annua della produzione del 21% negli ultimi cinque anni: ben oltre qualsiasi altra fonte energetica. In totale, nel 2025 il solare ha generato un record di 369 TWh, più del doppio della produzione del 2020 (145 TWh).

L'aumento della capacità installata, soprattutto nel settore fotovoltaico, ha modificato in modo sostanziale la composizione del mix elettrico, contribuendo al sorpasso delle rinnovabili sulle fonti convenzionali in termini di produzione complessiva.

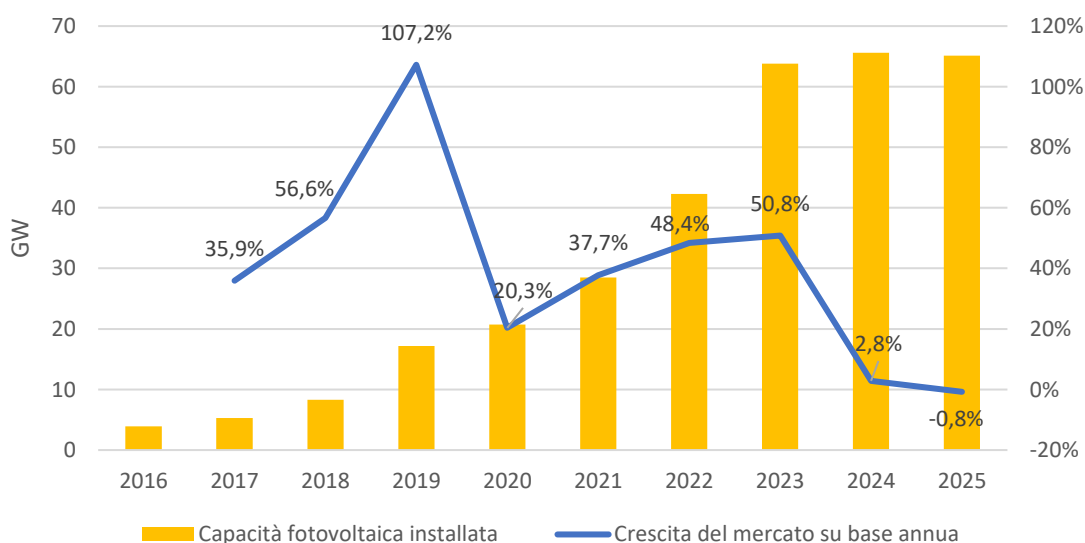
Tuttavia, nonostante l'UE abbia raggiunto gli obiettivi di capacità di installazione di fotovoltaico al 2025, con circa 406 GW installati, una flessione dell'installazione nel segmento *rooftop* rischia di compromettere il raggiungimento del target di 750 GW del 2030: con il ritmo attuale, la potenza solare installata si attesterebbe solo a 718 GW.

A livello cumulativo, infatti, la capacità solare rimane prevalentemente su tetto, con una quota del 61%, mentre il solare su larga scala rappresenta il restante 39%. Il settore dei sistemi fotovoltaici su tetto ha però subito una forte contrazione a causa della graduale eliminazione dei programmi di sostegno. Gli impianti su larga scala, viceversa, hanno continuato a registrare una forte crescita, affermandosi come il motore principale della crescita del settore solare nell'UE, superando per la prima volta nel 2025 il 50% delle installazioni totali.

Tuttavia, ciò non è stato sufficiente a compensare l'indebolimento del mercato residenziale, e la diffusione del solare nell'UE è complessivamente diminuita dello 0,8%.

**Fig. 1.4 Capacità installata annua di energia solare fotovoltaica nell'UE, in GW assoluti (asse sinistro) e crescita del mercato su base annua (asse destro)**

Fonte: Elaborazioni I-Com su dati SolarPowerEurope



Lato domanda, invece, il 2024 ha registrato una crescita della domanda nell'UE-27 dell'1% su base annua. Nonostante la domanda del primo semestre del 2025 sia superiore del 2 % rispetto a quella del primo semestre del 2024, crescite poco incisive segnalano una dinamica debole rispetto alle esigenze della transizione energetica. In un contesto di rapida espansione della capacità rinnovabile, una domanda stagnante contribuisce infatti a generare squilibri nel sistema elettrico, con effetti su prezzi e redditività degli investimenti.

Pur riflettendo in parte miglioramenti nell'efficienza energetica, infatti, una crescita debole appare soprattutto indicativa di un ritmo insufficiente di elettrificazione dei consumi finali: negli ultimi 10 anni, infatti, il tasso di elettrificazione dell'UE-27 è rimasto fermo intorno al 23%.

Nonostante la crescita delle quote di FER nella generazione elettrica, la transizione elettrica europea rimane vincolata da fattori sistemici legati a infrastrutture, flessibilità e funzionamento del mercato. La crescente diffusione di fonti variabili, in particolare solare ed eolico, aumenta il fabbisogno di risorse in grado di modulare produzione e consumo nel breve periodo e richiede un sistema in grado di assorbire e redistribuire l'energia in modo efficiente per evitare un disallineamento tra crescita dell'offerta e trasformazione della domanda, con implicazioni dirette sulla capacità del sistema di integrare quote crescenti di energia rinnovabile.

In questo contesto, il deficit di flessibilità rappresenta uno dei principali colli di bottiglia: la capacità di accumulo resta ancora limitata, a fronte di un fabbisogno destinato a crescere rapidamente nei prossimi anni. Le batterie, pur in espansione, coprono ancora una quota marginale e non ancora sufficiente a gestire la variabilità intraday. Parallelamente, le infrastrutture di rete costituiscono un vincolo critico. Secondo la International Energy Agency, per integrare efficacemente le rinnovabili e sostenere i livelli attesi di elettrificazione, l'Europa dovrà accelerare significativamente gli investimenti nelle reti, che dovrebbero più che raddoppiare entro il 2030; tuttavia, ritardi autorizzativi e frammentazione regolatoria continuano a rallentare lo sviluppo. Nel complesso, questi fattori evidenziano come la sfida della transizione elettrica nell'UE si stia progressivamente spostando dal piano della capacità installata a quello dell'integrazione sistemica.

*Il vincolo non è più produrre energia pulita, ma gestirla: l'UE sta trasformando l'offerta, ma il sistema non è ancora in grado di integrare quote crescenti di energia rinnovabile in modo efficiente, e la domanda non sta seguendo: questo crea un triplo gap di integrazione, flessibilità e elettrificazione*

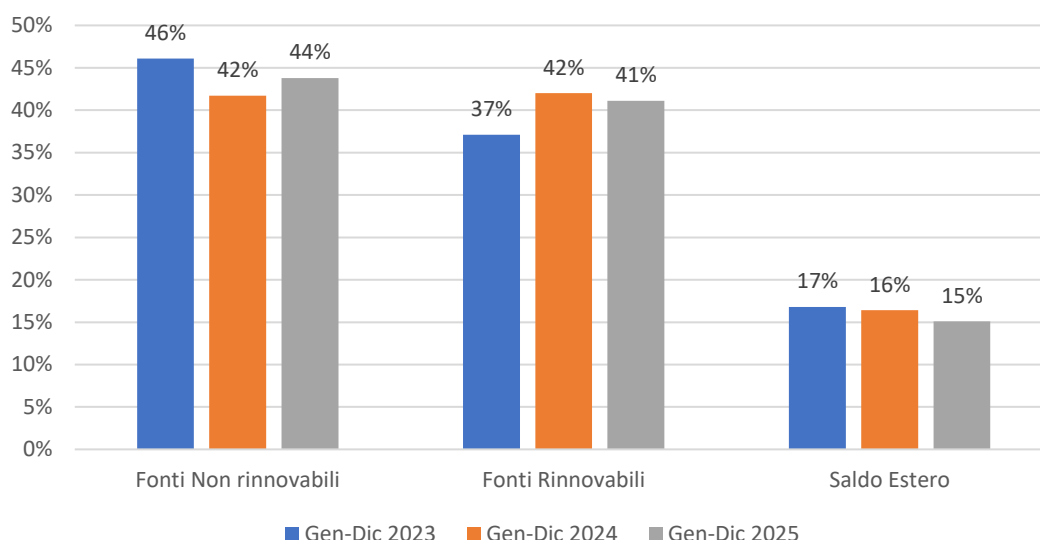
## 2. I DATI ITALIANI

Nel 2025 la richiesta nazionale di energia elettrica si è attestata a 311,3 TWh, in calo dello 0,2% rispetto al 2024 e in aumento dell'1,9% rispetto al 2023. Si tratta di un dato sostanzialmente piatto, lontano dalle traiettorie di crescita necessarie per sostenere l'elettrificazione dei consumi finali. Il fabbisogno di energia elettrica in termini percentuali è stato coperto per il 44% da fonti non rinnovabili (+2 p.p. rispetto al 2024), le FER hanno coperto il 41% del fabbisogno (- 1 p.p. vs 2024), mentre il restante 15% è stato soddisfatto dal saldo estero (-1 p.p. vs 2024). Guardando al triennio 2023-2025, la porzione di fabbisogno coperto dal saldo con l'estero si sta erodendo

lentamente, mentre l'apporto delle fonti rinnovabili, dopo una crescita fra il 2023 e il 2024, mostra una lieve diminuzione.

**Fig. 2.1: Composizione percentuale del fabbisogno di energia elettrica (2023-2025)**

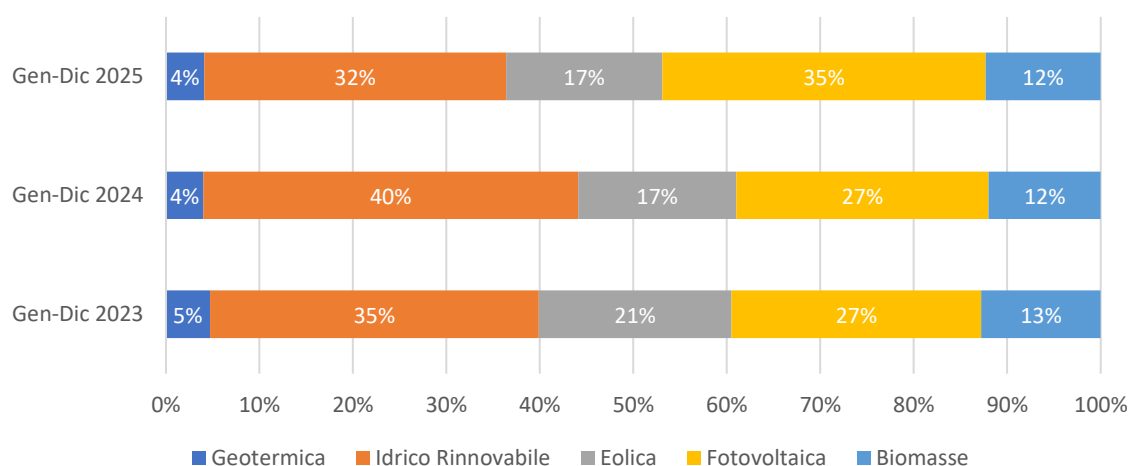
Fonte: Terna



Su base annua 2025, le FER hanno prodotto 128 TWh (-2,3% vs 2024), con il fotovoltaico che cresce fortemente (+25,1%) e compensa il calo idroelettrico (-21,2%) e quello eolico (-3,3%). Il bilancio delle FER vede la produzione fotovoltaica superare quella idroelettrica, con un peso percentuale sul totale prodotto da FER del 35% e 32% rispettivamente. In proporzione, l'apporto della fonte eolica è stabile rispetto al 2024, così come il contributo di energia geotermica e biomasse.

**Fig. 2.2: Bilancio produzione FER (2023-2025)**

Fonte: Terna

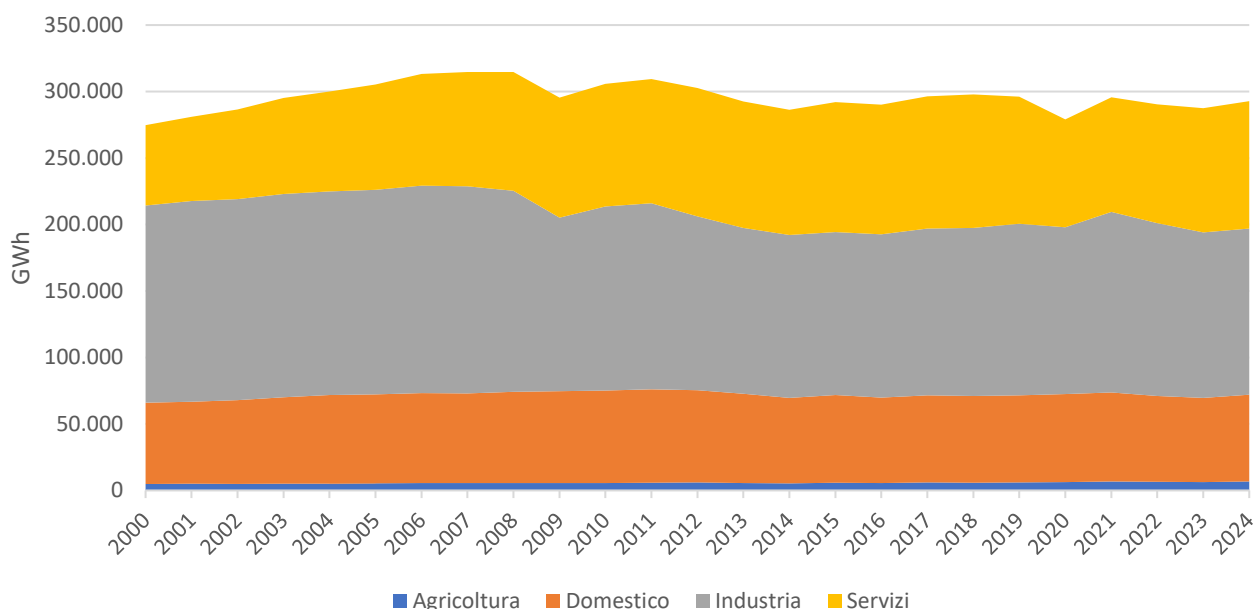


*Nel 2025 la richiesta nazionale di energia elettrica si è attestata a 311,3 TWh, -0,2% rispetto al 2024; il fabbisogno è stato coperto per il 44% da fonti non rinnovabili (+2 p.p. rispetto al 2024), per il 41% da FER (-1 p.p. vs 2024), all'import il restante 15% un punto in meno rispetto al 2024*

Fra le fonti non rinnovabili, l'energia termica derivante da combustione di carbone esibisce, tra il 2024 e il 2025, una diminuzione del 13,5%, mentre cresce il consumo di gas nel termoelettrico.

**Fig. 2.2: Consumi elettrici per settore (2000-2024)**

Fonte: elaborazioni I-Com su dati Terna



I dati consolidati sui consumi settoriali di elettricità del 2024 mostrano una ripresa di tutti i settori rispetto al 2023. Sebbene non sia reperibile il dato dei consumi per settore per il 2025, sono disponibili sul portale dati Terna i dati sui consumi elettrici mensili di industria (indice IMCEI) e servizi (indice IMSER) fino a fine 2025. Da questi indici emergono due andamenti distinti. Il primo è che la media dell'indice IMCEI per le industrie riferito all'anno 2025 è di 87,6 mentre per il 2024 era di 88,2 (l'anno base è il 2021, con media dell'indice pari a 100), segnalando un calo dei consumi elettrici industriali. Il secondo andamento è l'espansione dei consumi di energia elettrica nel settore dei servizi, anche rispetto all'anno base (media fino a novembre 2025 pari a 108,7 mentre nello stesso periodo nel 2024 la media è di 105,7).

*Nel 2025 crescono i consumi del settore dei servizi, mentre prosegue il calo del settore industriale*

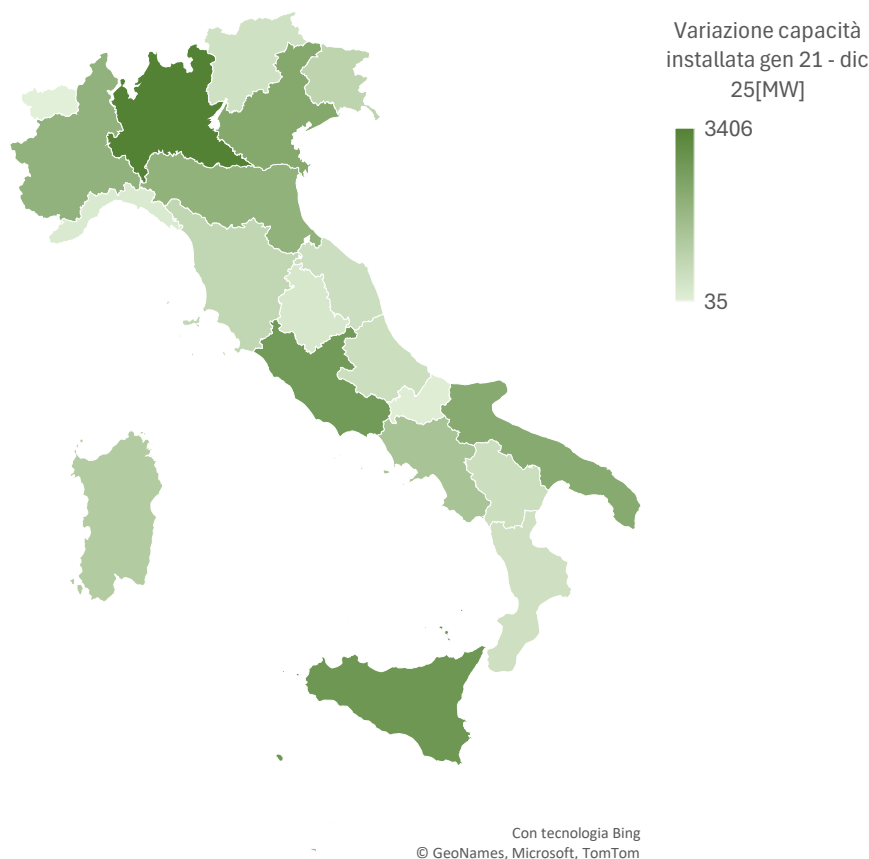


Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2023) e il pacchetto Fit for 55 prevedono che l'elettrificazione dei consumi finali — trasporti, riscaldamento, processi industriali — generi una crescita della domanda elettrica compresa tra il 40% e il 60% entro il 2030 rispetto ai livelli attuali. Questo implicherebbe tassi di crescita annui dell'ordine del 4-6%.

La stagnazione del 2025 non è necessariamente preoccupante di per sé — il ciclo economico e le temperature anomale la spiegano in parte — ma segnala che la curva di elettrificazione industriale, dei consumi domestici e dei trasporti non ha ancora prodotto effetti sistemici rilevabili nei consumi aggregati.

**Fig. 2.2: Capacità FER aggiuntiva installata tra gen-21 e dic-25, per regione (MW)**

Fonte: Terna



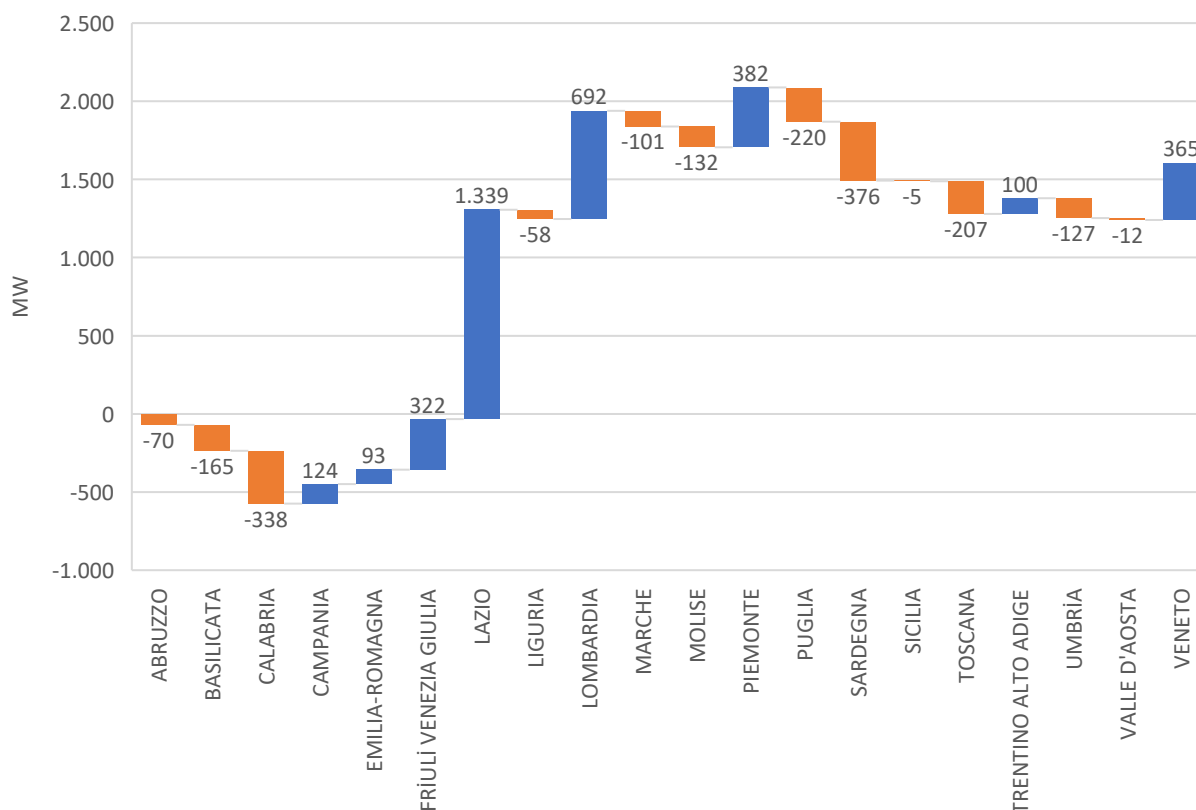
Occorre aggiungere che l'elettrificazione di per sé non è un risultato desiderabile se il mix elettrico non è decarbonizzato. Nei 12 mesi del 2025 sono stati installati 7.191 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva (-3,9% vs 2024):

- Fotovoltaico: +6.437 MW
- Eolico: +608 MW
- Geotermico & biomasse: +125 MW
- Idroelettrico: +22 MW

Le Regioni dove sono stati installati più di 2.000 MW tra 2021 e il 2025 sono solo cinque, elencate in ordine decrescente per capacità aggiuntiva installata: Lombardia, Sicilia, Lazio, Veneto e Puglia.

**Fig. 2.2: Differenza fra capacità installata da gen-21 a dic-25 e obiettivi DM Aree Idonee, per regione (MW)**

Fonte: Terna



*7.191 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva (-3,9% vs 2024) sono stati installati in Italia nel 2025, prevalentemente fotovoltaico (l'89,5% del totale), a fronte di circa 12.000 MW annuali per centrare gli obiettivi PNIEC; l'installato dal 2021 al 2025 è in linea con il DM Aree Idonee, pur con discrepanze regionali*

Il decreto DM Aree Idonee (giugno 2024) fissa per ciascuna Regione una potenza aggiuntiva minima da raggiungere entro il 2025 a partire dal 2021. Il consuntivo al 31 dicembre 2025 mostra un surplus aggregato di +1.605 MW rispetto al target, con però una distribuzione fortemente disomogenea: le Regioni in surplus più marcato sono Lazio (+1.339 MW), Lombardia (+692 MW), Friuli Venezia Giulia (+322 MW) e Piemonte (+382 MW). Tra le Regioni in deficit spicca la Sardegna (-376 MW), seguita da Calabria (-338 MW), e Puglia (-220 MW) — tre Regioni ad alto potenziale rinnovabile dove i nodi autorizzativi, infrastrutturali e di consenso agli impianti rimangono irrisolti.

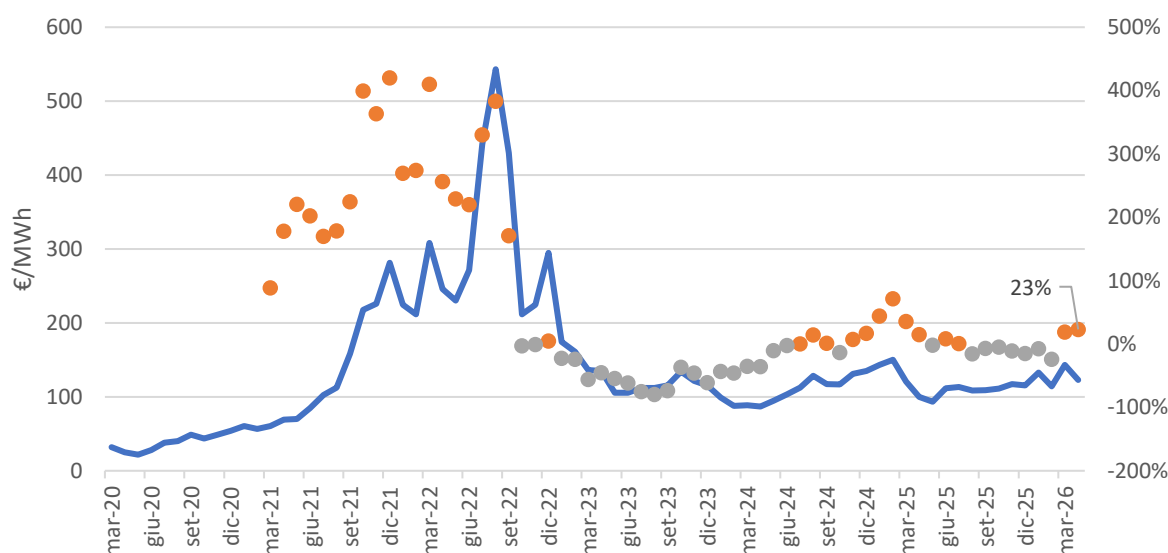
Questo schema spaziale è problematico: la generazione si concentra nelle Regioni dove la rete di trasmissione è già più densa, mentre le aree a maggiore potenziale (Sud e Isole) restano sottoutilizzate per vincoli di connessione e capacità di trasporto.

Sebbene i target regionali del DM Aree Idonee siano stati rispettati fino al 2025, il dato di installato di 7.191 MW sarebbe però da confrontare con i 12.000+ MW/anno necessari per centrare gli obiettivi al 2030 del PNIEC aggiornato. Appare evidente dunque il *gap* fra la situazione corrente e gli obiettivi di decarbonizzazione europei.

Un'altra realtà con cui il sistema si deve confrontare è il nuovo equilibrio dei prezzi dell'energia elettrica. Prima dello scoppio del nuovo conflitto nel Golfo, e a seguito del rientro dello shock dei prezzi dovuto alla guerra in Ucraina, il PUN si era stabilizzato in un intervallo di 100-130 €/MWh. L'ultimo dato visibile (aprile 2026, fino al 20/04/2026) mostra un PUN intorno a 123 €/MWh, ancora nei limiti dell'intervallo ma con una variazione tendenziale del +23%.

**Fig. 2.1: PUN-Index GME mensile e variazione tendenziale (mar-2020-apr-2026)**

Fonte: elaborazioni I-Com su dati GME



### 3. ELETTRIFICAZIONE: SFIDE E CRITICITÀ

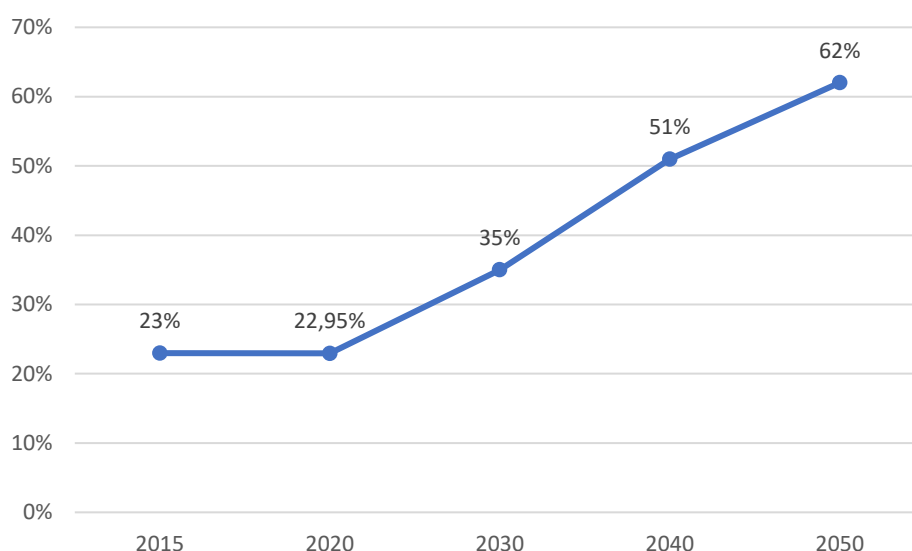
L'elettrificazione, come ormai noto, è stata scelta come strada maestra per la decarbonizzazione, perché a tendere tutta la produzione di energia elettrica non dovrebbe comportare l'emissione di gas climalteranti. Un ulteriore beneficio deriverebbe dal maggior risparmio per il consumatore dato dalla maggior efficienza riscontrata nei sistemi elettrificati rispetto a quelli alimentati tramite energia di origine fossile. La maggior efficienza garantita potrebbe poi anche tradursi in un minor consumo energetico, in quanto una stessa azione richiederebbe un fabbisogno energetico minore per essere espletata. Un altro fattore rilevante è l'aumento della diversificazione, e quindi, della sicurezza energetica in quanto i Paesi europei potrebbero fare maggior affidamento su fonti interne e non soggette a potenziali rischi geopolitici. Non va tuttavia dimenticato che per

elettrificare su larga scala, la rete va potenziata e resa più flessibile. Cosa che comporta dei costi, ma anche potenziali avanzamenti sul piano dell'innovazione con maggiore l'introduzione di maggiore flessibilità ed efficienza oltre a un'ulteriore espansione della rete. Ne andrebbe sottovalutato che le nuove rinnovabili occupano molto più spazio degli impianti termoelettrici che vanno a sostituire, una questione per nulla semplice, specie in Paesi con l'Italia dove le superfici disponibili (in fondo) non abbondano.

Tramite il Clean Industrial Deal e l'Affordable Energy Action Plan, l'UE si pone come obiettivo il raggiungimento del target del 32% come quota di consumo finale di energia coperto da elettricità, da raggiungere entro il 2030. Per raggiungere questo obiettivo sono necessari investimenti in energia pulita e flessibilità nel settore dei trasporti, nel settore dell'industria e in quello degli edifici. Dall'altro lato, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE, l'elettrificazione dovrà essere pari al 35%, 51% e 62% dei consumi finali energetici, rispettivamente entro il 2030, 2040 e 2050.

**Fig. 3.1: Tasso di elettrificazione in UE27, con proiezioni al 2050**

Fonte: Elaborazioni I-Com su dati Eurelectric, Power Barometer 2025



*Entro il 2030 l'UE deve raggiungere il target del 30% come quota di consumo finale di energia coperto da elettricità*

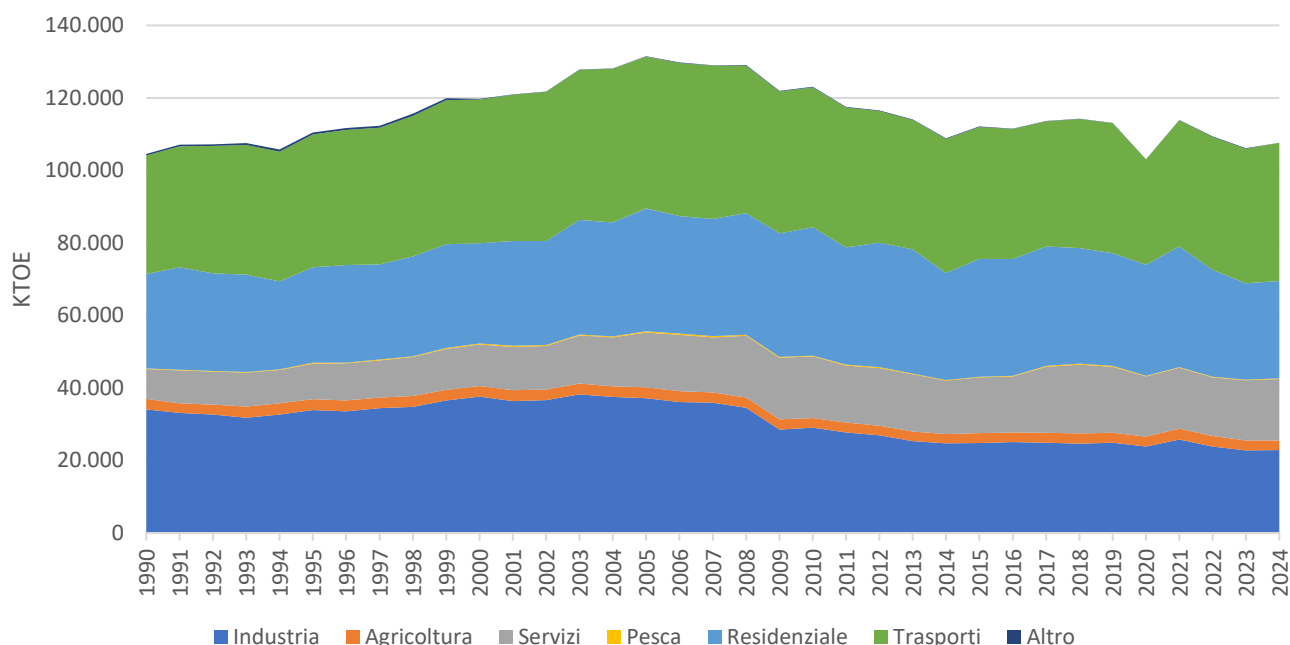
I settori dell'industria, dei servizi, del residenziale e dei trasporti rappresentano la quasi totalità dei consumi finali di energia in Italia. In testa troviamo i trasporti che raggiungono quota 35,4% con 38 Mtep di energia consumata nel 2024, seguiti dal residenziale con il 24,9% e dall'industria con il 21,3%. Anche i servizi sono rilevanti con il 15,4% sul totale dei consumi finali. Rimangono invece marginali i consumi relativi al settore dell'agricoltura e della pesca che sommati restano comunque al di sotto dei 3 Mtep.

La struttura dei consumi per settore è mutata nel tempo. Il settore più energivoro all'inizio della serie era quello dell'industria, la cui quota risulta però calata di 11,4 punti nel 2024. Lungo

lo stesso periodo, sono invece cresciuti i consumi legati ai servizi che sono avanzati di quasi 8 punti. Anche i trasporti segnano lungo la serie un incremento di circa 4 punti.

**Fig. 3.1: Consumi finali di energia in Italia (2024), per settore**

Fonte: elaborazioni I-Com su dati Eurostat



*I settori dell'industria, dei servizi, del residenziale e dei trasporti rappresentano praticamente la totalità dei consumi finali di energia in Italia*

Il tasso di elettrificazione in Italia nel 2023 raggiungeva il 22%, e risultava quindi leggermente inferiore rispetto alla media dell'UE che è invece poco al di sotto del 23%. A livello europeo, il tasso di elettrificazione dal 1990 all'ultimo dato disponibile risulta aumentato solo di 5 punti percentuali, mentre per raggiungere il target al 2030, rispetto all'ultimo dato, in sette anni si dovrebbe avere un incremento di almeno 7 punti.

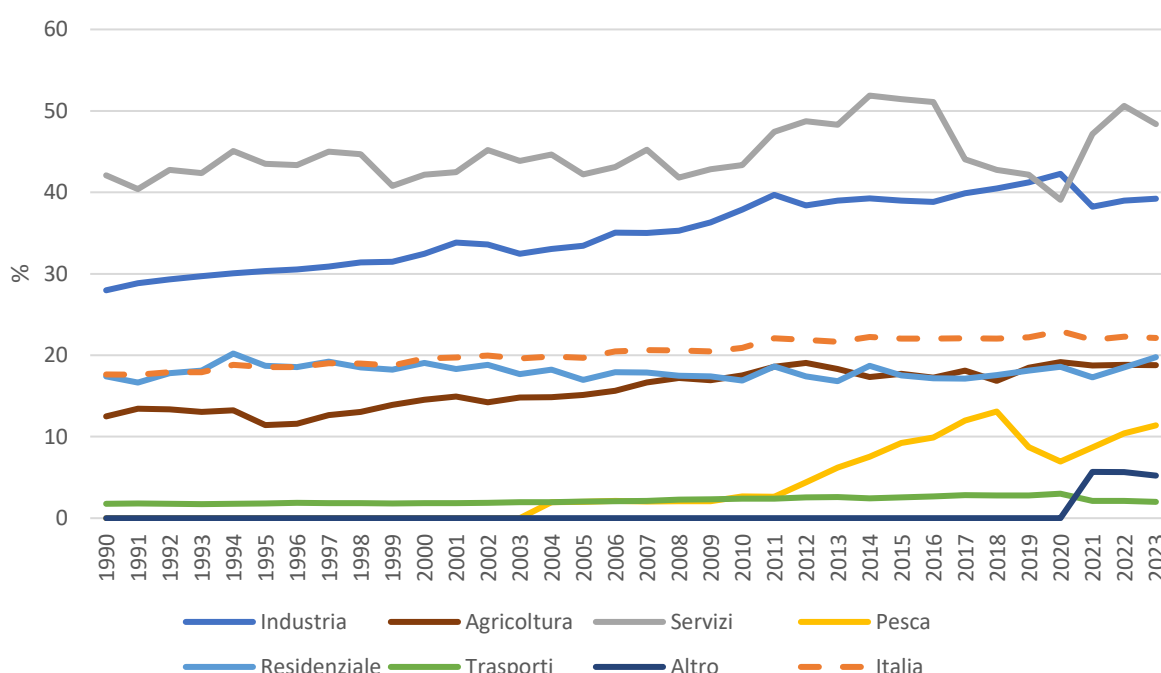
L'avanzamento dell'Italia nell'elettrificazione da inizio periodo si attesta intorno ai 4 punti e mezzo e segue un trend piuttosto piatto. Le dinamiche settoriali mostrano evoluzioni a diverse velocità, pur confermando una tendenza positiva per tutti i settori in analisi. I settori dell'industria e della pesca mostrano la crescita maggiore tra il 1990 e il 2023, con un aumento di circa 11 punti percentuali. A seguire troviamo l'agricoltura e i servizi che crescono di circa 6 punti ciascuno e mostrano un avanzamento simile nel tempo. Pochi risultati invece sul fronte del residenziale e dei trasporti dove si registra solamente un incremento di 2 punti nel primo e un incremento quasi nullo sui trasporti.

*Il tasso di elettrificazione in Italia nel 2023 raggiungeva il 22%,  
e risultava quindi di poco inferiore alla media dell'UE*

Nel 2023, il settore più elettrificato risultava essere quello dei servizi con un tasso del 48% seguito dal settore dell'industria che sfiorava il 40%. Il settore del residenziale, dati gli scarsi progressi, si attesta poco al di sotto del 20%. Infine, i trasporti si confermano il settore più difficile da elettrificare con un tasso di elettrificazione fermo al 2%, il più basso tra tutti i settori analizzati.

**Fig. 3.2: Percentuale di elettrificazione dei consumi finali energetici in Italia (2023-1990), per settore**

Fonte: elaborazioni I-Com su dati Eurostat



*I trasporti si confermano il settore più difficile da elettrificare  
con un tasso di elettrificazione fermo al 2% e un avanzamento  
quasi nullo*

I dati ci mostrano come l'elettrificazione sia un processo che richiede tempo e il raggiungimento dei prossimi target nei tempi previsti dall'UE rimane molto incerto, considerando gli sviluppi passati. Sia a livello europeo che a livello italiano, i progressi fatti hanno richiesto un arco temporale relativamente esteso, con dinamiche diverse da settore a settore. Per accelerare l'elettrificazione, le politiche generali dovranno essere quindi affiancate da politiche e incentivi che rimuovano le barriere peculiari dello specifico settore.

## 4. CONCLUSIONI

Il 2025 consegna un paradosso: l'Europa ha superato per la prima volta le fonti fossili nella generazione elettrica, ma questo traguardo non si traduce in un sistema più solido, né in Italia né a livello continentale. La crescita dell'offerta rinnovabile — trainata soprattutto dal fotovoltaico su larga scala — non è accompagnata da una crescita equivalente della domanda, della flessibilità di sistema e delle infrastrutture di rete. Il risultato è un disallineamento strutturale che il nuovo shock geopolitico del Golfo ha reso ancora più visibile, riportando prezzi e vulnerabilità energetica al centro dell'agenda con una intensità che ricorda il 2022, pur in un contesto di partenza oggettivamente più solido rispetto ad allora.

Per l'Italia, questo paradosso assume una fisionomia specifica. Il tasso di elettrificazione dei consumi finali resta fermo al 22%, la domanda elettrica è sostanzialmente piatta, e il ritmo di installazione rinnovabile — pur in linea con gli obiettivi regionali del DM Aree Idonee — corre a circa metà della velocità necessaria per centrare il PNIEC al 2030. A questo si aggiunge una dipendenza dal gas nella formazione del prezzo marginale (89% delle ore) nettamente superiore a quella di Francia, Germania, Spagna o Paesi Bassi, che rende il sistema italiano strutturalmente più esposto alla volatilità dei mercati fossili internazionali. Non è quindi un problema congiunturale, ma un nodo strutturale che nessuna misura emergenziale può sciogliere in modo duraturo. I dati settoriali rafforzano questa lettura. I trasporti restano il settore più difficile da elettrificare (2%, avanzamento quasi nullo in oltre trent'anni), mentre industria e servizi mostrano dinamiche più incoraggianti ma comunque insufficienti rispetto ai target UE (35% al 2030, 51% al 2040, 62% al 2050). La distribuzione regionale della capacità rinnovabile aggiuntiva, inoltre, evidenzia un disallineamento fra dove si genera potenziale energia pulita (Sud e Isole) e dove la rete di trasmissione è già in grado di accoglierla (Nord e aree a maggiore densità infrastrutturale) — un vincolo che rischia di trasformarsi in un freno strutturale alla decarbonizzazione se non affrontato con investimenti mirati.

Si individuano alcune priorità strategiche per adeguare il sistema elettrico italiano alle sfide poste dal contesto congiunturale:

- Accelerare gli investimenti di rete e la capacità di accumulo. Il collo di bottiglia principale non è più la capacità installata, ma l'integrazione sistemica: senza un raddoppio degli investimenti in rete (come indicato dalla IEA) e senza una crescita significativa dello storage, l'espansione rinnovabile rischia di generare inefficienze di mercato e *curtailment* crescente.
- Superare la frammentazione autorizzativa regionale. Le tre Regioni in deficit rispetto al DM Aree Idonee (Sardegna, Calabria, Puglia) sono anche quelle a maggiore potenziale rinnovabile: un intervento mirato su iter autorizzativi, consenso locale e potenziamento della rete di trasporto in queste aree avrebbe un impatto sproporzionatamente positivo sul raggiungimento degli obiettivi nazionali.
- Politiche settoriali differenziate per l'elettrificazione. I trasporti richiedono un approccio radicalmente diverso da industria e servizi: strumenti orizzontali (incentivi generici, segnali di prezzo) non bastano a smuovere un settore fermo al 2% da oltre trent'anni. Servono politiche mirate su mobilità elettrica, infrastrutture di ricarica e, per l'industria, elettrificazione dei processi ad alta intensità energetica.

- Ricostituire un cuscinetto strutturale contro la volatilità dei prezzi fossili. La quota di ore in cui il gas fissa il prezzo marginale in Italia (89%) è un'anomalia rispetto ai principali partner europei e va affrontata sia lato offerta (accelerazione rinnovabile e nucleare/SMR ove pertinente) sia con riforme che riducano la trasmissione della volatilità fossile ai consumatori finali.
- Rilanciare la domanda residenziale di fotovoltaico. Il calo dell'installato rooftop, se non compensato, mette a rischio il target UE di 750 GW al 2030 (proiezione attuale: 718 GW): strumenti di sostegno mirati al segmento domestico, oggi in flessione per il progressivo esaurimento degli incentivi, restano necessari accanto alla crescita del solare utility-scale.