



Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO Anno 2025

n. 1/2026

versione_1.1_16.04.2026



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2025

n. 1/2026

2026 - ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

A cura di Francesco Gracceva (francesco.gracceva@enea.it), sezione Analisi del sistema energetico (DIRGEN/SISTEN)

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Vittoria Battaglia, Andrea Colosimo, Livio De Chicchis, Daniela Palma

Capitolo 1: B. Baldissara, F. Gracceva

Capitolo 2: V. Battaglia, A. Colosimo, F. Gracceva

Capitolo 3: L. De Chicchis, D. Palma

Capitolo 4: F. Gracceva

Sommario

1. Tendenze del sistema energetico
2. Sicurezza energetica
3. Prezzi dell'energia e competitività italiana
4. Stato della transizione energetica italiana

Sintesi dei contenuti: in UE e Italia transizione fuori traiettoria, competitività sotto pressione

Nel 2025 il sistema energetico europeo è rimasto sostanzialmente fermo: i consumi sono stagnanti da tre anni (energia primaria ~1.210 Mtoe), nonostante una ripresa del PIL (+1,6%), frenati da prezzi ancora elevati (gas +70% vs pre-crisi) e dalla crisi dell'industria energivora (-3%).

Il percorso verso i target 2030 è di fatto bloccato: il gap rispetto agli obiettivi EED resta ampio (-21,8% sull'energia primaria; +18% sui consumi finali rispetto al target), e richiederebbe ora una riduzione annua dei consumi senza precedenti (~-4% primaria, -3,2% finale).

Anche la decarbonizzazione procede troppo lentamente: le rinnovabili crescono ma restano sotto traiettoria (quota <26% vs 28,5% atteso), mentre le emissioni calano appena (-1% nel 2025) e richiederebbero ora riduzioni superiori al 7% annuo (vs ~2% medio dal 2019).

In questo contesto fragile, la crisi in Medio Oriente introduce un rischio sistemico: un eventuale blocco dello Stretto di Hormuz (oltre il 20% del petrolio mondiale) potrebbe generare uno shock energetico di portata storica, finora attenuato solo da condizioni di eccesso di offerta e da aspettative che la crisi sia breve.

L'Italia risulta particolarmente esposta: già nel breve periodo si registrano extra-costi energetici superiori a 1 miliardo di euro al mese (marzo), mentre i margini di riduzione della domanda appaiono limitati (consumi gas già -15% vs media 2017-2022).

Nel complesso, il 2025 evidenzia un sistema energetico europeo in transizione incompiuta, con domanda stagnante, decarbonizzazione lenta, ritardi strutturali e vulnerabilità agli shock geopolitici.

Nel 2025 il sistema energetico italiano mostra una dinamica debole e disallineata: i consumi calano solo marginalmente (-0,8% primaria, -0,2% finale), senza segnali di accelerazione verso gli obiettivi 2030.

Le rinnovabili crescono ma restano in ritardo significativo (~20% dei consumi finali vs 25% previsto; circa 23 Mtep contro i 29 Mtep previsti nel PNIEC), mentre il mix resta sbilanciato: aumentano il gas (+2%) e, rispetto alle attese, anche il petrolio (+20% rispetto allo scenario PNIEC).

Il quadro emissivo è particolarmente critico: le emissioni sono stazionarie, rendendo necessario un taglio annuo del 6-7% fino al 2030 (raggiunto solo in pochi anni eccezionali negli ultimi decenni).

Nel complesso, la transizione risulta già fuori traiettoria rispetto alla traiettoria delineata meno di due anni fa nel PNIEC: ritardi diffusi nelle rinnovabili (anche nei trasporti: 10% vs 15% target) e stagnazione dell'elettrificazione dei consumi.

Sul fronte competitivo, persistono forti criticità: il prezzo dell'elettricità resta tra i più alti in Europa (116 €/MWh vs 90 in Germania, 65 in Spagna), mentre l'industria energivora continua a contrarsi (-10% rispetto alla manifattura).

Il miglioramento del saldo commerciale low-carbon (deficit ridotto a <4 miliardi, da >5) è parziale e fragile: trainato dai PHEV, non compensa il forte disavanzo nei BEV (>2,3 miliardi) e nel fotovoltaico (~1 miliardo).

Nel complesso, il 2025 conferma per l'Italia una traiettoria di transizione lenta, squilibrata e vulnerabile, con ritardi strutturali nella decarbonizzazione e crescente perdita di competitività energetica. Lo conferma l'indice ENEA ISPRED, che segna un nuovo minimo storico (-30% su base annua).

1. Tendenze del sistema energetico

UE-27: nel 2025 consumi energetici stazionari e pressoché fermi da tre anni...

Nel 2025 il quadro macroeconomico europeo ha mostrato segnali di miglioramento - il PIL dell'UE-27 è cresciuto dell'1,6% (contro il +1% del 2024), ma resta condizionato da due fattori che hanno un significativo effetto depressivo sui consumi di energia: prezzi dell'energia su livelli ancora storicamente elevati (gas +70% rispetto al decennio pre-2022, elettricità oltre due volte in Italia e Germania) e l'estrema debolezza della produzione dell'industria energivora (in calo di oltre il 3%, a fronte di un aumento dell'1,5% della produzione dell'intera industria), che si colloca su nuovi minimi di lunghissimo periodo.

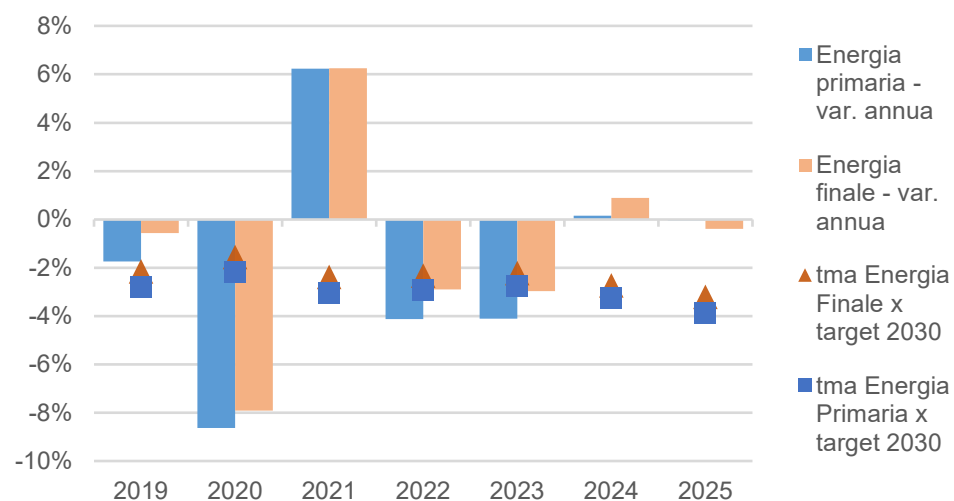
Nel 2025, il consumo di energia primaria nell'UE-27 è stimato stazionario a circa 1.210 milioni di tonnellate di equivalente petrolio (Mtoe), livello pressoché costante dal 2023. E' quindi fermo il percorso di avvicinamento all'obiettivo stabilito nella revisione del 2023 della Direttiva sull'Efficienza Energetica, che si traduce in un target di 992,5 Mtep entro il 2030: il gap è da tre anni fermo al 21,8%. Il picco storico dei consumi di energia primaria dell'UE è stato toccato nel 2006 con 1511 Mtoe, +52% dall'obiettivo 2030.

Pressoché identica è la dinamica dei consumi di energia finale, stimati in calo marginale nel 2025, appena al di sotto dei 901 Mtoe del 2024 ma ancora al di sopra degli 893 Mtep del 2023. Rispetto all'obiettivo fissato nella EED di non più di 763 Mtoe entro il 2030- corrispondente a -11,7% by 2030 rispetto alla proiezione di consumi 2030 inclusa nel reference scenario pubblicato dalla Commissione nel 2020- il consumo di energia finale del 2025 è superiore di quasi il 18,0%. Il picco storico dei consumi di energia finale dell'UE è stato toccato nel 2006 con 1022 Mtoe, +52% dall'obiettivo 2030.

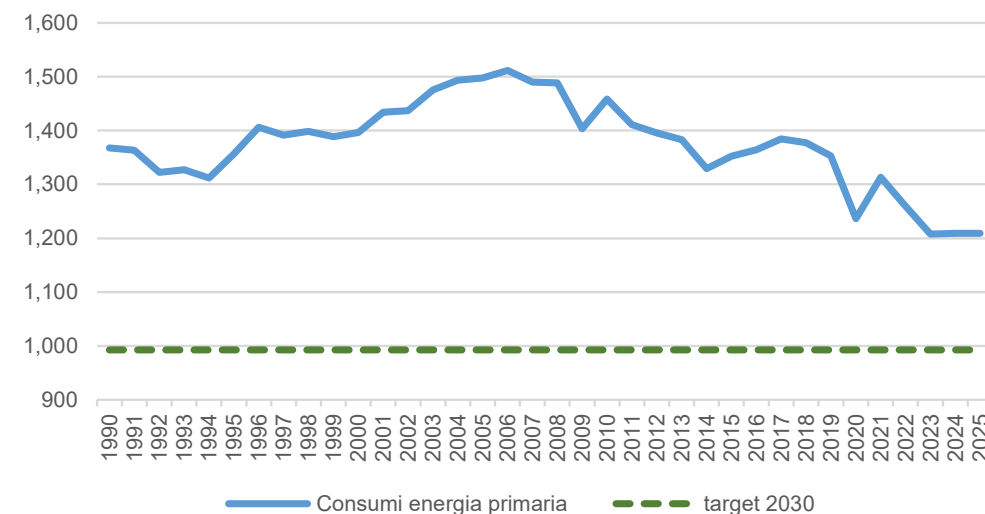
Per raggiungere gli obiettivi 2030 fissati dalla Energy Efficiency Directive servirebbe ora un calo di circa il 4% medio annuo dell'energia primaria, del 3,2% medio annuo dell'energia finale, laddove nel 2022 era sufficiente in entrambi i casi un calo medio annuo inferiore di circa un punto percentuale (-3% m.a. per l'energia primaria, -2,2% m.a. per la finale).

Negli ultimi 35 anni solo in cinque casi si sono registrate riduzioni dei consumi di energia primaria dell'ordine del 4% o superiori (nel 2009, prima crisi finanziaria, nel 2014, nel 2020, anno della pandemia, e nel biennio 2022-2023, caratterizzato dai livelli record dei prezzi dell'energia), solo 4 volte riduzioni dell'energia finale superiori al 3% (nel 2009, nel 2011 e 2014, due anni caratterizzati da clima molto mite, nel 2020).

... e per i target EED 2030 serve ora un calo medio annuo di oltre il 3%



Consumi di energia primaria e finale nell'UE27 – variazioni % tendenziali e tassi di variazione medi annui necessari per raggiungere i target 2030



Consumi di energia primaria nell'UE27 – dati storici e target 2030 (Mtep)

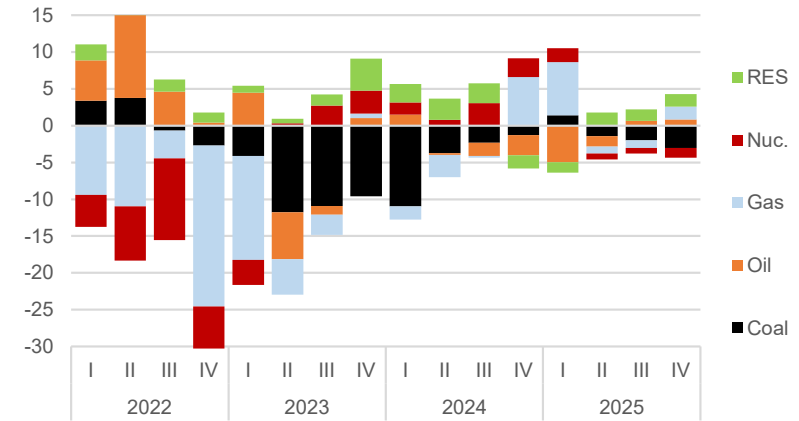
In aumento il gas e le rinnovabili, che però sono già al di sotto della traiettoria della Direttiva RED III

In termini di fonti primarie sono aumentati i consumi di gas naturale (+2,5%), le fonti rinnovabili (+2,2%) e il nucleare (+0,8%, + 8% rispetto ai minimi del 2023), si sono ridotti i prodotti petroliferi (-1%) e il carbone (-3%).

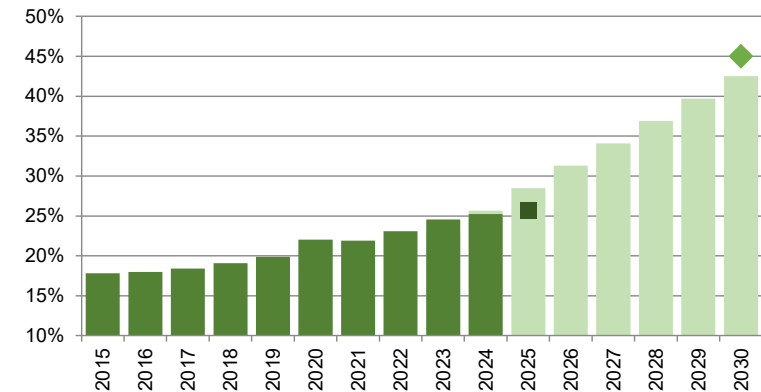
Nonostante l'aumento, la quota di rinnovabili sui consumi finali è stimata in aumento modesto, fermandosi al di sotto del 26%, a fronte del 28,5% previsto nella traiettoria della Direttiva RED III (verso il target del 42,5% al 2030, peraltro innalzato al 45% nel pacchetto REPowerEU).

Per le emissioni di CO₂ si stima un modesto calo, inferiore all'1%. Le emissioni di GHG (da consumi energetici) sono stimate inferiori di circa il 33% rispetto al 1990, ma dal 2019, anno precedente la pandemia, la riduzione media annua è stata di poco superiore al 2%. Il raggiungimento del target 2030 richiede ora un calo medio annuo delle emissioni di GHG (da consumi energetici) superiore al 7%, un valore che negli ultimi 35 anni è stato raggiunto (o superato) solo nel 2009, nel 2020 e nel 2023.

Per di più, il calo richiesto è molto superiore alla riduzione media annua del 5% prevista tra il 2023 e il 2030 dallo scenario di policy (WAM, With Additional Measures) ricostruito dalla European Environment Agency a partire dalle proiezioni nazionali riportate dagli Stati membri nell'ambito del Regolamento sulla governance.

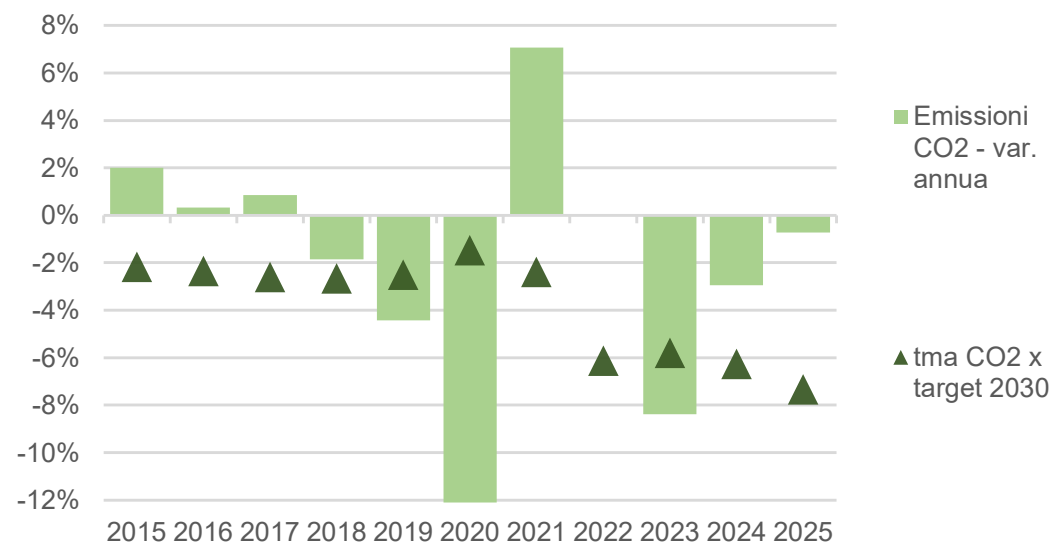


Energia primaria per fonte nell'UE27 - var. tendenziale (Mtep)

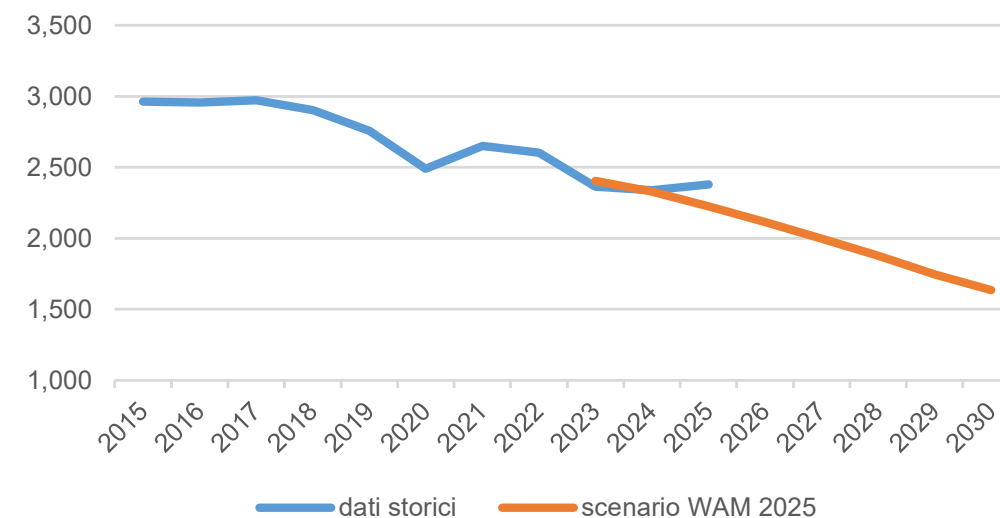


Quota di rinnovabili sui consumi di energia nell'UE27 – dati storici, traiettoria Direttiva RED III e target REPowerEU 2030

Emissioni in calo marginale, dinamica incompatibile con i target 2030 e già al di sopra del più recente scenario WAM



Emissioni di CO₂ nell'UE27 – variazioni tendenziali e tasso medio annuo di variazione necessario per il target 2030 (%)



Emissioni di CO₂ nell'UE27 (Mt) – dati storici e traiettoria dello scenario With Additional Measures 2025 (European Environment Agency)

Guerra in Iran: potenziale shock energetico superiore che in passato, ma impatto ancora limitato sui prezzi...

La nuova crisi legata al blocco dello Stretto di Hormuz – attraverso cui transita oltre un quinto del petrolio mondiale e, per l'UE, circa il 6% del greggio, oltre il 10% dei prodotti petroliferi importati e il 9% del GNL – presenta caratteristiche tali da poter configurare una delle più gravi crisi energetiche della storia. Va tuttavia considerato che, rispetto agli shock del 1973 e 1979, l'intensità energetica globale si è ridotta del 40% e il peso del petrolio nei consumi è sceso dal 50% al 30%, pur rimanendo dominante nei trasporti.

In effetti, nel primo mese, gli effetti sui prezzi sono stati relativamente contenuti rispetto all'entità dell'interruzione dei flussi, sia per condizioni di eccesso di offerta nei mercati di petrolio e gas, sia per aspettative di breve durata della crisi.

In caso di prolungamento, sarà cruciale la capacità di attenuare gli impatti attraverso misure di contenimento della domanda, come già avvenuto nel 2022-2023. Tuttavia, nel caso del gas europeo i margini appaiono oggi più limitati. Le misure introdotte dall'UE (Regolamenti 2022/1369 e 2023/706) hanno infatti già prodotto riduzioni significative dei consumi tra il 2023 e il 2024 (fino a -20% per il gas e -5% per l'elettricità rispetto alla media 2017-2022), una parte delle quali si è consolidata strutturalmente. Anche nel 2025 i consumi restano inferiori di circa il 15% in Europa (circa il 14% in Italia), nonostante condizioni climatiche più rigide.

A ciò si aggiunge che i prezzi del gas, pur in aumento, si collocano intorno ai 50 €/MWh: livelli ancora elevati in termini storici, ma nettamente inferiori ai picchi del 2022-2023, con un conseguente indebolimento degli incentivi economici a ulteriori riduzioni della domanda.

Il recente rialzo dei prezzi legato alla crisi in Iran ha già prodotto effetti rilevanti

sull'economia italiana: per il mese di marzo si stima che il costo del gas importato possa superare ampiamente i 2 miliardi di euro, almeno mezzo miliardo in più del costo che si sarebbe registrato al prezzo medio dei precedenti dodici mesi.

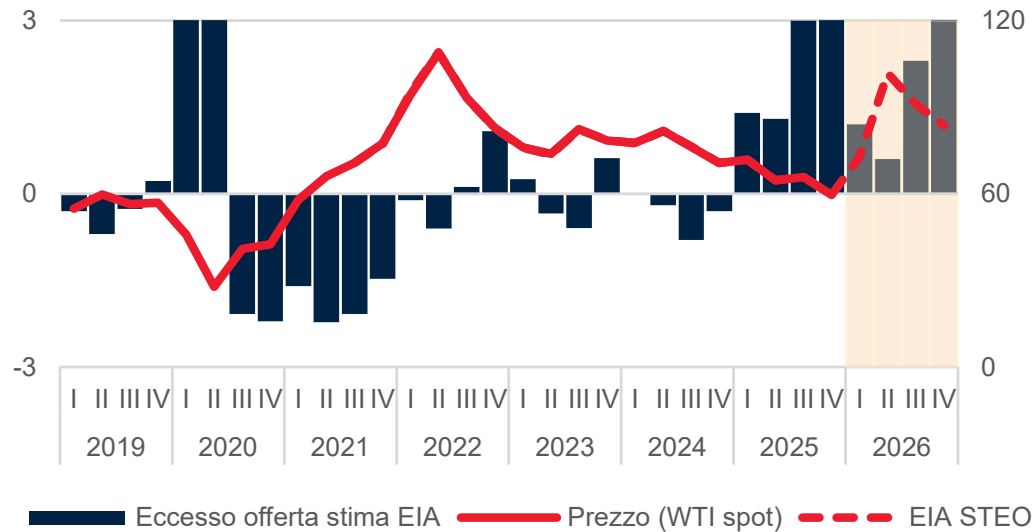
Nel caso del petrolio sono disponibili meno dati per una prima stima dell'extra-costi delle importazioni a marzo, ma è comunque possibile collocarlo al di sopra del mezzo miliardo di euro (sempre rispetto a quello che si sarebbe registrato al prezzo medio dei precedenti dodici mesi).

Su un orizzonte più ampio, l'evoluzione dei prezzi del gas importato in Italia evidenzia tre fasi: (i) il periodo 2010-inizio 2020, con prezzi stabilmente sotto i 30 €/MWh; (ii) il quadriennio tra il secondo semestre 2020 e il primo 2023, caratterizzato da un forte aumento fino al picco di 345 €/MWh; (iii) l'ultimo triennio, con una nuova stabilizzazione ma su livelli più elevati (30-55/60 €/MWh).

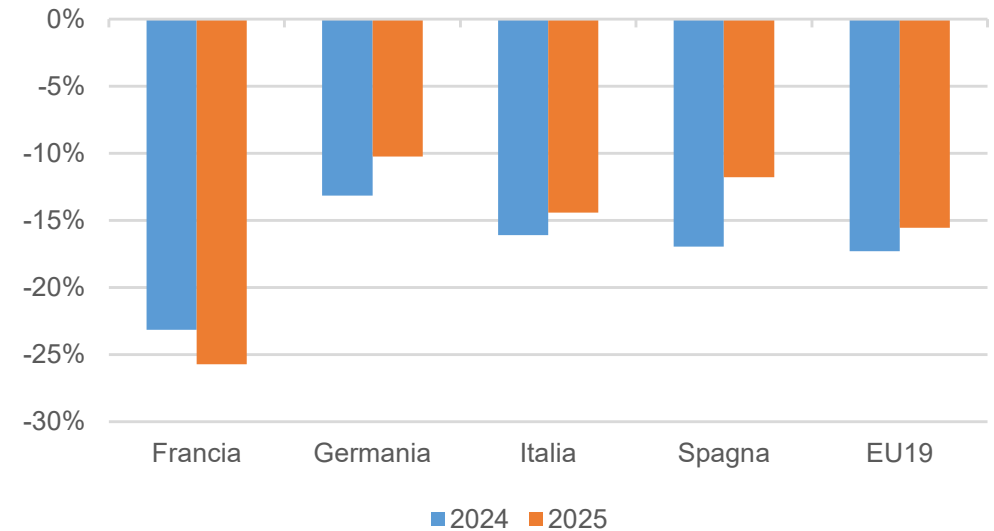
Il drastico impatto di questa evoluzione del mercato emerge dal costo medio mensile delle importazioni di gas in Italia (dati Istat), che nell'ultimo triennio si è attestato a oltre 2 miliardi di euro, circa il doppio rispetto al periodo pre-crisi, pur restando inferiore ai circa 5 miliardi mensili della fase più acuta del 2022.

Il nuovo aumento registrato a marzo si innesta quindi su livelli già storicamente elevati.

... anche per la situazione di eccesso di offerta sui mercati di petrolio e gas

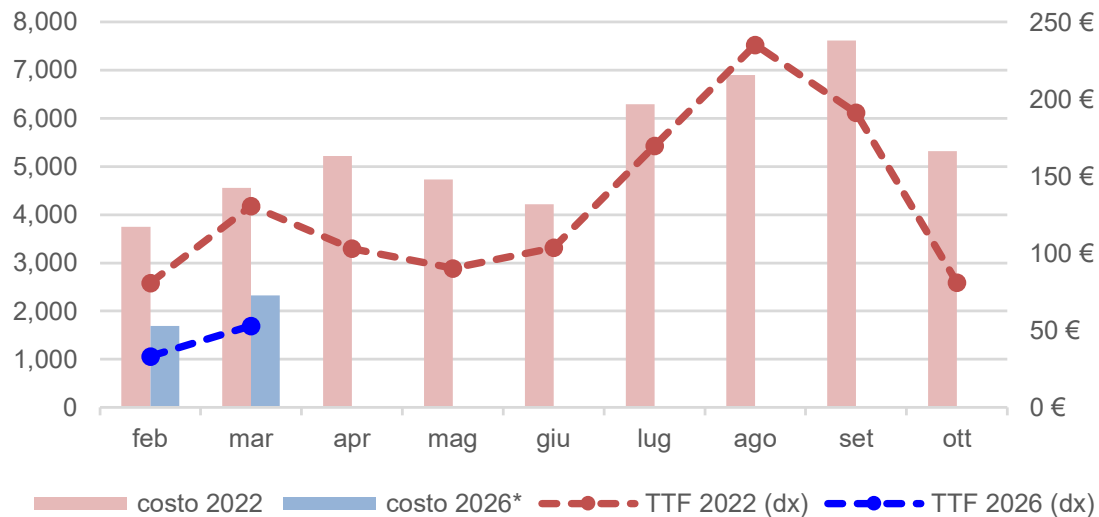


Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni EIA (Short-Term Energy Outlook del 10/03/2026)

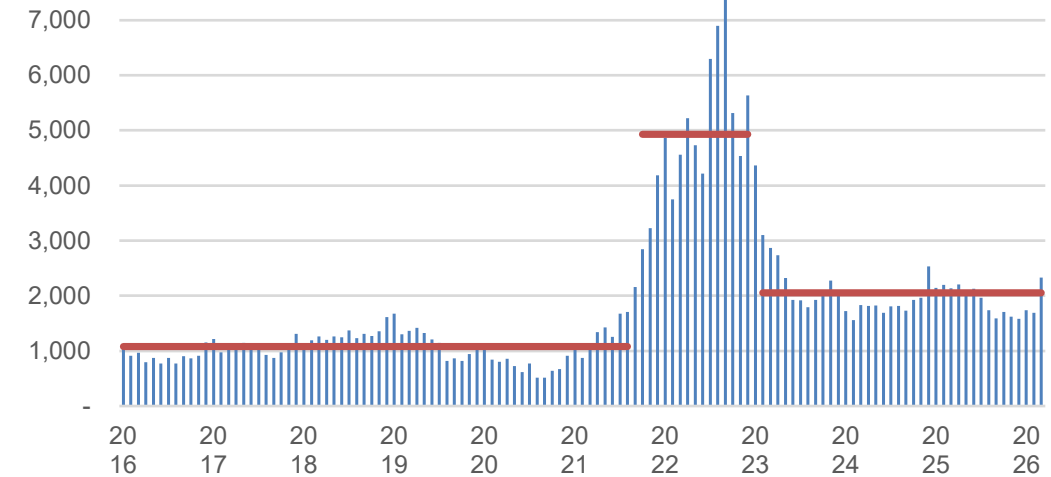


Scostamento % dei consumi mensili di gas naturale rispetto alla media degli anni 2017-2022

Ma impatto già notevole sul costo del gas importato in Italia, che nell'ultimo triennio è già risultato doppio rispetto al decennio pre-crisi 2022



Costo mensile del gas importato in Italia - febbraio-ottobre 2022 e stima febbraio-marzo 2026 (milioni di €, asse sx) – e prezzo del gas al TTF negli stessi periodi (€/MWh, asse dx)



Costo mensile del gas importato in Italia e medie su tre periodi (2016-2021, 2022, 2023-2025; milioni di €)

Energia primaria in Italia: domanda in lieve calo, sui minimi da fine anni '80...

I consumi italiani di energia primaria nel 2025 risultano in lieve calo rispetto al 2024: meno di un punto percentuale secondo la metodologia Eurostat, circa -1% secondo la metodologia dei bilanci energetici nazionali redatti dal MASE fino al 2018 (il divario tra le due stime deriva dalla differente valorizzazione delle fonti rinnovabili e delle importazioni nette di elettricità dall'estero; NB: nel seguito di questa sezione si utilizza la metodologia MASE per la coerenza della serie storica). La riduzione, pari a quasi 2 Mtep, si è concentrata nella seconda metà dell'anno, quando il calo tendenziale ha superato il 2%, dopo un primo semestre stazionario. Il dato del 2025 segue il lieve incremento del 2024 (+1% sul 2023), dopo le contrazioni più marcate del biennio precedente (-3% medio annuo).

A fine anno il fabbisogno di energia primaria si attesta a circa 156 Mtep (a 138 Mtep l'aggregato Gross Available Energy della metodologia Eurostat), confermandosi sui livelli più bassi dal 1990 (escluso il 2020) e inferiore di circa 8 Mtep rispetto alla media del decennio precedente (-5%).

La riduzione dei consumi si è verificata in un contesto di crescita, seppur moderata, del PIL, con un miglioramento dell'intensità energetica di quasi 2 p.p. sul 2024 (quando era aumentata di 1 pp sul 2023). Considerando la media dell'ultimo triennio - per attenuare l'effetto di fattori contingenti, in particolare climatici - l'intensità energetica risulta a fine 2025 inferiore di oltre il 15% rispetto a dieci anni prima e su livelli minimi storici.

La domanda di energia dei settori di uso finale (civile, trasporti e industria) ha continuato a muoversi sostanzialmente in linea con i principali driver, come sintetizzato dall'indice composito ENEA dei driver della domanda, che continua a presentare un'elevata correlazione con i consumi di energia. Nell'ultimo biennio

sembrano però esserci segnali che i consumi di energia si siano ridotti leggermente di più di quanto prevedibile sulla base dell'andamento dei driver.

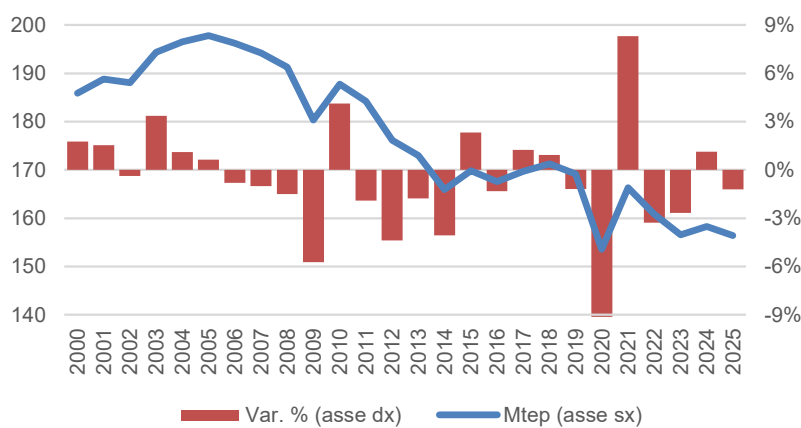
Il PIL ha registrato una crescita contenuta, pari a circa +0,5% (valori concatenati 2015), in linea con il biennio precedente. Permane invece debole la dinamica industriale: l'indice della produzione totale è risultato in media inferiore di circa l'1% rispetto al 2024, pur con segnali di miglioramento nella seconda parte dell'anno (+0,6%). Più marcata la difficoltà dei settori energy intensive, il cui indice si colloca oltre il 10% al di sotto della media della manifattura, già su livelli minimi di lungo periodo. In particolare, la forte contrazione della petrolchimica ha contribuito a una significativa riduzione dei consumi per usi non energetici.

Il clima ha avuto un impatto complessivamente neutro: maggiore domanda di riscaldamento nel I trimestre, per temperature più rigide, compensata da condizioni più miti nel IV trimestre (con dicembre più caldo di circa 1°C). Nei mesi estivi si è registrato un lieve effetto negativo sui consumi, per via di temperature mediamente più basse rispetto al 2024 (in particolare a luglio e agosto).

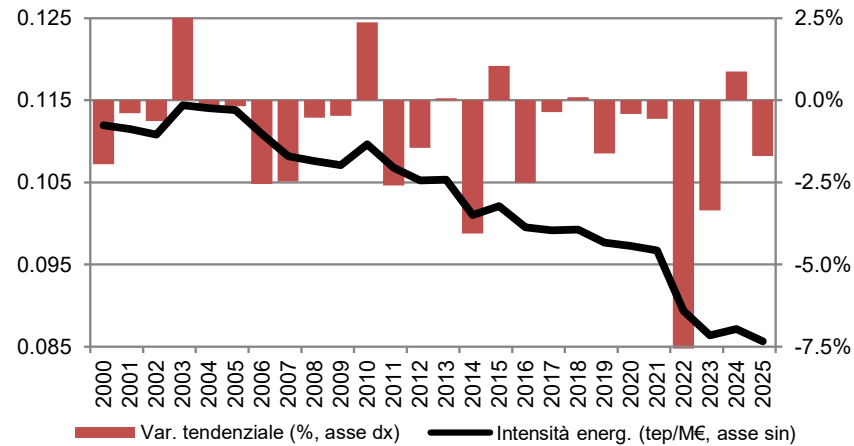
Moderatamente positivo è stato il contributo della mobilità stradale (soprattutto veicoli pesanti, dati ANAS), mentre si conferma la crescita del traffico aereo (+3% movimentazioni, dati Assaeroporti).

Va infine sottolineato come a contenere i consumi abbia contribuito anche il calendario, con tre giornate lavorative in meno rispetto al 2024.

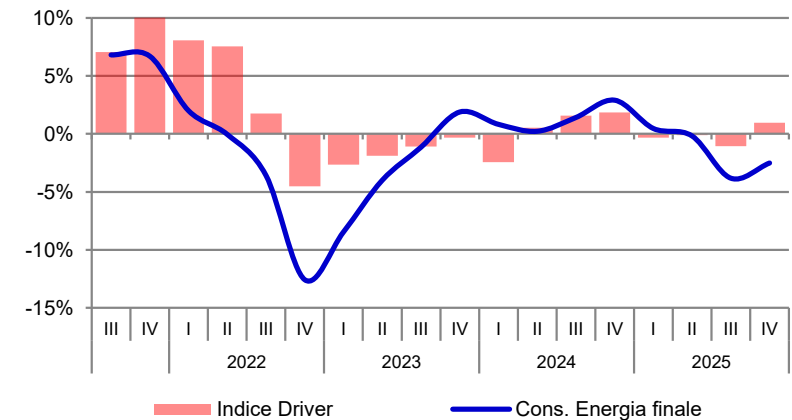
... ma anche in Italia ferma sui livelli di tre anni fa. Minimo storico per l'intensità energetica. La dinamica della domanda resta correlata con quella dei principali driver, ma con segnali di disallineamento



Consumi di energia primaria in Italia (Mtep, asse sx; NB: stima con metodologia bilanci energetici MASE) e variazioni tendenziali (%; asse dx)



Intensità energetica del PIL in Italia – valori assoluti (asse sx) e variazioni % tendenziali (dx)



Consumi di energia finale e Indice ENEA dei driver (variazioni tendenziali, %)

Prosegue la transizione del mix energetico italiano

Dal punto di vista del mix energetico, i consumi di fonti fossili scendono sotto i 109 Mtep (circa -1 Mtep su base annua), proseguendo un trend di riduzione già osservato nel triennio precedente. Con questo ulteriore calo, i livelli risultano inferiori anche al minimo registrato nel 2020. La quota dei fossili nel mix resta sostanzialmente stabile rispetto al 2024, ma si colloca per la prima volta leggermente al di sotto del 70%, segnando un nuovo minimo storico.

I consumi di gas sono stimati superiori ai 51 Mtep, in aumento di circa 1 Mtep sul 2024 (+2%), da ascrivere esclusivamente agli usi termoelettrici. Secondo i dati SNAM infatti il ricorso al gas naturale per la generazione elettrica è cresciuto di oltre 5% (+15% nel I semestre), in primis per compensare le minori importazioni nette di elettricità, in decisa contrazione (-1 Mtep). Nonostante la ripresa dell'ultimo biennio, i consumi di gas a fine 2025 restano comunque sui minimi dal 1988 (al netto del 2014 e del biennio 2023-24), e inferiori di ben 3 Mtep rispetto ai consumi di petrolio.

Si sono invece contratti i consumi di petrolio (circa 1,5 Mtep in meno sul 2024, -3%). La richiesta è diminuita di circa mezzo Mtep tra gennaio e giugno (-2%), ed in modo ancora più deciso nel II semestre (-1 Mtep tendenziale). Ma va rimarcato come questi cali siano da imputare in larghissima parte alla contrazione dei consumi nella petrolchimica (-1000 kt sull'anno precedente, -37%), oltre che ai bunkeraggi (-400 kt, -16%), solo in parte compensati dall'aumento delle vendite di combustibili per usi trasporto.

I consumi di prodotti petroliferi, tornati a diminuire dopo le variazioni nell'insieme trascurabili del 2023-24 e la decisa ripresa del biennio '21-22 (post-crollo 2020), si collocano a fine 2025 poco al di sotto di 55 Mtep, nettamente al di sotto dei livelli pre-Covid (di quasi 4 Mtep).

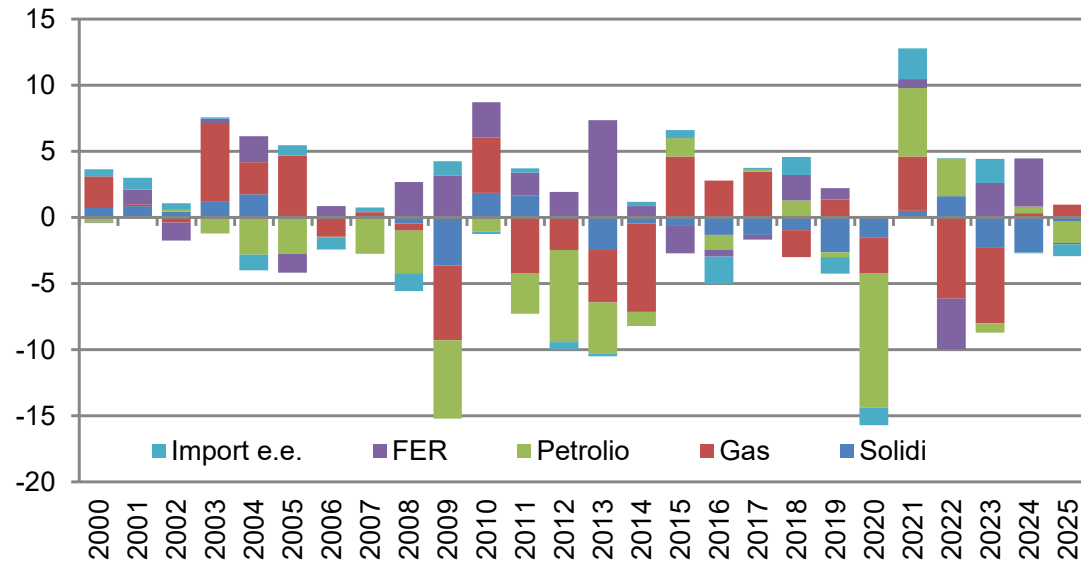
Le fonti rinnovabili sono stimate su livelli simili all'anno precedente (circa 37 Mtep secondo la vecchia metodologia MASE, circa 27 secondo la metodologia Eurostat). Al netto della variabilità della produzione idroelettrica si mantengono su un traiettoria di crescita, ma lenta e non sempre omogenea.

La netta flessione delle produzione idroelettrica (-21% sul 2024) che ha caratterizzato il 2025 è stato più che compensato dal maggiore ricorso alla generazione elettrica da fotovoltaico e biomasse. Per le fonti intermittenti (solare ed eolico) il risultato del 2025 - oltre 44 TWh di produzione, +25% sul 2024 - rappresenta un nuovo record storico.

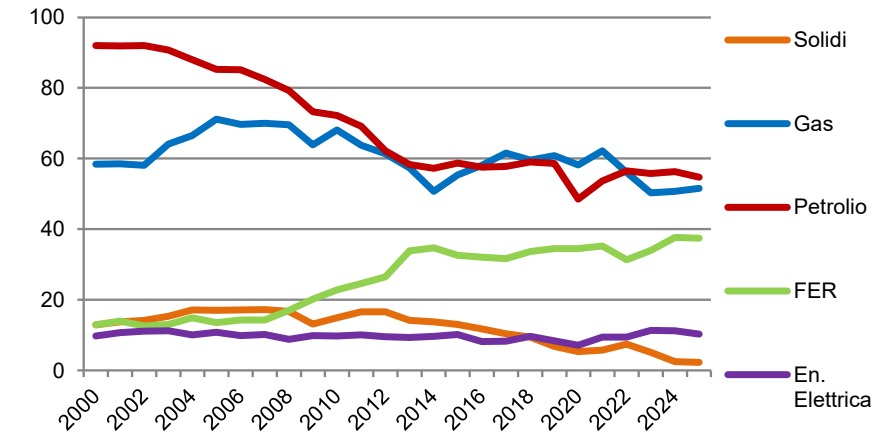
Un nuovo netto calo ha interessato il carbone e i combustibili solidi (-12%), con una flessione anche più accentuata nella termoelettrica, dove la produzione si è fermata sotto i 3 TWh (-14% sul 2024, dati Terna). Il risultato del 2025 si rileva dopo la caduta del biennio 23-24 (-40% in media), che aveva ripreso il trend discendente avviato dieci anni prima, temporaneamente interrotto nel biennio 2021-2022 a causa delle misure di contenimento dei consumi di gas adottate in risposta all'impennata dei prezzi. A fine 2025 i combustibili solidi rappresentano ormai circa l'1,5% dei consumi di energia primaria.

Sono infine tornati a diminuire le importazioni nette di elettricità (a 10,3 Mtep, quasi 1 Mtep in meno rispetto ai livelli del 2023 e 2024, -8%), rimaste comunque su livelli relativamente elevati, superiori di quasi il 20% rispetto alla media del quinquennio pre-2023.

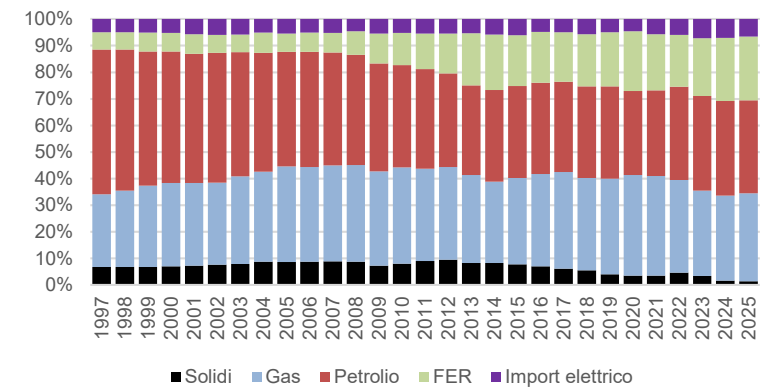
In calo petrolio, solidi e import elettrico, in aumento il gas. Ma petrolio sempre prima fonte



Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione sull'anno precedente, Mtep; NB: stima con metodologia bilanci energetici MASE)



Consumi annuali per fonte di energia primaria (Mtep)



Energia primaria per fonte (quote percentuali)

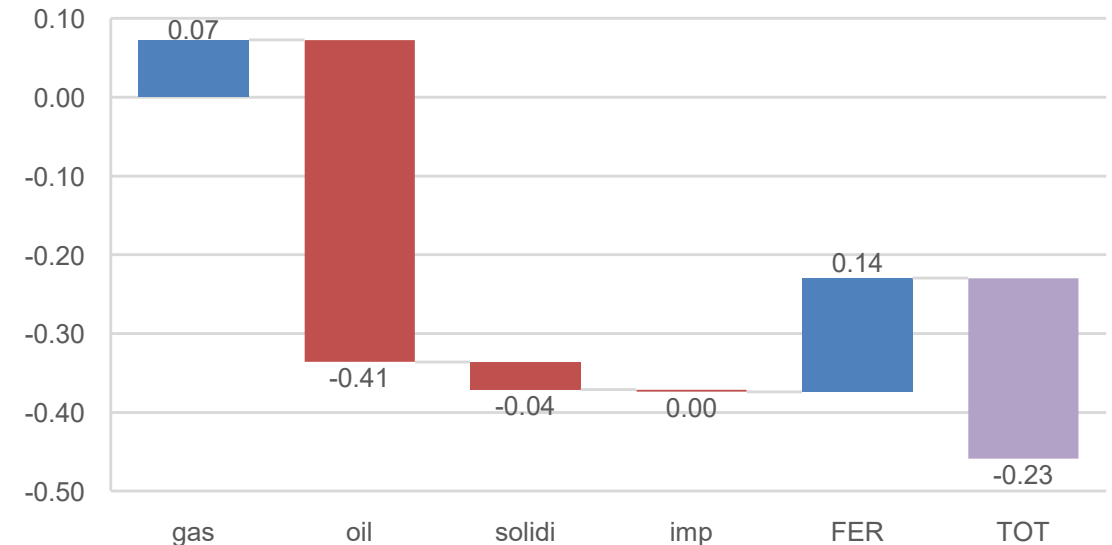
Nei primi mesi 2026 si conferma il trend di leggera riduzione dei consumi, ma sempre guidato dalla petrolchimica

Una stima preliminare, basata su dati parziali (ipotizzando per marzo una variazione tendenziale nulla dei consumi di petrolio), conferma anche per il I trimestre 2026 una riduzione tendenziale dei consumi di energia primaria in Italia in linea con quella del 2025: la contrazione sarebbe inferiore al punto percentuale rispetto al I trimestre del 2025 (NB: stima con la metodologia Eurostat).

Le fonti fossili sono stimate nell'insieme ancora in calo tendenziale, di circa mezzo Mtep (-2%), ma il calo è sempre tutto ascrivibile alla contrazione dei consumi di petrolio (-0,4 Mtep nel solo primo bimestre) nella petrolchimica. È invece in marginale aumento il gas naturale, per il maggior ricorso nella termoelettrica (+2%), mentre sostanzialmente stazionari sono rimasti i consumi di gas sulla rete di distribuzione e nell'industria.

Nel primo bimestre è poi continuata la caduta della generazione elettrica da carbone (-30% rispetto allo stesso bimestre 2025), sempre più residuale. È invece aumentata la generazione elettrica da fonti rinnovabili, perché la minore produzione da idroelettrico e biomasse risulta più che compensata dai risultati positivi di eolico (+50% rispetto al modesto I trimestre 2025) e solare (+20%). Si stimano infine stazionarie le importazioni nette di elettricità.

Una stima molto preliminare delle emissioni di CO₂, basata su i suddetti dati parziali di consumi di energia, delinea per il I trimestre 2026 la possibilità del ritorno a una leggera flessione.



Stima preliminare dei consumi di energia primaria per fonte nel I trimestre 2026 (variazione tendenziale sul I trimestre 2025, Mtep; NB: stima secondo metodologia bilanci Eurostat)

Nel 2025 calo dei consumi finali ma concentrato negli usi non energetici e nei bunkeraggi

I consumi finali di energia in Italia nel 2025 sono stimati pari a circa 115 Mtep (NB: stimati con la metodologia dei bilanci MASE, che includono usi non energetici e bunkeraggi), quasi 1,5 Mtep in meno rispetto al 2024 (-1%). Dopo un I semestre di variazione marginale, nel II semestre la richiesta di energia dei settori di impiego finale è invece diminuita del 3% rispetto allo stesso periodo del 2024.

Il calo del 2025 si registra dopo la ripresa del 2024 (+1,5% sull'anno precedente), riportando di fatto i consumi sui livelli del 2023, dopo la flessione del biennio '21-22. Alla fine del 2025 i consumi finali risultano sui minimi dal 1990, superiori solo ai livelli del 2020 (circa 2 Mtep).

In termini di settori, la riduzione dei consumi finali è imputabile per la gran parte alla minore richiesta di energia proveniente da petrolchimica e bunkeraggi (nell'insieme -1,5 Mtep), mentre negli altri settori le variazioni risultano complessivamente marginali.

Nei trasporti si stima un incremento minimo dei consumi (+0,5% circa sul 2024), un dato spiegabile con la variazione solo marginale dei consumi stradali (+0,3% sul 2024, in linea con la variazione dell'Indice di Mobilità Rilevata ANAS), e quella più significativa dei consumi di jet fuel (+3%, in coerenza con le movimentazioni negli aeroporti italiani stimate da Assaeroporti).

Per l'industria - petrolchimica esclusa - si stima una leggera flessione (-1% circa, in linea con il calo dell'Indice di produzione industriale). Sono in calo anche i consumi elettrici, per i quali l'IMCEI TERNA stima un -1% su base d'anno, mentre risulta marginale la variazione dei consumi di gas.

Per il settore civile i consumi energetici sono stimati sugli stessi valori del 2024,

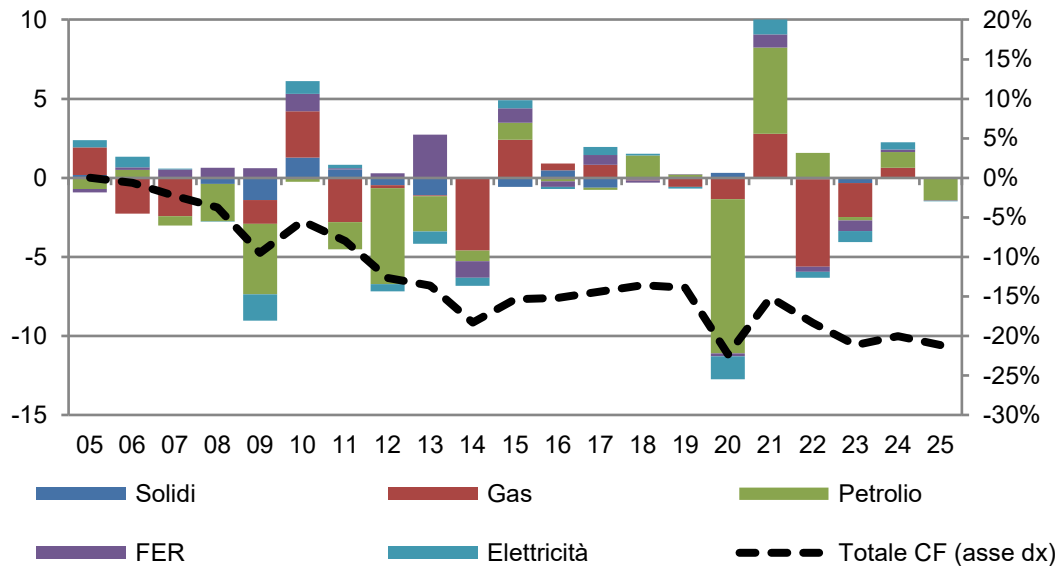
un dato spiegabile con l'andamento delle temperature.

In termini di fonti secondarie il calo del 2025 è imputabile in larghissima parte ai prodotti petroliferi (-1,5 Mtep), mentre gas ed elettricità fanno segnare variazioni trascurabili. Le vendite di prodotti petroliferi nel 2025 sono diminuite del 2,5% rispetto al 2024, quando erano cresciute del 2% sull'anno prima. In termini di prodotti, sono in aumento solo marginale i carburanti per autotrazione (+100 kt, +0,3%) e aviazione (+117 kton, +2%), più che compensati dalle minori vendite di prodotti per la petrolchimica, bunkeraggi e altri usi (-1500 kt nell'insieme). Si conferma l'andamento opposto per le vendite di benzina, in aumento del 4% sul 2024, e gasolio, in contrazione dell'1%.

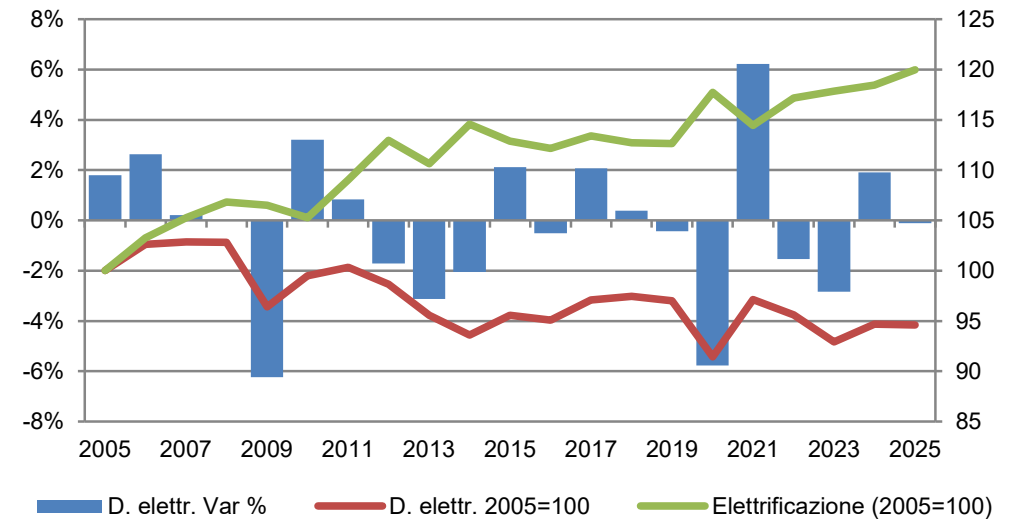
È stata marginale la variazione dei consumi di gas, stazionari a circa 32 Mtep nel 2025. La richiesta sulle reti di distribuzione (dati SNAM) mostra una flessione minima: al modesto incremento dei primi 3 mesi (+3%, favorito da temperature più rigide) ha fatto seguito una contrazione di quasi mezzo Mtep nei 9 mesi successivi, particolarmente marcata nel IV trimestre (-11% a dicembre, più caldo di quasi 1° rispetto all'anno prima). Sugli stessi valori del biennio '23-24 i consumi di gas nell'industria, su livelli comunque decisamente inferiori al quinquennio precedente (-15%), risultato del costante calo della produzione industriale.

Anche i consumi elettrici (a circa 311 TWh) sono rimasti sui valori del 2024 (-0,2%), tra i livelli più bassi degli ultimi 20 anni. In virtù della flessione, seppur marginale, delle altre fonti, risulta in lieve aumento l'elettrificazione del sistema (stimata poco sopra il 21%). Ma per il target 2030 (27%) sarebbero ora necessari aumenti annui molto più consistenti.

In leggero aumento l'elettrificazione del sistema (al 21%), ancora lontana però dal 27% atteso per il 2030



Consumi finali di energia (var. annua, Mtep, asse sx) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)



Variazione % annua della domanda elettrica (asse sx), domanda di elettricità (2005=100, asse dx), quota di elettricità sui consumi finali (2005=100, asse dx)

Si arresta la contrazione delle emissioni di CO₂ da usi energetici...

Nel 2025 le emissioni di CO₂ (da combustione) del sistema energetico nazionale sono stimate stazionarie sui livelli dell'anno precedente. Il dato, che si registra nonostante il leggero calo dell'energia primaria e delle fonti fossili, si spiega con il fatto che la contrazione del fabbisogno di energia nel 2025 ha riguardato in larghissima parte gli usi non energetici e bunkeraggi, escluse dalla contabilizzazione delle emissioni. Nel 2024 le emissioni di CO₂ erano risultate invece in netto calo sull'anno precedente, di quasi il 3%.

La stazionarietà delle emissioni nel 2025 è il risultato di un aumento nella prima metà dell'anno (+2% tendenziale) e di una contrazione nel II semestre, concentrata nel trimestre estivo (-3% tendenziale): tra luglio e settembre si stima infatti un deciso calo dell'uso delle fonti fossili per la generazione elettrica.

La variazione trascurabile delle FER e il minor ricorso alle importazioni di elettricità, sostituite dal maggior uso di gas nella termoelettrica - mentre il calo del carbone riguarda ormai valori ridottissimi - sono i fattori che spiegano la frenata della contrazione delle emissioni che si era invece registrata nel precedente biennio (-5% m.a.).

A fine 2025, le emissioni sono stimate a circa 290 Mt, inferiori del 29% rispetto al 1990 ma ancora leggermente al di sopra del minimo storico del 2020.

Nell'insieme del 2025 è il settore della trasformazione (generazione elettrica e raffinazione) a far segnare un incremento delle emissioni, seppur modesto, di circa 1 Mt CO₂ (+2% sul 2024), dopo il calo deciso dell'anno precedente (-13%). Complessivamente risulta invece marginale la variazione delle emissioni sull'anno

precedente nei settori civile, trasporti e industria.

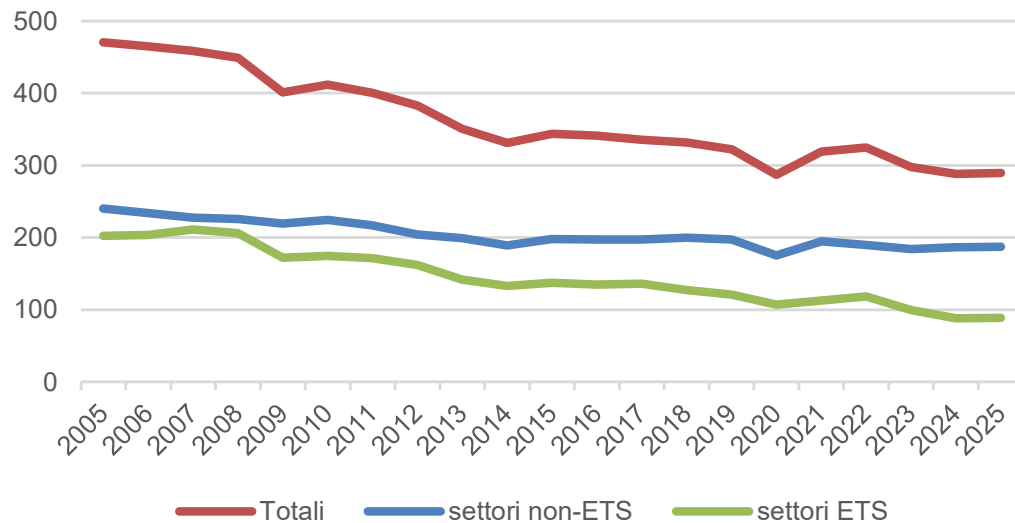
Per i settori sottoposti all'Emission Trading System (industria energivora e generazione elettrica) si stima dunque un incremento delle emissioni di circa l'1% sul 2024, dopo un biennio di contrazioni superiore al 10% medio (grazie al deciso calo del carbone e all'ampio ricorso a rinnovabili e import elettrico, insieme al calo dell'attività produttiva). Nonostante questa leggera ripresa, grazie alle forti contrazioni del biennio '23-24 (oltre il 10% m.a.) le emissioni settoriali restano comunque su una traiettoria coerente con i target 2030 (-66% sul 2005).

A fine 2025 la riduzione rispetto al 2005 è già del 56%.

Per i settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivori) la variazione sull'anno precedente è invece trascurabile, dopo la crescita registrata nel 2024 (+1,3% sul 2023). Dopo il crollo del 2020 e la successiva ripresa del 2021, le emissioni settoriali sono poi diminuite nel biennio successivo (-2% m.a.), favorite del fattore clima. Il rialzo, seppur modesto, del biennio 2024-25 rende quindi ancor più sfidante il raggiungimento del target 2030 (-43,7% rispetto al 2005).

A fine 2025 il calo rispetto al 2005 è di circa il 22%.

... pressoché invariate in tutti i settori, in leggero aumento nella generazione elettrica



Emissioni annue di CO₂ (Mt) – Totali, settori ETS e settori non-ETS (Effort Sharing Regulation)



Emissioni di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

Italia e UE a confronto: nell'ultimo decennio riduzione delle emissioni sistematicamente più lenta in Italia...

Il confronto fra la dinamica delle emissioni di CO₂ in Italia e nell'insieme dell'Unione Europea fa emergere caratteristiche comuni e differenze dei due percorsi di decarbonizzazione (l'analisi è basata sulla scomposizione mediante identità di Kaya, secondo cui la variazione media annua delle emissioni di CO₂ è uguale alla somma delle variazioni di cinque macro-fattori: popolazione, PIL pro-capite, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia primaria e intensità carbonica dell'energia fossile).

Considerando due periodi, il quinquennio pre-Covid (2014-2019) e i sei anni successivi (2019-2025), emerge innanzitutto come in entrambi i periodi il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ sia stato in Italia pari a poco più della metà di quello registrato nell'UE. Nel primo periodo ciò è avvenuto pur a fronte di una crescita inferiore dell'economia italiana (PIL/cap +1,1% in Italia, +2% nell'UE): è stata infatti molto più contenuta la riduzione dell'intensità energetica del PIL (-0,6% m.a. contro -2%), mentre sono risultate simili la dinamica della quota di fossili e dell'intensità carbonica.

Tra il 2019 e il 2025 l'economia italiana è invece cresciuta in modo simile a quella UE, mentre in Italia è stata leggermente meno marcata la riduzione dell'intensità energetica del PIL e della quota di fossili. La principale differenza ha però riguardato l'intensità carbonica delle fonti fossili, cresciuta in Italia e leggermente diminuita nell'UE.

Analizzando più nel dettaglio il periodo 2019-2025 per intervalli di due anni, è notevole come negli anni a cavallo della pandemia (2019-2021) il ritmo di riduzione delle emissioni nell'UE sia raddoppiato rispetto al periodo precedente, mentre è

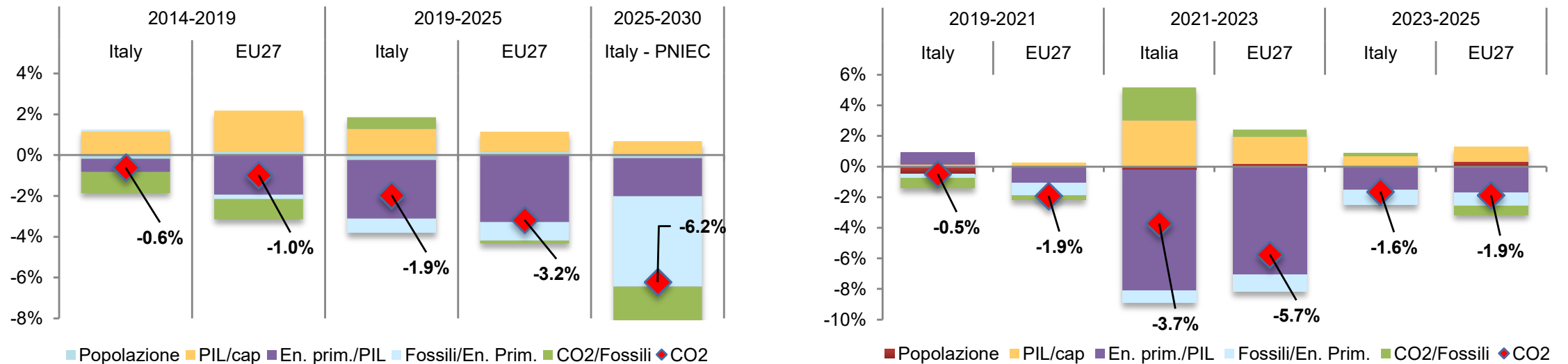
rimasto invariato in Italia, risultando pari a circa un quarto del dato UE. A spiegare tale differenza è il fatto che nell'UE si è registrata una riduzione, seppur contenuta, in tutti e tre i macro-fattori energetici (intensità energetica del PIL, quota di fossili e intensità carbonica), mentre in Italia l'intensità energetica è leggermente aumentata e gli altri due fattori hanno registrato cali modesti.

Anche nel biennio 2021-2023 la riduzione delle emissioni è stata in Italia inferiore a quella UE, sebbene in questo caso la riduzione dell'intensità energetica del PIL sia stata simile (favorita sia da fattori climatici sia dal balzo dei prezzi dell'energia), così come il calo della quota di fossili. In Italia è stato invece molto maggiore l'aumento dell'intensità carbonica dell'energia fossile, legato alla ripresa dei consumi di carbone a seguito della crisi dei prezzi di gas ed elettricità.

Infine, nel biennio più recente (2023-2025), la riduzione delle emissioni è rallentata in entrambe le aree, risultando comunque leggermente inferiore in Italia. È comunque notevole che nell'ultimo biennio tutti i macro-fattori si siano mossi in modo simile nelle due aree.

Per una valutazione delle dinamiche recenti è utile confrontarle con i valori delle componenti dell'identità di Kaya necessari per raggiungere gli obiettivi 2030 del PNIEC 2024 (orizzonte 2025-2030). Il dato più rilevante è la necessità di un forte incremento del tasso di riduzione della quota di fossili, e in misura minore dell'intensità carbonica. La riduzione dell'intensità energetica può invece procedere a un tasso anche inferiore a quello degli ultimi sei anni, pur rimanendo significativo (intorno al -2% m.a.) nel lungo periodo.

... per minori progressi su intensità energetica del PIL e quota di fossili. Per lo scenario PNIEC al 2030 serve accelerare soprattutto sulla riduzione dei fossili e dell'intensità carbonica



Scomposizione delle variazioni delle emissioni di CO₂ - in Italia e nell'Unione Europea – in cinque componenti (tassi medi annui di variazione, diversi periodi)

2. Sicurezza energetica

Greggio importato sui livelli del 2024, in linea con le lavorazioni delle raffinerie

Dopo il forte calo registrato nel 2024 (-8,4%), che le ha portate al minimo di lunghissimo periodo (con l'eccezione del 2020), le importazioni italiane di greggio sono stimate sostanzialmente sui livelli dell'anno passato (NB: dati parziali), un dato in linea con le lavorazioni delle raffinerie, che hanno visto un calo degli ingressi di greggio nella prima parte dell'anno e una ripresa nella seconda (con un leggero calo nell'insieme del 2025).

In tutti i principali paesi europei le importazioni di greggio hanno registrato cali significativi nella prima metà del 2025, per poi riprendersi nella seconda metà in concomitanza con prezzi del greggio in discesa e migliori margini di raffinazione.

In termini di provenienze del greggio importato il 2025 ha visto un'ulteriore consolidamento del ruolo della Libia, che risulta sempre più ampiamente il primo paese fornitore di greggio per l'Italia con una quota che sfiora il 25%, mai così alta negli ultimi dieci anni. Seguono, intorno al 15%, Azerbaijan e Kazakhstan. L'Asia centrale resta la prima area di fornitura di greggio, con una quota che è però scesa al di sotto del 30%. Altro incremento rilevante ha riguardato il greggio di provenienza nord-americana (USA in primis), vicino al 14% del totale, una quota vicina ai massimi storici del 2023. Anche quest'anno continua a scendere il peso del greggio medio-orientale.

In conseguenza di queste dinamiche si conferma l'aumento dell'indice di concentrazione delle importazioni italiane, perché tre paesi (Libia, Azerbaijan e Kazakhstan) coprono oltre il 50% del totale.

Dopo la forte riduzione del 2024, pari a quasi 4 milioni di tonnellate (-6% sul 2023) gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane hanno registrato una leggera ripresa

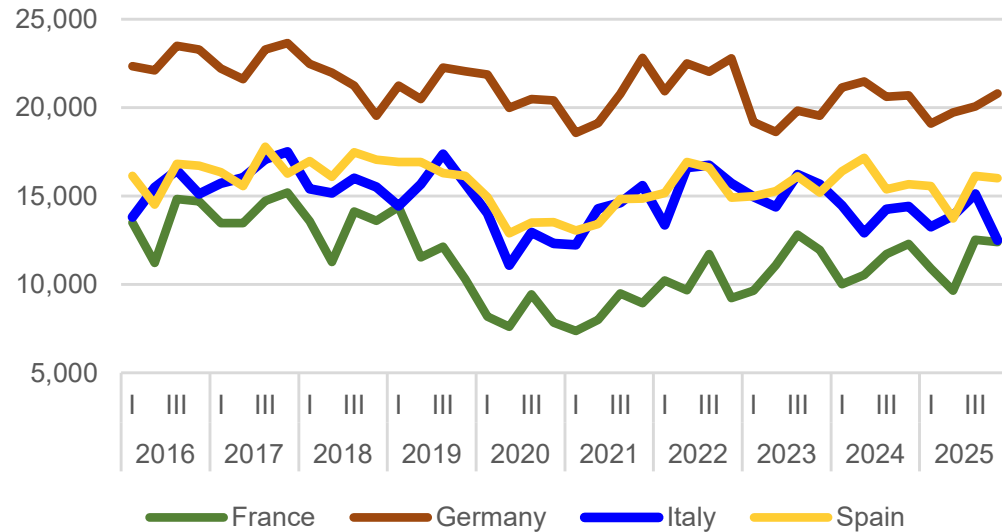
nel 2025, concentrata nella seconda parte dell'anno, in coincidenza con il miglioramento dei crack spread dei prodotti (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo). Anche il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) è salito fino a 11,7 \$/barile nell'ultimo trimestre (contro i 3,7 \$/barile del IV trimestre 2024), mentre in media d'anno si è attestato a 7,3 \$/barile, contro i 5,1 \$/barile del 2024).

Si è dunque fermata la discesa del tasso di utilizzo delle raffinerie italiane (calcolato sulla sola lavorazione di greggio), che è rimasto comunque leggermente al di sotto del 70%, minimi di lungo periodo. Nonostante le difficoltà comuni alla raffinazione europea – in media d'anno nel 2025 il tasso di utilizzo è sceso in Spagna e Germania, mentre in Francia è proseguita la ripresa dai minimi del 2021 – il tasso di utilizzo italiano resta inferiore a quello degli altri principali Paesi europei, perché in Germania, Spagna e ormai anche Francia i tassi di utilizzo sono stimati tutti al di sopra del 80%.

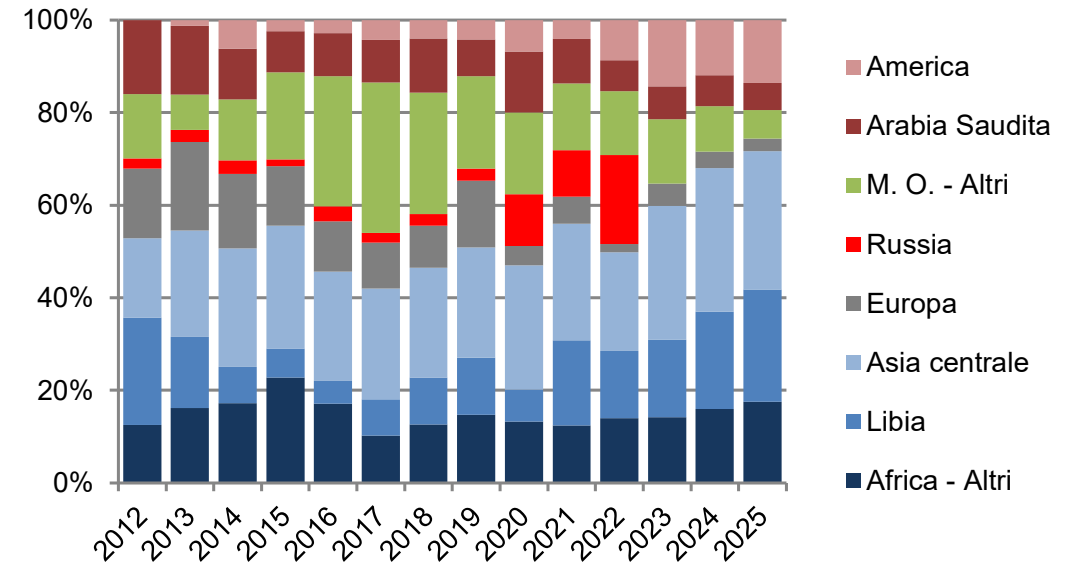
Con riferimento all'import/export di prodotti raffinati, dopo il -30% del 2024 le esportazioni nette sono tornate in leggero aumento, grazie al rimarchevole incremento dell'export di nafta, solo parzialmente compensato dal calo delle esportazioni nette di benzina scese ai minimi di lunghissimo periodo (in coerenza con l'aumento dei consumi interni). Ancora in aumento le importazioni nette di carboturbo, salite a nuovi massimi storici (circa 2,5 Mt).

L'export netto totale, pari a circa 8 milioni di tonnellate, resta comunque sui minimi di lunghissimo periodo.

Provenienze: oltre il 50% da Libia e Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), Stati Uniti quarto paese

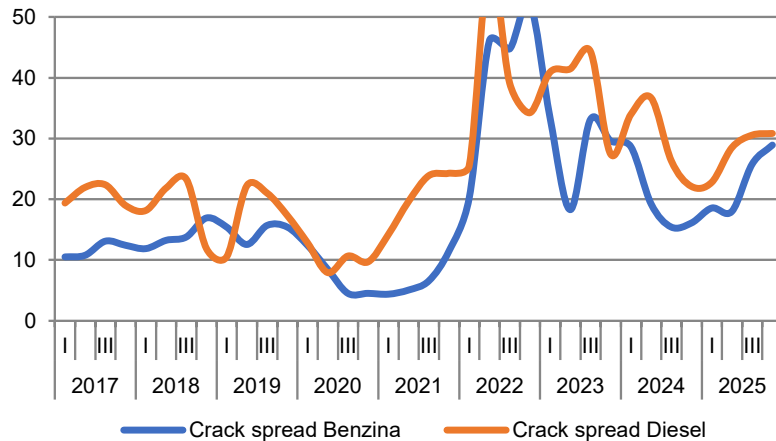


Importazioni di petrolio greggio in Italia (kt)

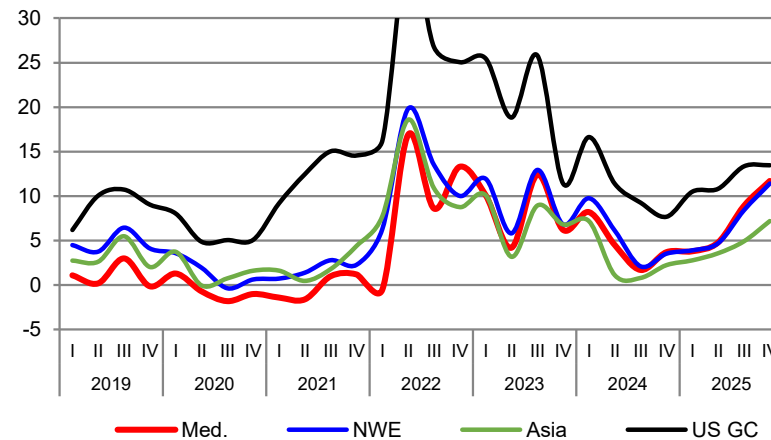


Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

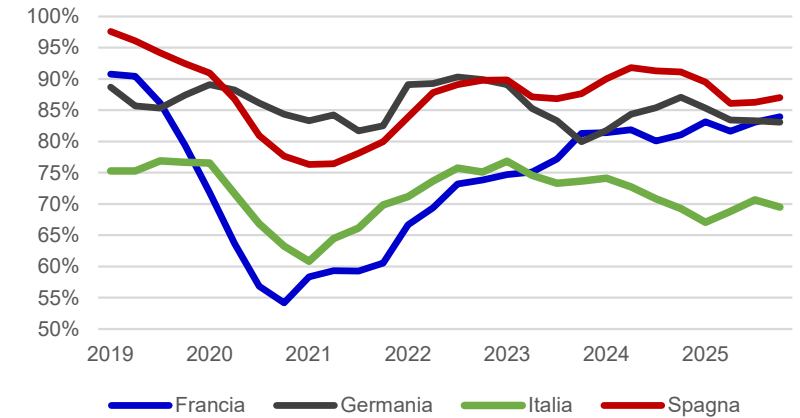
Nella seconda metà dell'anno ripresa dei crack spread sui prodotti e dei margini di raffinazione, risalgono anche i tassi di utilizzo delle raffinerie, ma non in Italia, sui minimi dal 2022



Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

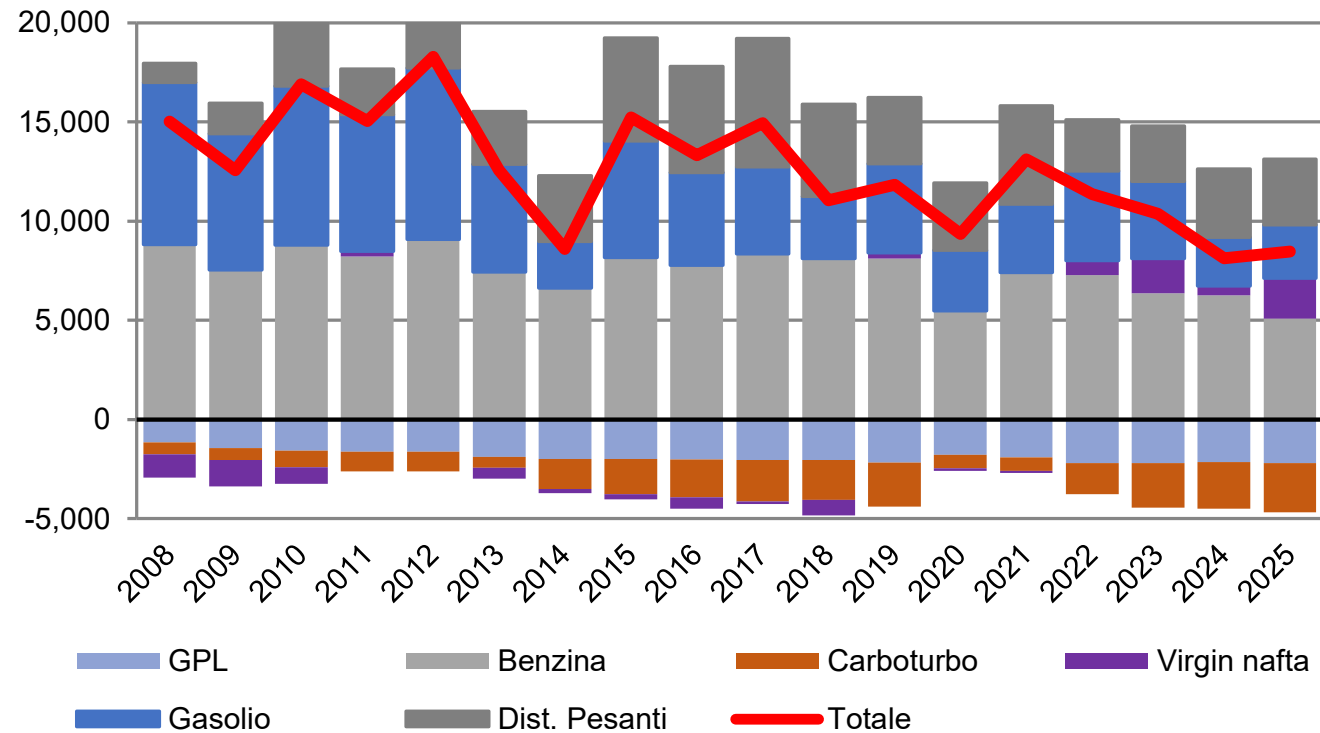


Margini di raffinazione sui principali mercati (\$/bl)



Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione (%)

Si è fermato il trend di riduzione del tradizionale forte export netto di prodotti petroliferi. Cala l'export di benzina, aumenta la nafta, sempre elevato l'import netto di carboturbo



Esportazioni nette dei principali prodotti petroliferi (kt)

Nel 2025 ha rallentato la crescita della domanda globale di gas, in aumento l'offerta di GNL

Nel 2025 la crescita della domanda globale di gas naturale ha registrato un marcato rallentamento rispetto alla significativa espansione osservata nell'anno precedente. Tale dinamica riflette, da un lato, la debolezza della domanda industriale e, dall'altro, il livello elevato dei prezzi spot del GNL nella prima metà dell'anno. Le stime preliminari indicano un incremento dei consumi inferiore all'1%, con un contributo positivo concentrato in Europa e Nord America, mentre la domanda è rimasta sostanzialmente stagnante in Asia ed è diminuita nell'area eurasiatica. In particolare in Asia si è osservato un significativo rallentamento della crescita, con livelli di domanda sostanzialmente in linea con il 2024. In Cina, l'espansione della produzione domestica e l'aumento delle forniture via pipeline dalla Russia hanno determinato una contrazione significativa delle importazioni di GNL (-14% su base annua).

Lato offerta, il 2025 ha segnato l'entrata a regime di numerosi progetti avviati negli anni precedenti in risposta agli squilibri generati prima dalla pandemia e successivamente dal conflitto russo-ucraino. La produzione globale di gas è così aumentata di circa il 7% (pari a 38 miliardi di metri cubi). Nella prima metà dell'anno, l'incremento produttivo (circa 10 miliardi di metri cubi) è stato in larga parte compensato da minori forniture russe e norvegesi verso l'Europa e da una maggiore attività di stoccaggio.

Nella seconda metà dell'anno, invece, l'offerta ha registrato un'accelerazione più marcata (circa 28 miliardi di metri cubi). In prospettiva, l'offerta globale di GNL è attesa crescere ulteriormente nel 2026, con un tasso superiore al 7% (oltre 40 miliardi di metri cubi), segnando il ritmo di espansione più elevato dal 2019. Tale

incremento sarà trainato in larga misura da Stati Uniti, Canada e Messico, che dovrebbero contribuire per oltre l'85% alla nuova capacità. Gli Stati Uniti si confermano il principale motore del ciclo di investimenti globali nel GNL: nel 2025 sono state assunte decisioni finali di investimento per oltre 80 miliardi di metri cubi annui di nuova capacità di liquefazione, secondo maggior incremento storico dopo il 2019. I progetti in fase di sviluppo consolideranno ulteriormente la posizione del paese come principale esportatore mondiale, con una quota di mercato prevista in aumento dal 25% attuale a circa il 33% entro la fine del decennio.

Nel medio-lungo periodo, al netto delle incertezze di natura geopolitica, si delinea pertanto un progressivo ritorno a condizioni di abbondanza strutturale dell'offerta, analoghe a quelle osservate nel periodo pre-2020. La maggiore disponibilità di gas e il conseguente ridimensionamento dei prezzi dovrebbero sostenere una ripresa della domanda nei mercati asiatici, mentre la domanda è attesa rimanere sostanzialmente stabile in Nord America e subire una moderata contrazione in Europa, in linea con il progressivo incremento della generazione da fonti rinnovabili. Tali previsioni restano tuttavia sensibili alle condizioni climatiche, come evidenziato dagli effetti osservati nella prima parte del 2025 sul livello degli stoccaggi.

Prezzi del gas tra riequilibrio incompleto, tendenziale eccesso di offerta e nuove tensioni geopolitiche

Nel 2025 i prezzi del gas naturale si sono rafforzati nei principali mercati globali durante il primo semestre, per poi indebolirsi nella seconda metà dell'anno. Questo andamento segnala come, almeno nel breve-medio periodo, sia venuta meno la tendenza al riassorbimento degli eccessi di prezzo osservati nel 2022, a causa di persistenti criticità – effettive o attese – sul lato dell'offerta. Restano invece confermate, su orizzonti di lungo termine, le prospettive di un ritorno a condizioni di eccesso di offerta.

In Europa, il prezzo medio del TTF nel 2025 è risultato superiore del 9% rispetto al 2024, attestandosi poco sotto i 12 \$/MBtu (circa 36,8 €/MWh), valore ancora oltre il doppio della media pre-pandemica. L'andamento infra-annuale è stato fortemente disomogeneo: nel primo semestre i prezzi sono aumentati di circa il 40% su base annua, sostenuti da una domanda più elevata, da consistenti iniezioni negli stoccaggi e dalla riduzione dei flussi da Russia e Norvegia. Nel secondo semestre, invece, i prezzi si sono ridotti mediamente del 14%, grazie a maggiori afflussi di GNL e a condizioni climatiche favorevoli.

In Asia, i prezzi spot JKM hanno registrato nel complesso un incremento contenuto (+2% su base annua), mantenendosi anch'essi intorno ai 12 \$/MBtu e quindi su livelli circa doppi rispetto alla media 2016-2020. Anche in questo caso, il profilo temporale è stato caratterizzato da un primo semestre in crescita (circa +30%) e da una successiva flessione (oltre -15%), riflettendo principalmente la maggiore disponibilità di GNL nella seconda parte dell'anno. La crescente competizione europea per il GNL ha rappresentato un fattore determinante.

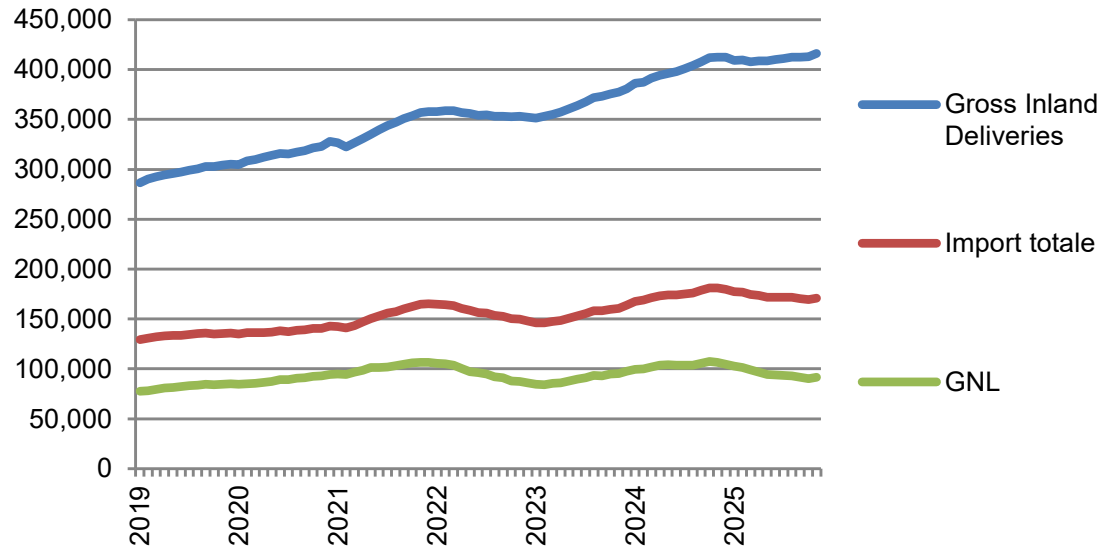
Negli Stati Uniti, i prezzi Henry Hub sono aumentati significativamente (+50%

rispetto al 2024), raggiungendo una media di 3,6 \$/MBtu, sostenuti da una domanda più robusta e da maggiori esigenze di stoccaggio. Nel complesso, la volatilità dei prezzi ha continuato a ridursi, attestandosi intorno al 40%, pur rimanendo su livelli ancora superiori alla media storica. Dopo un picco a giugno legato alle tensioni geopolitiche, essa è scesa nell'ultimo trimestre ai minimi dal 2019.

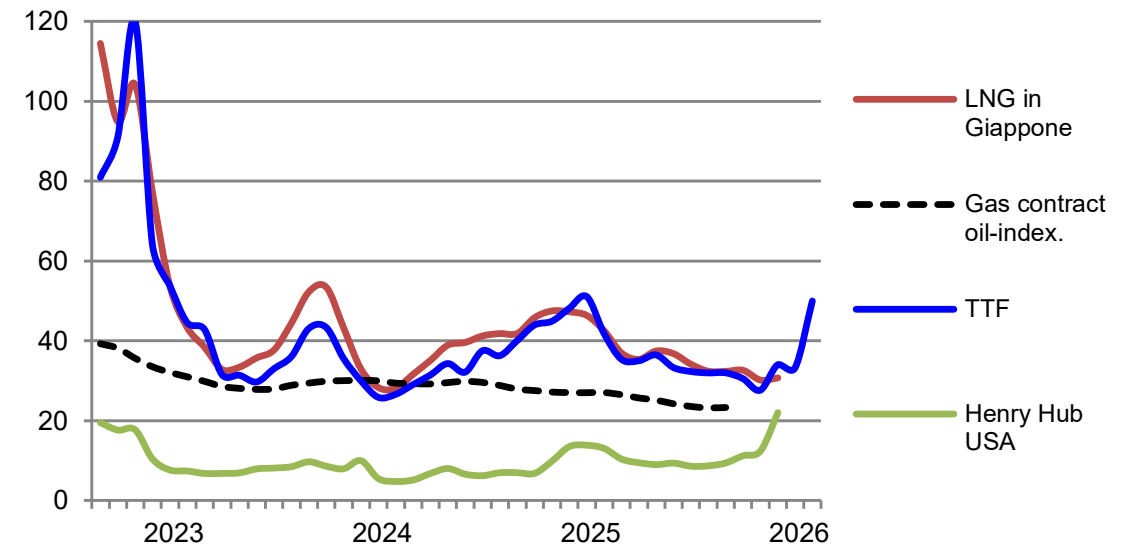
Parallelamente, si è ulteriormente rafforzata l'integrazione tra mercati regionali: la correlazione tra prezzi europei e asiatici ha raggiunto nuovi massimi (0,955), mentre lo spread TTF-JKM si è ridotto drasticamente, favorendo l'attrattiva dell'Europa per le forniture di GNL e contribuendo a un livello record di importazioni nel 2025.

L'attività contrattuale e la liquidità di mercato hanno toccato nuovi massimi. Sono stati contrattualizzati oltre 130 miliardi di m³ di gas, con gli Stati Uniti responsabili di circa la metà dei volumi. I volumi scambiati sono aumentati dell'8% negli Stati Uniti e del 17% in Europa e nel Regno Unito, mentre in Asia i derivati sul gas hanno registrato una crescita del 35%. Tale dinamica riflette una crescente variabilità della domanda – in particolare nel settore elettrico – e una maggiore interconnessione tra mercati, che richiedono strategie di copertura più sofisticate e un utilizzo più intensivo degli strumenti di trading lungo la curva forward.

Deciso rallentamento delle importazioni cinesi, prezzi in calo nella seconda metà dell'anno ma ancora molto al di sopra dei livelli pre-2022 (TTF +70% vs media 2016-2021)



Consumi interno lordo di gas, importazioni totali e di GNL in Cina (mln m³ nell'anno scorrevole)



Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)

Sistema gas europeo: domanda stabile, trasformazione dell'offerta e tensioni sugli stoccaggi

Nel 2025 la domanda europea di gas naturale ha consolidato la fase di stabilizzazione successiva al drastico calo del 2022, registrando un incremento del 2,3%, con consumi pari a 340,3 miliardi di m³ (rispetto ai 332,5 del 2024), ancora comunque significativamente inferiori ai livelli pre-pandemici, superiori ai 400 miliardi.

A livello settoriale, i consumi civili restano sostanzialmente invariati (261 mld), mentre la generazione elettrica mostra un recupero più marcato (+10,6%, da 71,3 a 78,9 mld), pur senza alterare il trend complessivo di ridimensionamento osservato nel periodo 2021-2024 (-23%).

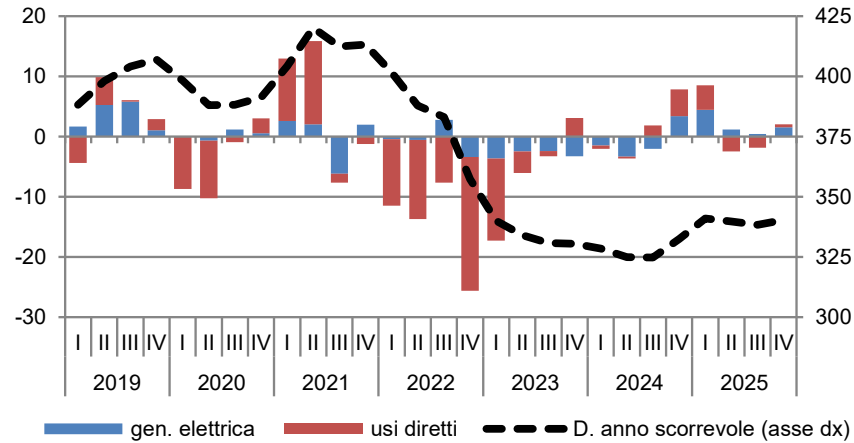
Sul lato dell'offerta, le importazioni complessive si sono attestate a 313,7 miliardi di m³, di cui 143,7 sotto forma di GNL e circa 170 via gasdotto. Le due componenti mostrano dinamiche divergenti: il GNL recupera rispetto al forte ridimensionamento del 2024, tornando su livelli prossimi a quelli del 2023, mentre le importazioni via pipeline registrano un calo di circa 15 miliardi di m³ (-8,3%). Ne deriva un ulteriore aumento del peso del GNL, che raggiunge un nuovo massimo storico pari al 45,8% delle importazioni totali (dal 43,6% del 2023), circa il doppio rispetto ai livelli precedenti la crisi russo-ucraina.

In questo contesto si inserisce la decisione dell'Unione Europea di eliminare progressivamente – ed entro il 2027 – le importazioni di gas dalla Russia, formalizzando un processo già in fase avanzata che ha comportato una riduzione delle forniture pari a circa il 90% tra il 2021 e il 2025. Le misure previste potrebbero determinare una riduzione addizionale di circa 33 miliardi di m³ tra il 2025 e il 2028, aprendo ulteriori spazi di mercato per fornitori alternativi, in

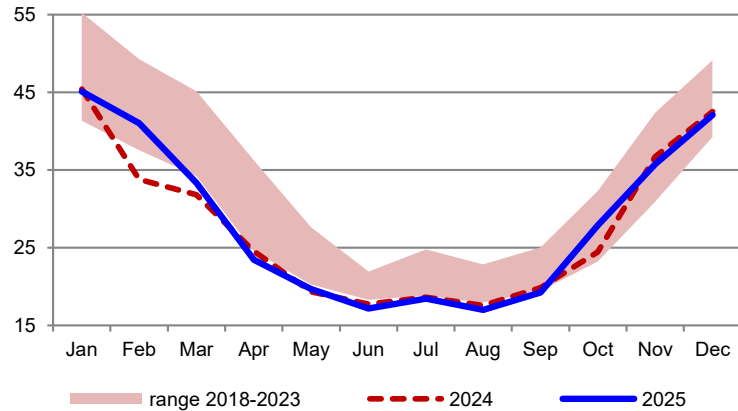
particolare nel segmento GNL.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, il 2025 ha registrato un livello medio di riempimento pari al 71%, in calo rispetto al 79% del 2024 e leggermente inferiore alla media del periodo 2015-2024. La contrazione è risultata particolarmente evidente nei mesi primaverili (tra marzo e giugno), quando i livelli si sono collocati tra 12 e 17 punti percentuali al di sotto dell'anno precedente. Tale dinamica riflette anche una progressiva attenuazione della stagionalità dei prezzi, che ha ridotto gli incentivi economici all'accumulo nella stagione estiva. Il 2026 si è aperto con un quadro più teso sul fronte degli stoccaggi: condizioni climatiche più rigide nei primi mesi dell'anno hanno accelerato i prelievi, portando le scorte europee al 34,1% a febbraio, al limite inferiore del range storico. In termini assoluti, ciò corrisponde a circa 10 miliardi di m³ in meno rispetto allo stesso periodo del 2025 (-25% su base annua), aumentando le esigenze di approvvigionamento in vista della stagione di iniezione e contribuendo a rafforzare il premio di rischio sui prezzi nel breve termine.

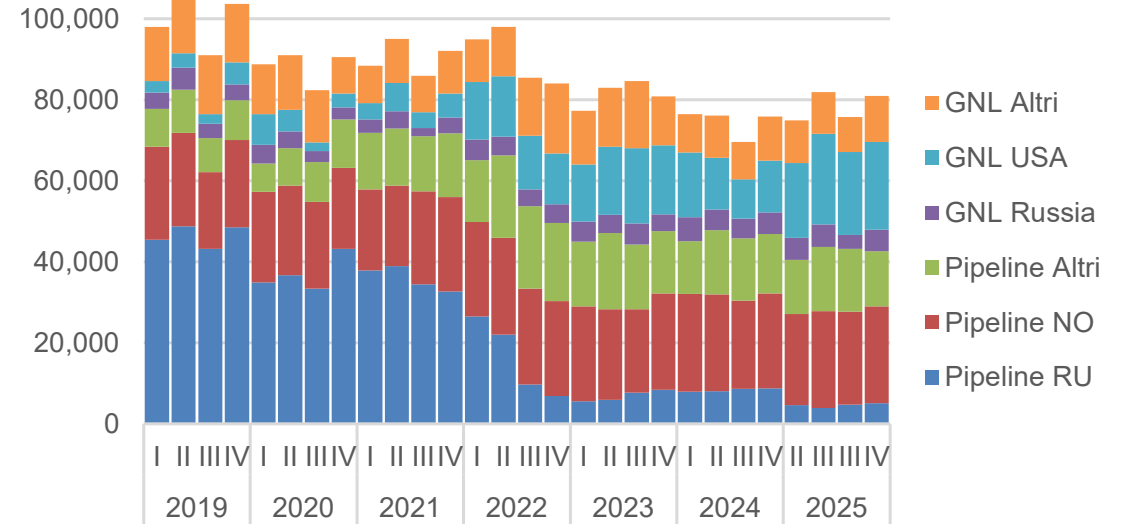
Domanda UE in aumento, ma ancora sui minimi di lungo periodo. GNL (USA in primis) sempre più centrale



Domanda di gas naturale dell'UE 27 (mld di m³) – variazioni tendenziali trimestrali (asse sx) e totale nell'anno scorrevole (asse dx)



Domanda mensile di gas naturale dell'UE 27 (mld di m³)



Importazioni trimestrali di gas naturale dell'UE 27 (mln di m³)

In Italia moderata ripresa della domanda di gas...

Nel 2025 i consumi di gas naturale in Italia hanno registrato un moderato incremento (+4,4% su base annua), pari a circa 2,7 miliardi di m³ rispetto al 2024. La crescita è risultata trainata principalmente dal settore termoelettrico, che ha raggiunto i 21,9 miliardi di m³ (+5,5%), pur rimanendo ancora al di sotto della propria media decennale (circa -1,85 mld). Il recupero è stato particolarmente evidente nell'ultimo bimestre dell'anno, in concomitanza con condizioni climatiche più rigide – dinamica poi proseguita anche nei primi mesi del 2026.

Il settore industriale ha contribuito per 11,7 miliardi di m³ (+1,1%), mantenendosi tuttavia stabilmente inferiore ai livelli medi di lungo periodo e registrando un deficit annuo di circa 1,4 miliardi rispetto alla media decennale. I consumi delle reti di distribuzione (usi civili e piccole imprese) sono rimasti sostanzialmente stabili, attestandosi intorno ai 27 miliardi di m³. Nel complesso, nonostante il rimbalzo osservato nel 2025, i consumi nazionali continuano a collocarsi su un sentiero inferiore rispetto ai livelli storici pre-crisi.

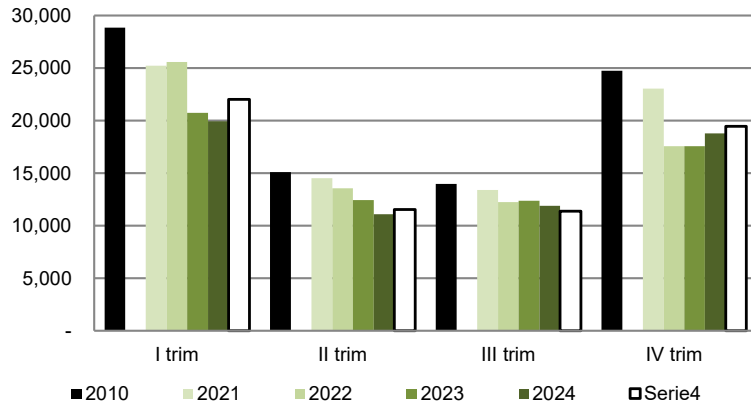
Sul lato dell'offerta, le importazioni di gas sono aumentate a 60,6 miliardi di m³ (da 58,7 nel 2024, +3,2%), riflettendo sia la moderata ripresa della domanda sia esigenze di bilanciamento del sistema. La struttura degli approvvigionamenti evidenzia un rafforzamento della diversificazione: il GNL ha consolidato il proprio ruolo, passando dal 25% al 34% del totale e superando, seppur marginalmente, le forniture algerine (in calo dal 36% al 33%). Parallelamente, le importazioni dal Nord Europa sono cresciute dal 10% al 14%, tornando sui livelli più elevati del periodo post-pandemico, mentre restano sostanzialmente stabili i flussi via TAP (17%) e dalla Libia (2%). Le forniture dalla Russia risultano ormai residuali, completando un

processo di riduzione già molto avanzato nel triennio precedente.

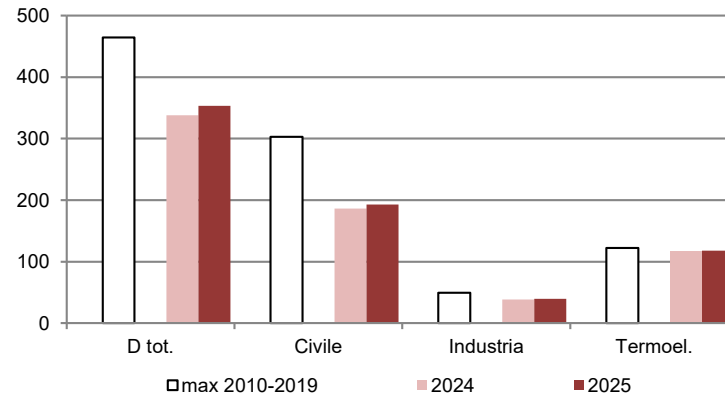
Ne deriva una configurazione del mix di approvvigionamento fortemente riorientata: GNL e Algeria coprono complessivamente oltre i due terzi delle importazioni, mentre il restante terzo è assicurato principalmente da Nord Europa e TAP.

Le dinamiche dei flussi giornalieri confermano tali tendenze. Le importazioni dalla Russia si riducono a circa 2 milioni di m³/giorno, rispetto ai 15 del 2024 e ai 76 della media 2010-2021. I flussi algerini diminuiscono leggermente (da 58 a 55 milioni di m³/giorno), pur restando ben al di sopra della media storica. Di contro, le importazioni di GNL registrano un aumento marcato (+40%), passando da 40 a 56 milioni di m³/giorno e collocandosi stabilmente sopra la media di lungo periodo (23 mln). Anche i flussi dal Nord Europa crescono in modo significativo (da 16 a 23 milioni di m³/giorno), riallineandosi ai valori medi storici, mentre il contributo del TAP rimane sostanzialmente invariato (circa 27 milioni di m³/giorno).

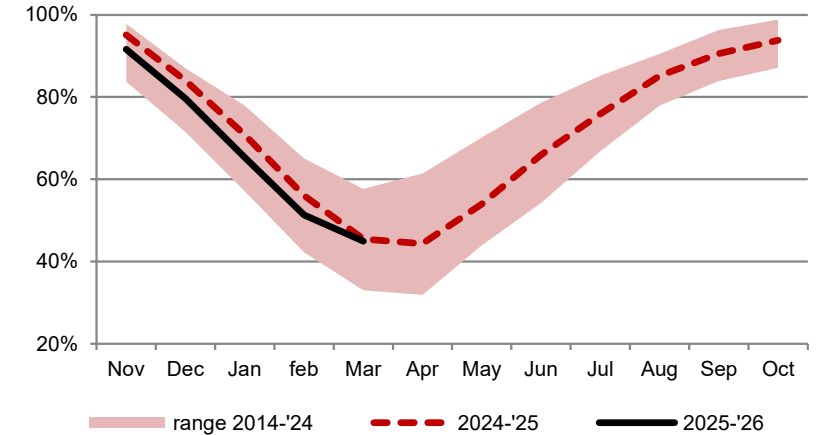
...ma la punta giornaliera di domanda è sempre molto al di sotto dei massimi. Stoccaggi italiani sempre superiori al resto dell'UE



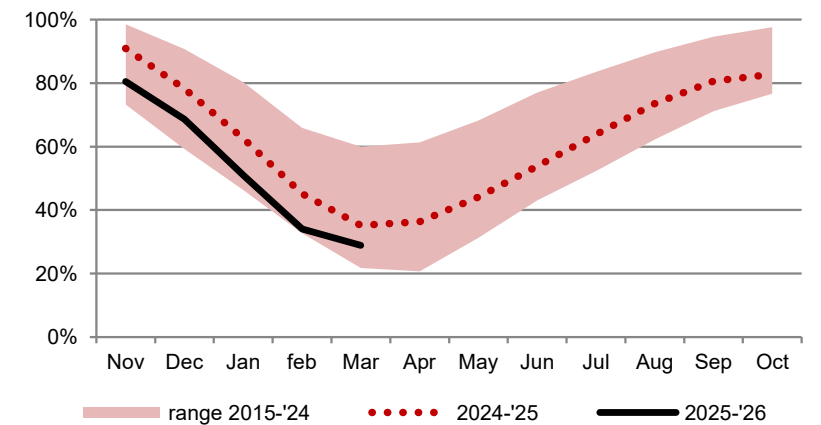
Consumi trimestrali di gas (mln m³)



Punta giornaliera della domanda di gas nei settori. Max 2010-2019 e ultimo biennio (mln m³)

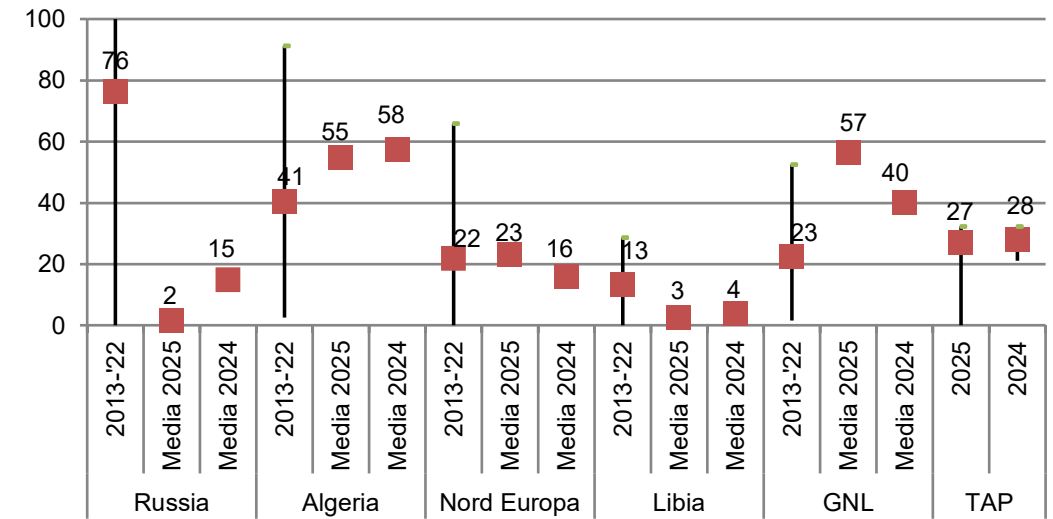
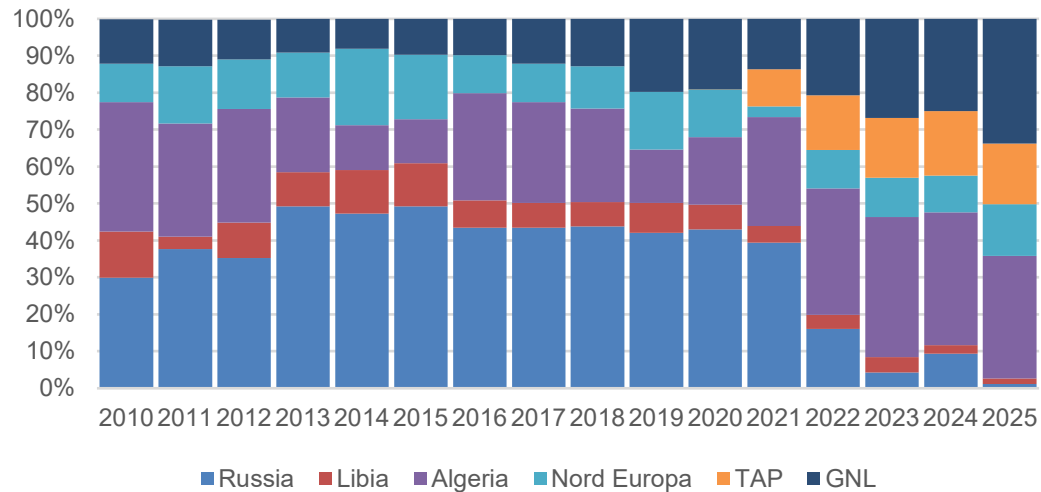


Tasso di riempimento stoccaggi italiani (%)



Tasso di riempimento stoccaggi UE (%)

Con l'azzeramento del gas russo nuova configurazione degli approvvigionamenti. GNL prima fonte



Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (milioni di m³)

Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori medi giornalieri (milioni di m³)

La domanda elettrica è rimasta sui livelli del 2024...

Nel 2025 la domanda di energia elettrica in Italia è stata pari a 311 TWh, in leggero calo (-0,2%) sul 2024. Anche la domanda mensile è risultata molto vicina a quella dell'anno precedente in tutti i mesi dell'anno.

La punta oraria di potenza è rimasta significativamente al di sotto del massimo del 2024, fermandosi a 56,2 GW (il 1° luglio), quasi 2 GW in meno della punta registrata a luglio 2024. Punte di domanda molto più contenute dell'anno scorso si sono registrate ad agosto e settembre.

La pur minima contrazione della domanda elettrica, combinata con punte di domanda rimaste ampiamente al di sotto dei massimi storici, ha permesso un leggero miglioramento del margine di adeguatezza del sistema elettrico: nell'1% delle ore dell'anno caratterizzate dal margine più ridotto (99° percentile) il minimo margine di capacità "effettivo" (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione) è stimato al di sopra del 10% della domanda registrata in quell'ora. Si tratta di un valore che resta migliore dei minimi registrati tra il 2019 e il 2022, ma comunque strutturalmente inferiore rispetto alla situazione di ampia over-capacity del passato.

Nell'anno è tornata ad aumentare la produzione da fonti termoelettriche, la cui quota si è riavvicinata al 50% della richiesta totale di elettricità (49,2% contro il 47% del 2024), per la maggiore produzione da impianti a gas necessaria per compensare il calo dell'idroelettrica,

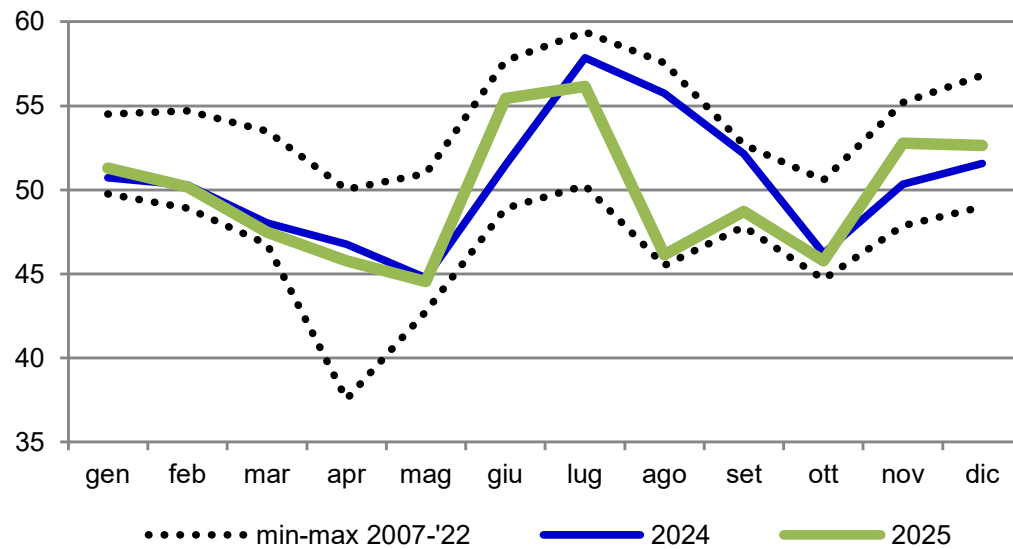
Nel complesso la generazione elettrica da rinnovabili è stata pari a circa 128 TWh, un valore sostanzialmente in linea con quello del 2024. Il deciso calo della

produzione idroelettrica (-11 TWh) è stato infatti compensato dai risultati positivi della produzione da FER intermittenti (+9 TWh) e biomasse (+2 TWh). In particolare ha registrato un nuovo record il fotovoltaico, a oltre 44 TWh (+25% sul 2024), in coerenza con il proseguire della crescita della nuova capacità installata, +6,5 GW nel 2025, che hanno portato la capacità totale a oltre 43 GW). Si tratta di una crescita della capacità installata leggermente superiore a quella del 2024, che conferma la decisa accelerazione rispetto al valore di 1 GW/anno dei cinque anni precedenti, ma che non è ancora in linea con quanto richiesto per raggiungere il target di 79 GW al 2030 (7 GW/anno, al netto degli impianti in dismissione).

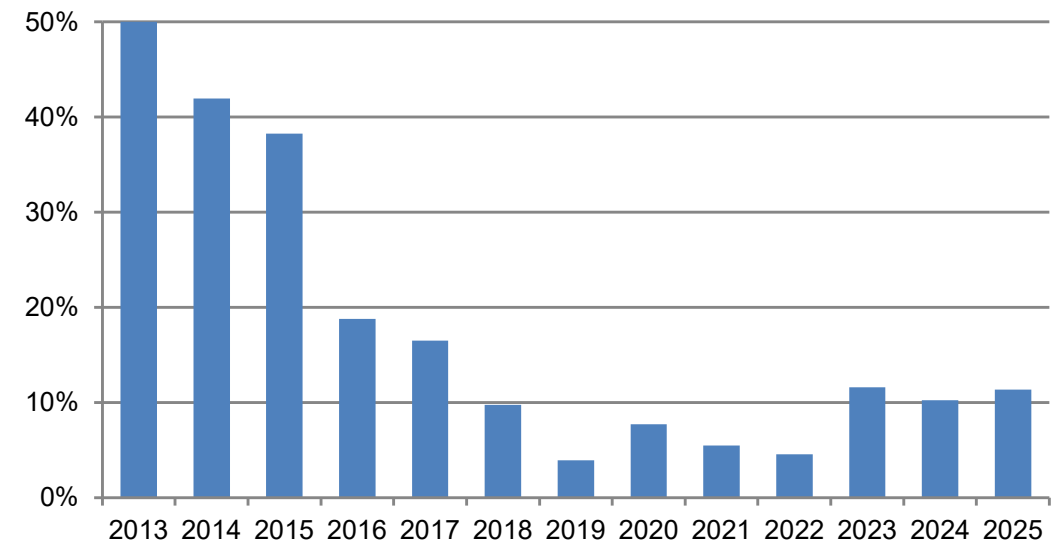
Nel caso dell'eolico, la cui produzione è in calo del 3% sul 2024, la nuova capacità nel 2025 è stata pari a circa 608 MW (per 13,6 GW totali installati a fine anno), in flessione rispetto ai 685 MW dell'anno precedente (-11%), e quindi ancora ben al di sotto dei 2 GW/anno necessari per il target di 26 GW entro il 2030.

Grazie al forte incremento registrato dalle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (+14%), che per la prima volta hanno coperto oltre il 20% della richiesta (21,1%), quasi tre punti percentuali in più rispetto all'anno precedente, la quota di domanda coperta dall'insieme delle FER è rimasta ferma nonostante il forte calo della produzione idroelettrica (-21%, ben 11 TWh in meno del 2024).

... mentre è rimasta ben al di sotto del 2024 la punta di domanda. Il margine di adeguatezza si conferma su livelli leggermente migliori dei minimi di fine anni '10

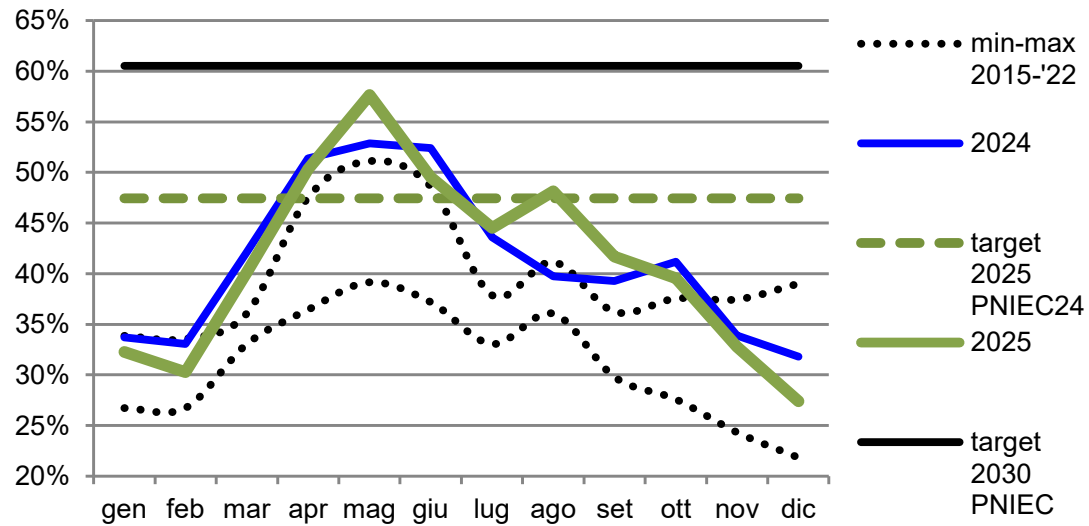


Punta mensile di domanda in potenza (GW)

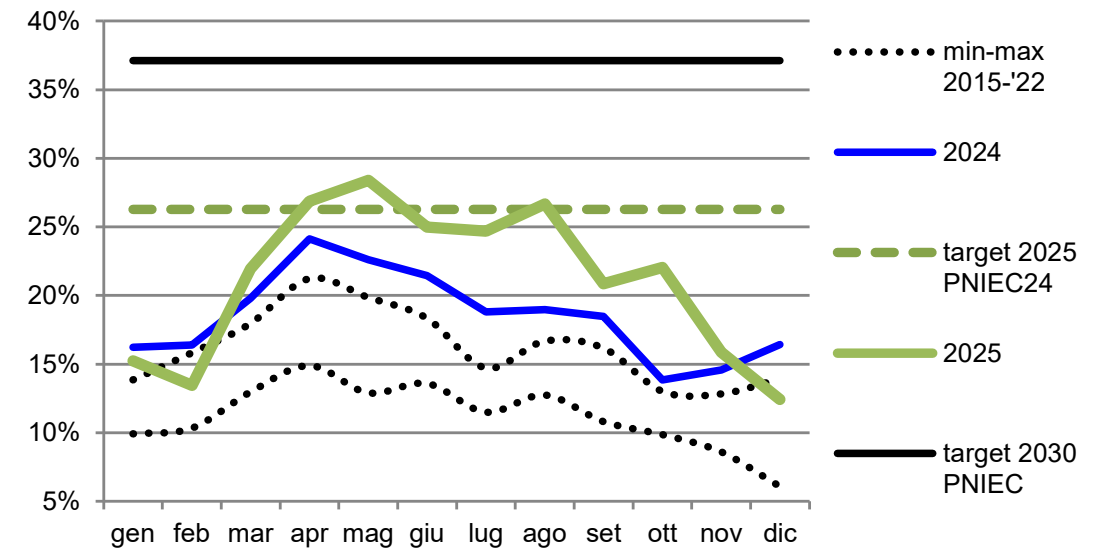


Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 99° percentile)

Quota FER in calo marginale grazie al fotovoltaico che ha compensato il calo dell'idro e portato a un nuovo massimo storico le FRNP. Sia le FER sia le FRNP sono al di sotto del target 2025 fissato nel PNIEC



Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

Nuovi record di penetrazione oraria delle fonti intermittenti

La penetrazione delle FRNP ha raggiunto nuovi record non solo su base mensile (il 28,5% della domanda coperto a maggio, oltre 4 pp in più del 24% di aprile 2024), ma anche su base oraria, proseguendo sul trend di forte crescita degli ultimi anni: nel II trimestre le FRNP sono arrivate a coprire almeno il 75% della domanda nell'1% delle ore di maggiore penetrazione (dunque non solo in momenti estremi, ma in un numero di ore significativo).

Anche la copertura della domanda con l'insieme delle FER totali ha raggiunto un nuovo massimo storico, nonostante il contributo della produzione idroelettrica sia stato quest'anno molto inferiore: nel percentile di massima penetrazione le FER hanno coperto ben oltre il 90% della domanda.

Nel II trimestre di quest'anno si è registrato anche un nuovo massimo nelle variazioni orarie della produzione intermittente su base oraria: la massima variazione oraria in aumento è stimata superiore al 22% della domanda, la massima variazione in diminuzione superiore al 20%. E anche la deviazione standard di queste variazioni (superiore al 5%) risulta la più alta della serie storica.

Questi nuovi record hanno avuto un impatto immediato sulla forma della domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione intermittente).

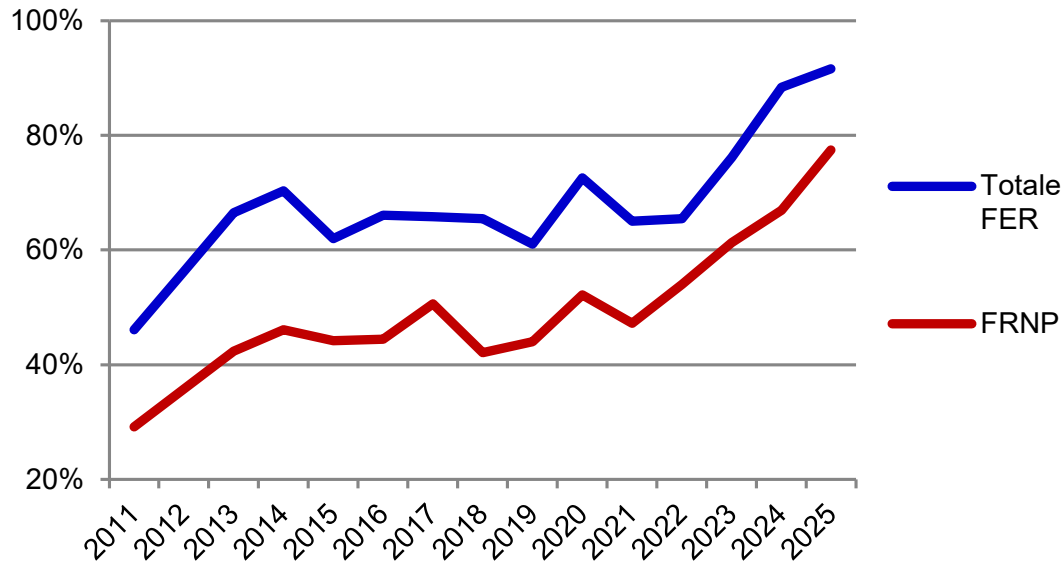
L'incremento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, ha ampliato il divario tra il minimo carico residuo diurno e il picco serale, e la curva del carico residuo assume sempre più una forma del tipo "duck curve". Nel II trimestre la curva della domanda residua oraria media ha accentuato queste caratteristiche rispetto al 2024 e anche rispetto al 2020 (anno nel quale a causa della bassa

domanda la penetrazione delle FRNP aveva raggiunto livelli molto elevati): nella media di tutti i giorni del trimestre (feriali e festivi) il minimo diurno medio è sceso a circa 15 GW, mentre il picco serale è rimasto sopra i 31 GW, in linea con il 2024, con una risalita serale di 16 GW (contro i poco più di 13 GW del 2023 e gli 11 GW del 2021).

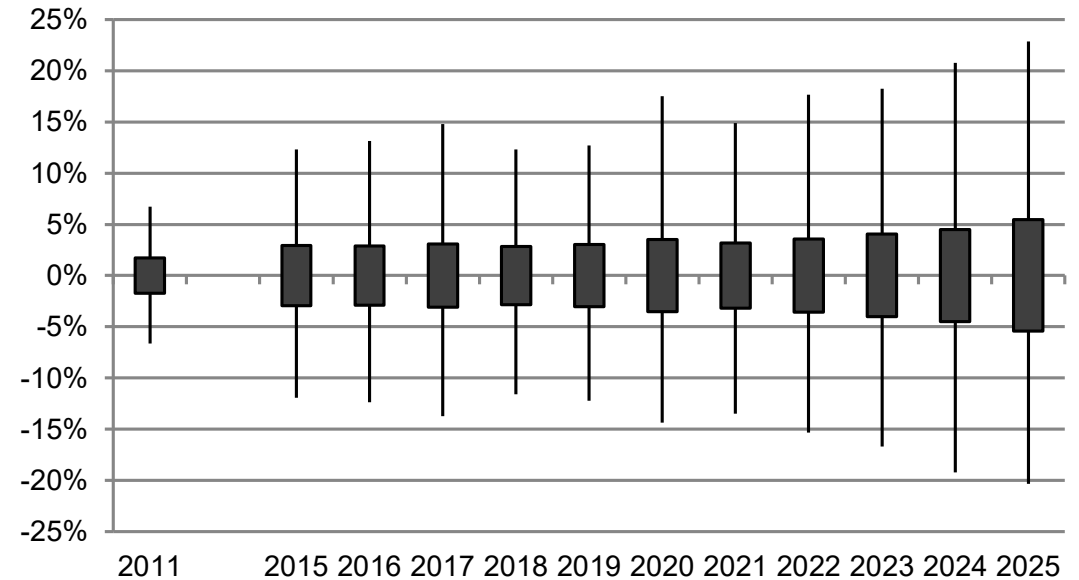
Questo fenomeno è ancora più accentuato nei giorni festivi, primaverili in particolare, nei quali la domanda è bassa e la generazione da FER elevata: nel II trimestre il carico residuo medio è sceso nelle ore centrali fino a circa 8 GW, mentre il picco serale, pari a oltre 27 GW, ha richiesto dunque una risalita – da coprire con fonti programmabili – di ben 19 GW.

Particolarmente significativo è il dato del primo maggio: il carico residuo è sceso fino a 7 GW, facendo scendere a zero il prezzo sulla borsa elettrica per ben sette ore consecutive, indice di eccesso di generazione rinnovabile, nelle ore centrali della giornata, nonostante gli assorbimenti da parte dei pompaggi e l'import netto divenuto negativo.

Ma nuovi record anche per la variabilità oraria della produzione da fonti intermittenti...

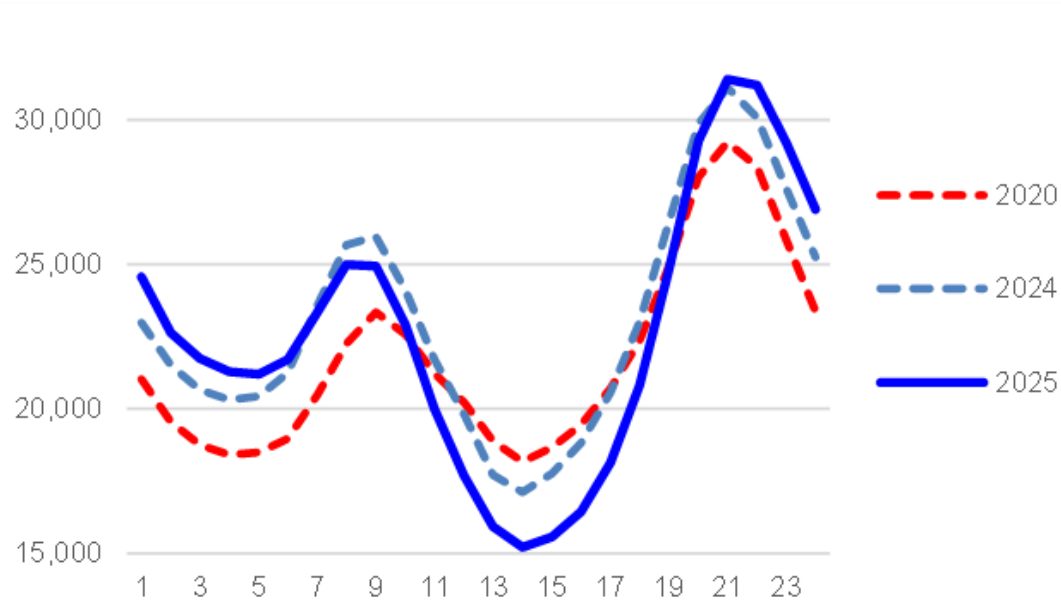


Massima quota oraria della produzione da FER e da FRNP (in % del carico) – valori corrispondenti all'1% delle ore di massima penetrazione

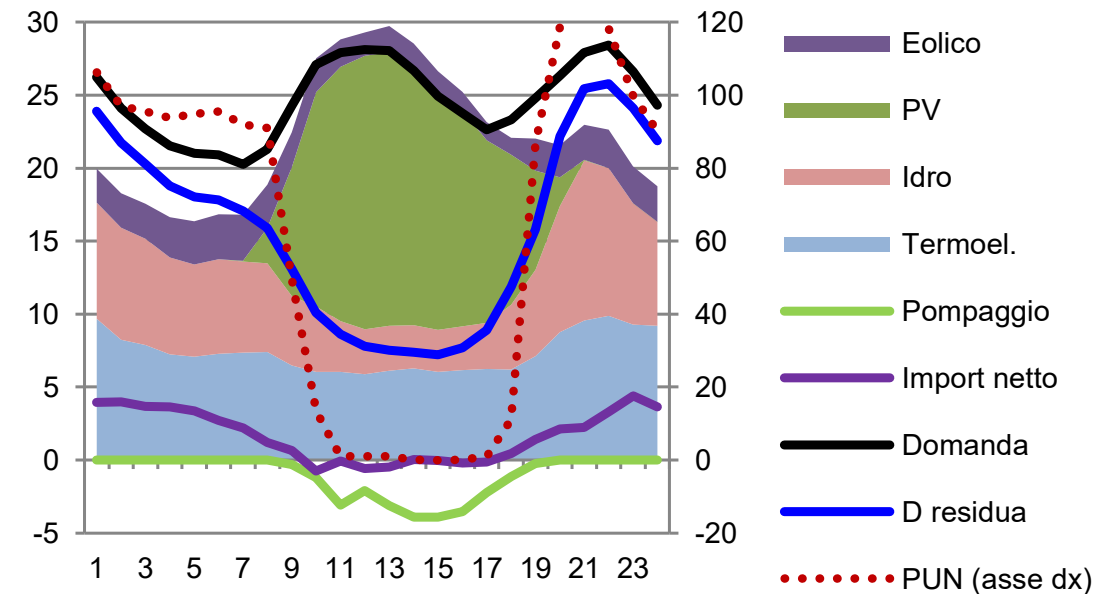


Massime variazioni orarie, e deviazione standard, della produzione da fonti intermittenti (in % del carico totale) – valori corrispondenti allo 0,1% delle ore di variazione massima

... e si amplia il divario tra carico residuo diurno e serale e aumenta il rischio di eccesso di produzione in particolare nei giorni festivi



Curva oraria della domanda residua media nel II trimestre (MW) – giorni feriali e festivi



Curva oraria della domanda e della domanda residua, generazione elettrica per fonte (asse sx, GW) e PUN (asse dx, €/MWh) – 1° maggio 2025

3. Prezzi dell'energia e competitività italiana

Prezzo dell'energia elettrica sul mercato italiano: PUN in aumento nel 2025

Nel corso del 2025, il PUN ha fatto registrare dapprima un'importante flessione (-26%) nel secondo trimestre rispetto ai valori record del primo trimestre, per poi riprendere un trend di leggera crescita nei due trimestri successivi (+8% nel terzo trimestre e +4% nel quarto, rispetto ai trimestri precedenti).

La media annuale del PUN è stata di 116 €/MWh, in rialzo del 7% rispetto al 2024 dovuto per lo più al rally del prezzo del primo trimestre.

A partire dal secondo trimestre 2025, si sono verificati disaccoppiamenti tra la dinamica del PUN e quella del PSV (determinata dal costo variabile del ciclo combinato). Nel mese di giugno il PUN è cresciuto del 19% rispetto al mese precedente, rispetto a un incremento del PSV pari al 4%; da allora, nei mesi successivi, fatta eccezione per agosto, il prezzo dell'elettricità è continuato a crescere o a rimanere stabile (a settembre) nonostante il prezzo del gas sia sceso.

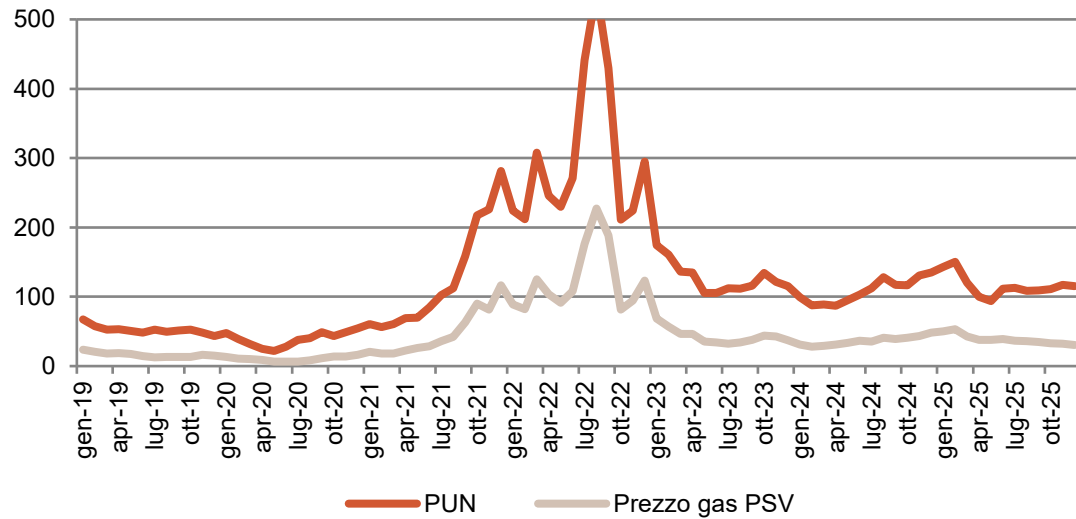
L'indice di correlazione R^2 tra il prezzo dell'elettricità e quello del gas è sceso di circa un punto percentuale rispetto al valore al primo semestre 2025 e di un punto e mezzo rispetto al valore a fine 2024. Seppure non sia strutturale, un disaccoppiamento di questo tipo rappresenta una novità in questi ultimi anni.

Osservando l'indice di tecnologia marginale (ITM), ossia la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia nelle varie zone di mercato, si nota come nel 2025 il gas naturale sia risultato marginale per circa il 40% delle ore in tutte le zone di mercato. Rispetto al solo primo semestre, la marginalità del gas naturale è tuttavia diminuita di 10 punti percentuali: nelle ore corrispondenti, tuttavia,

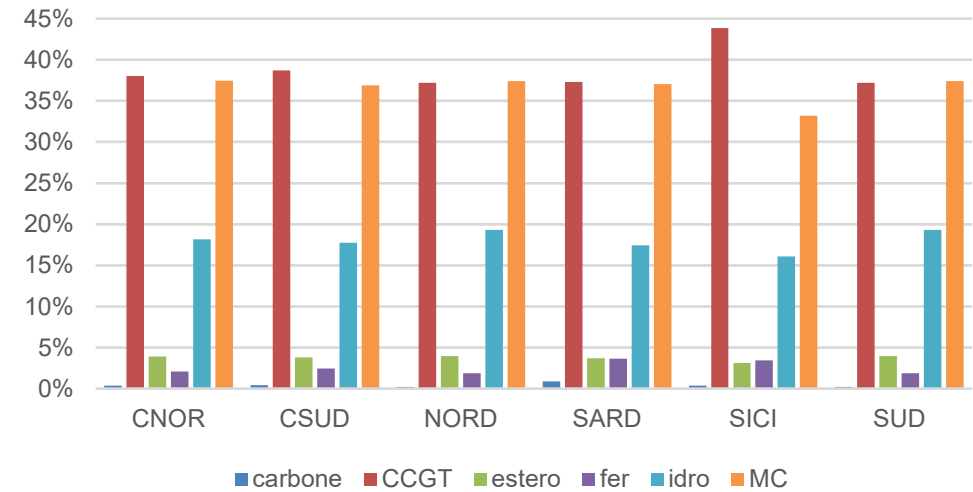
secondo i dati GME, la tecnologia che ha fissato il prezzo, basata sul meccanismo del *Market Coupling*, non può essere definita univocamente.

D'altra parte resta costante il contributo limitato (pochi punti percentuali) delle FER alla determinazione del prezzo, ad eccezione dell'idroelettrico che copre sempre oltre il 15% delle ore.

Segnali di riduzione del ruolo del gas sul mercato elettrico

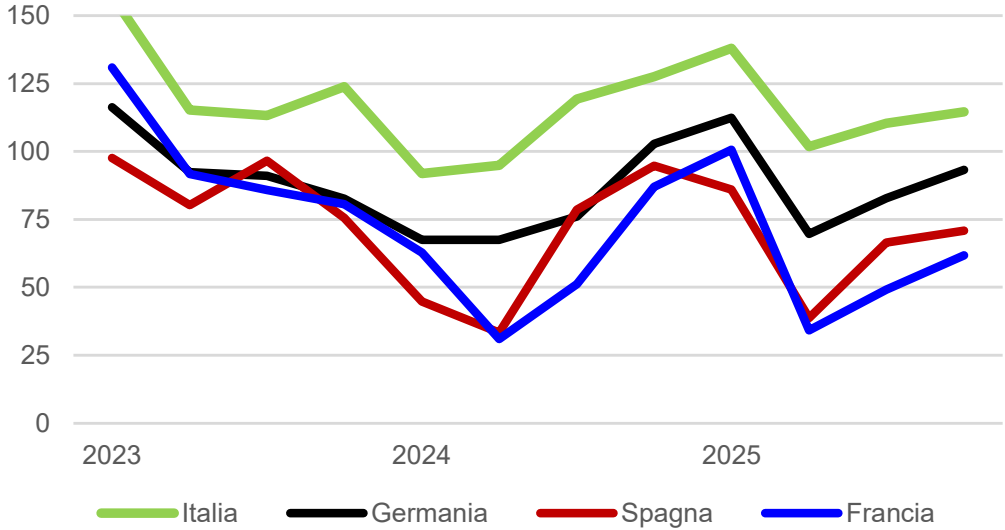


Prezzo Unico Nazionale e prezzo gas PSV - medie mensili (€/MWh)

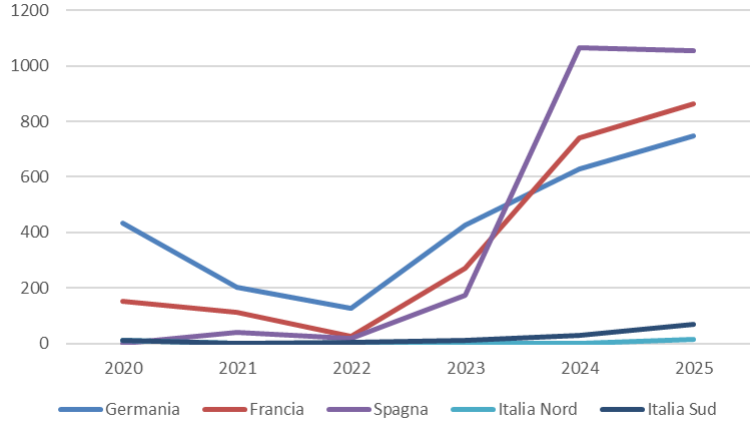


Indice di tecnologia marginale per le varie zone di mercato italiano nel 2025 (%)

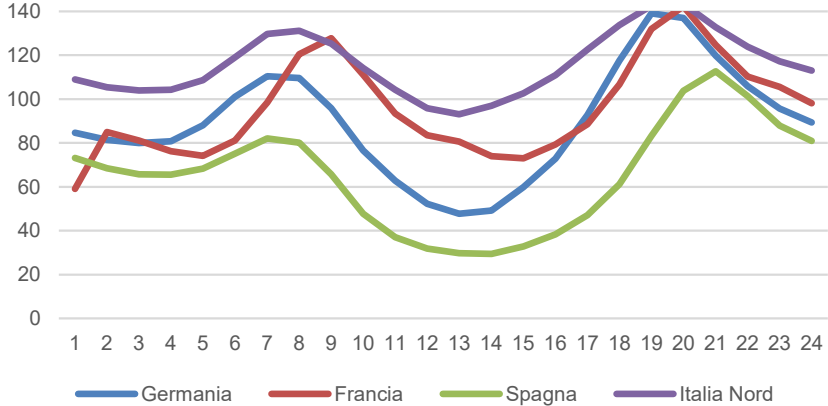
Fenomeno delle ore a prezzo negativo sviluppato nei principali paesi EU, ma non in Italia



Prezzo dell'elettricità sulle principali borse europee (€/MWh)



Numero di ore con prezzi ≤ 0 €/MWh



Curve dei prezzi medi orari nel 2025 (€/MWh)

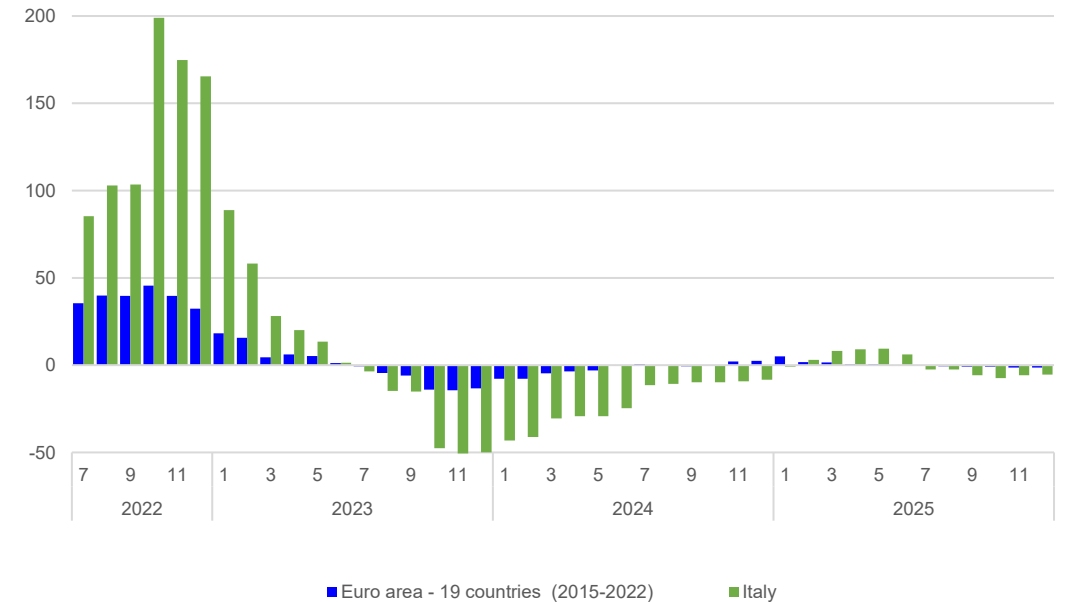
Indice dei prezzi al consumo per l'elettricità in leggero calo nella seconda metà del 2025...

Lato utenti finali, la dinamica mensile dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) mostra un nuovo calo del prezzo dell'elettricità in Italia nel secondo semestre 2025, riprendendo il trend in atto dal 2023 interrotto solo da una brusca inversione di tendenza nei primi 6 mesi del 2025. La variazione dell'indice per l'Italia è più marcata rispetto alla media UE.

D'altra parte, gli aumenti del prezzo erano stati in Italia molto maggiori nella fase più acuta della crisi dei prezzi del 2022.

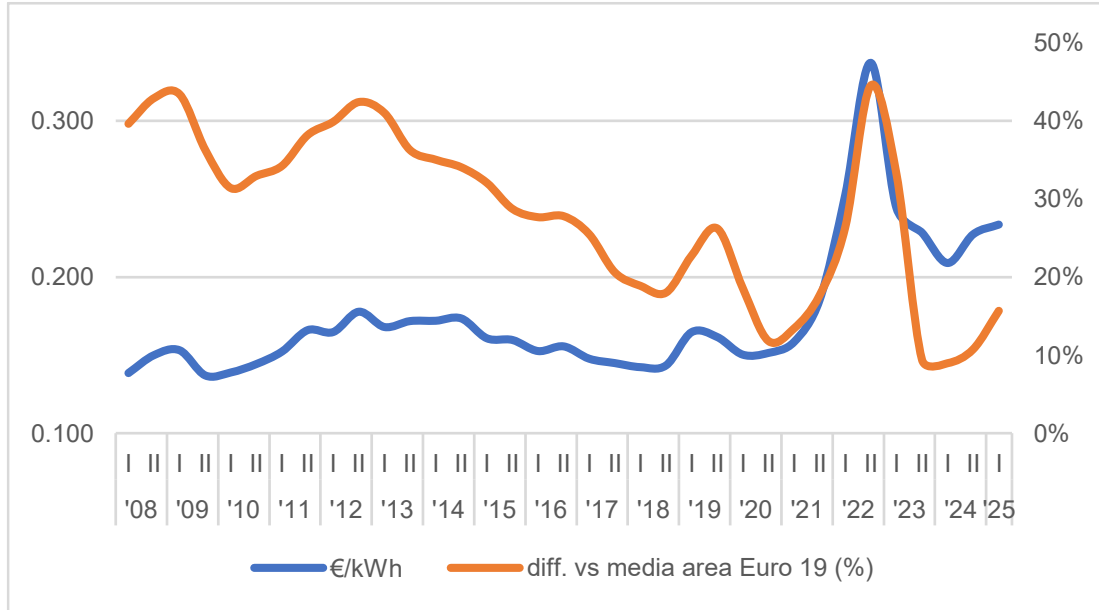
L'ultimo aggiornamento Eurostat relativo ai prezzi per i consumatori non domestici è relativo al primo semestre 2025. Dalla Figura a lato si evince che per l'Italia il differenziale rispetto alla media UE è continuato a crescere anche nella prima metà dello scorso anno, specie per le fasce di consumo più basse che rappresentano il tessuto medio del nostro Paese: per le imprese con fascia di consumo 20-499 MWh annui (fascia *IB*) lo spread rispetto al valore mediano UE era del 20%, del 35% quelli con consumi fino a 2000 MWh (fascia *IC*), entrambi circa 3 volte superiori ai valori dello stesso periodo 2024.

Per i clienti domestici, sono disponibili da ARERA i dati relativi al mercato tutelato di un consumatore tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo); tuttavia, nel corso degli ultimi anni, tale regime è progressivamente rimasto limitato ai soli clienti in condizione di vulnerabilità. Il 2025 ha registrato un rialzo del 24% rispetto all'anno precedente, concentrato soprattutto nel primo semestre dell'anno (+30% rispetto allo stesso periodo 2024).

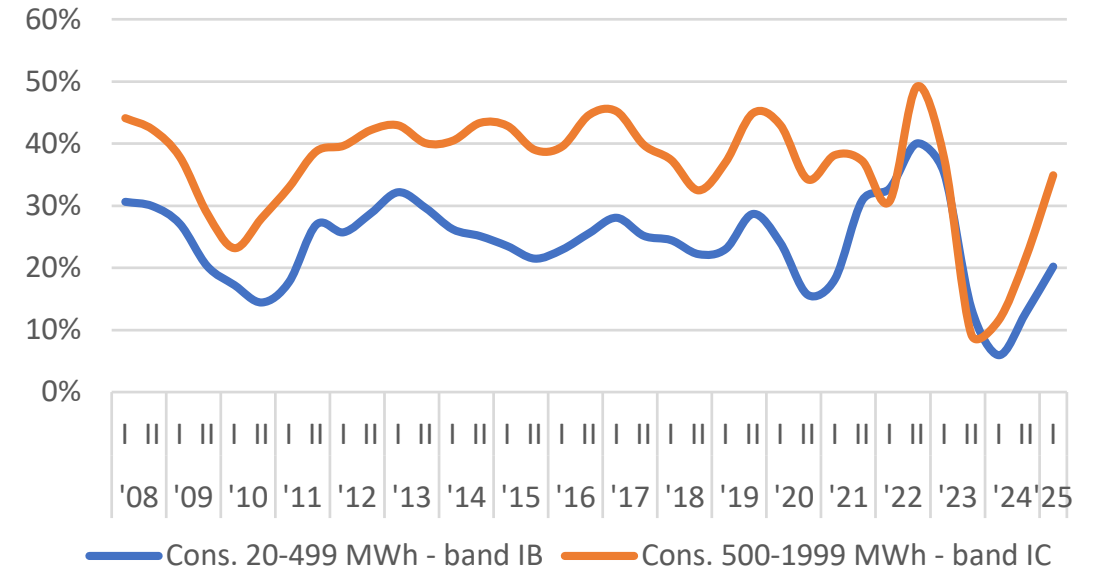


Harmonized Index of Consumer Prices –Elettricità (variazione % sullo stesso mese dell'anno precedente)

... ma resta il gap di costo per le imprese italiane

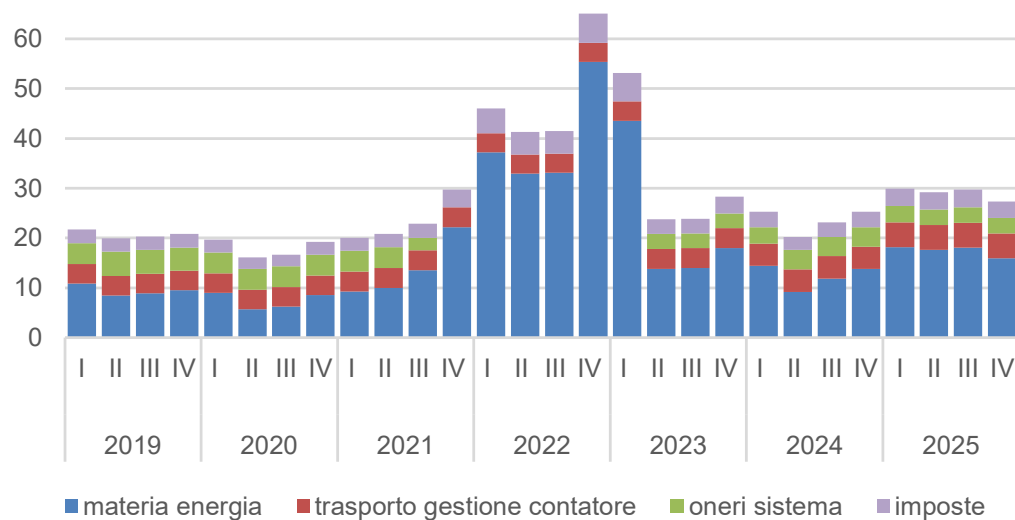


Differenza tra il prezzo dell'elettricità per le imprese italiane e la mediana UE-27 (%) – fascia di consumo IC

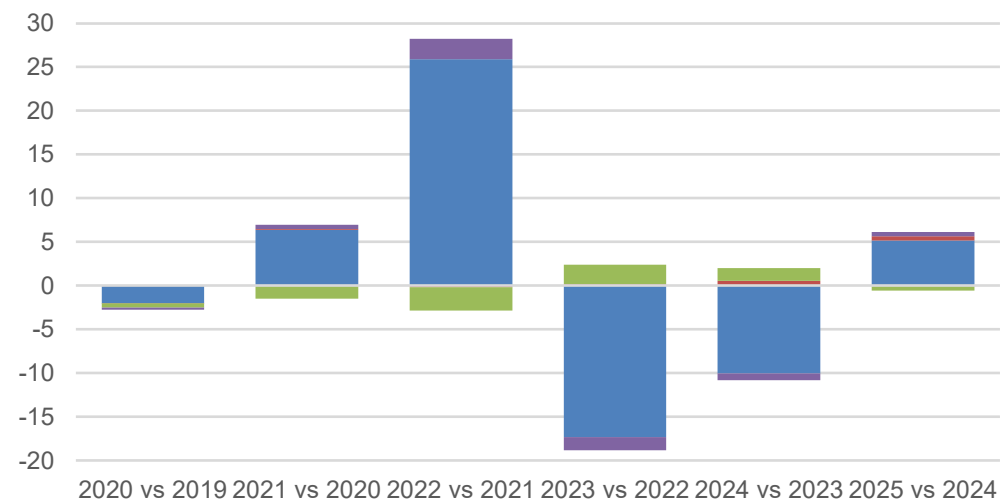


Differenza tra il prezzo dell'elettricità per le imprese italiane e la mediana UE-27 (%) – fasce di consumo IB e IC

Prezzi per i consumatori domestici in rialzo nel 2025



Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipico in maggior tutela (c€/kWh)



Variazioni annue delle componenti del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipico in maggior tutela (c€/kWh)

Prezzi del gas naturale. Spread PSV-TTF estremamente elevato anche nel 2025

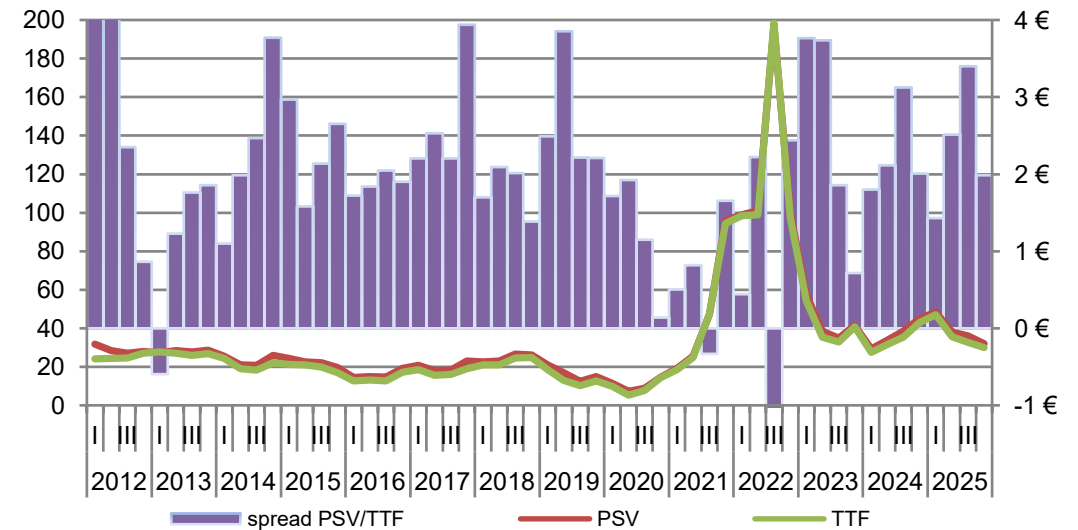
Il secondo semestre 2025 ha registrato una flessione del prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e sul mercato olandese (TTF) rispetto alla prima parte dell'anno, interrompendo un trend di crescita che durava da inizio 2024. Rispetto al 2024, entrambi gli indici hanno visto un rialzo del 6%; in particolare, nel primo semestre 2025 il PSV è aumentato del 27% rispetto al medesimo periodo 2024, compensato da un calo del 18% nel confronto del secondo semestre.

In Italia la dinamica del prezzo del gas è stata di continua decrescita, passando dai 48,5 €/MWh del primo trimestre ai 32,1 €/MWh (-34%), trend completamente opposto rispetto all'anno precedente dove tra il primo e l'ultimo semestre si è registrato un aumento superiore al 50%.

Il differenziale tra PSV e TTF si è ridotto nell'ultimo trimestre del 2025, attestandosi intorno ai 2 €/MWh. La media dello spread del 2025, pari a 2,3 €/MWh, è superiore del 6% rispetto alla media 2024.

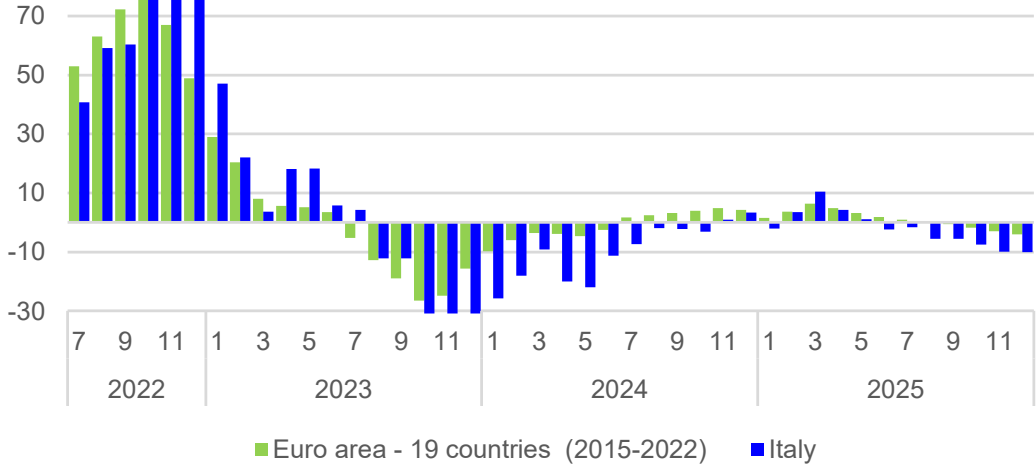
Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, anche in questo caso, in mancanza dei dati Eurostat relativi al II semestre dell'anno, si è proceduto ad analizzare l'indice armonizzato dei prezzi al consumo. Secondo i dati HICP, anche per il gas, nella seconda metà del 2025, si è registrato un nuovo calo del prezzo, più marcato rispetto alla media dell'area euro.

Gli ultimi dati Eurostat sul prezzo del gas per le imprese, aggiornati al I semestre 2025, mostrano che nella prima parte dello scorso anno il prezzo italiano si è riavvicinato a quello medio europeo per la fascia di consumo compresa da 1.000 a 10.000 GJ.

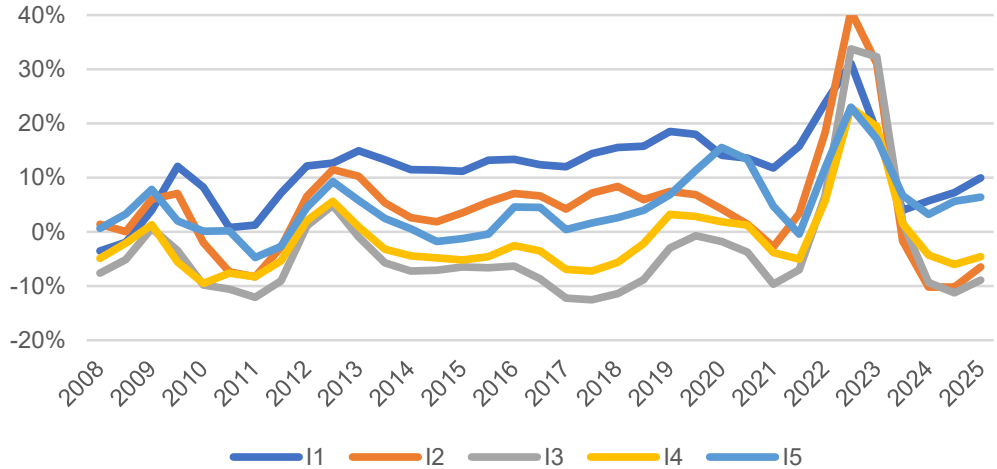


Prezzo del gas al PSV e al TTF (€/MWh, asse sx) e spread PSV-TTF (€/MWh, asse dx)

Indice dei prezzi al consumo in calo maggiore che nell'UE, ma resta il differenziale positivo di costo per le imprese italiane gasivore

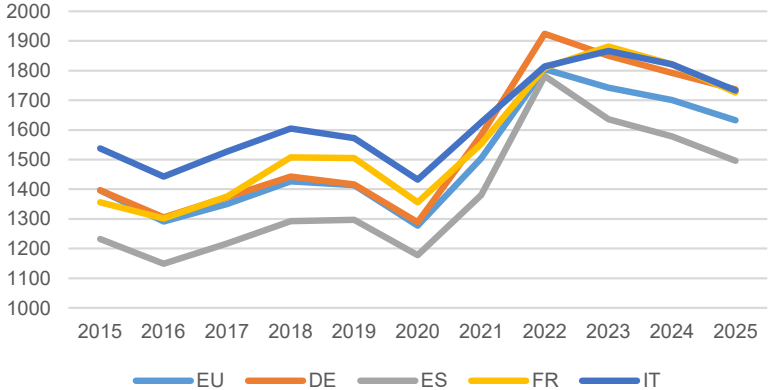


Harmonized Index of Consumer Prices - Gas (variazione % sullo stesso mese dell'anno precedente)

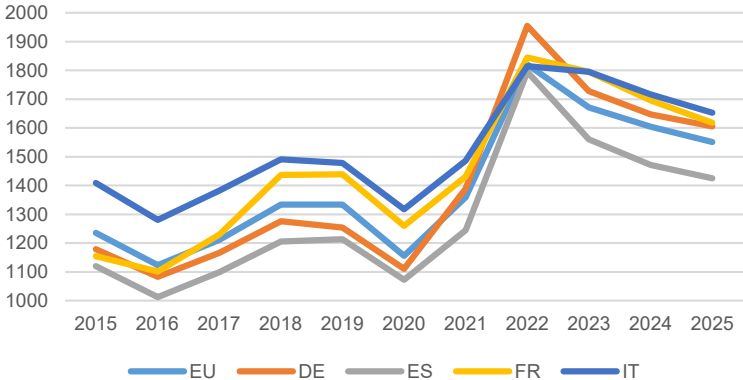


Prezzo del gas per le imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla media UE-27 (%)

A maggio prezzo del gasolio in Italia ai minimi dal 2021, ma resta il più alto tra le principali economie EU nonostante il minor prezzo industriale

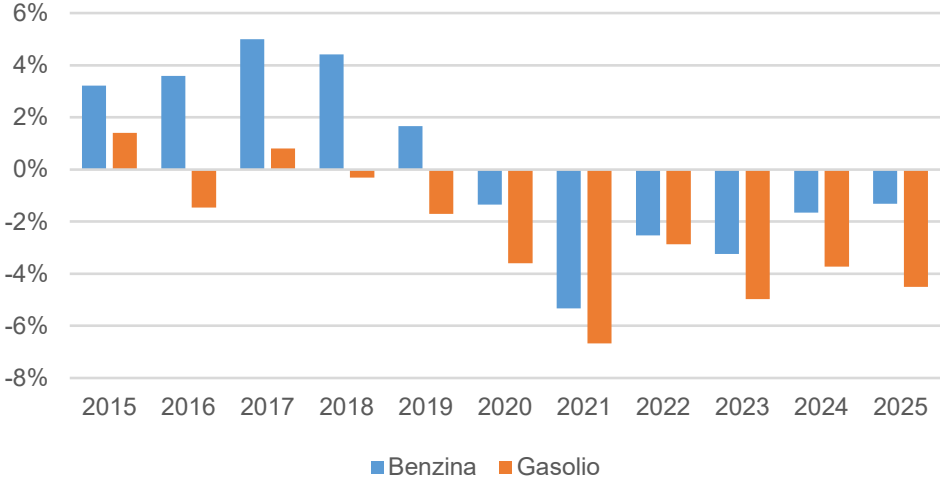


Prezzo al consumo benzina incluse imposte e tasse (€/litro)



Prezzo al consumo gasolio auto trasporti incluse imposte e tasse (€/litro)

3. Prezzi dell'energia e competitività italiana



Scostamento del prezzo industriale del gasolio dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

Tecnologie low-carbon: deficit in calo, export in crescita trainato dai PHEV ma...

Nel 2025 il deficit commerciale del comparto delle tecnologie low-carbon si riduce su base annuale a 3 miliardi e 954 milioni di euro (-24%), grazie al forte incremento delle esportazioni (+49%), che raggiungono un totale di 5 miliardi e 751 milioni di euro, con ciò consolidando l'inversione di tendenza del disavanzo emersa nel 2024 rispetto al quinquennio precedente. La marcata espansione delle vendite estere contribuisce in misura determinante alla crescita dell'interscambio complessivo, che rispetto al 2024 aumenta del 20% superando i 15 miliardi di euro, con la quota delle esportazioni sul totale che sale dal 30% al 37%. Nel medesimo periodo, l'export di tecnologie low-carbon rafforza anche la propria incidenza sul totale dell'export manifatturiero, con una quota che passa dallo 0,8% a oltre la soglia simbolica dell'1%. Resta tuttavia un ampio divario con le importazioni, che si attestano a 9 miliardi e 705 milioni di euro e la cui quota sul totale dell'import manifatturiero, sostanzialmente stabile, rimane più che doppia rispetto a quella dell'export, collocandosi al 2,4%.

La notevole espansione rilevata a livello aggregato nel 2025 per le esportazioni del comparto delle tecnologie low-carbon è principalmente riconducibile al consistente incremento dell'export di veicoli ibridi plug-in (PHEV), che passa da 1 miliardo e 262 milioni di euro nel 2024 a 3 miliardi e 183 milioni di euro nel 2025 (+152%), in contrasto con la sostanziale stagnazione delle vendite estere di auto puramente elettriche (BEV), rimaste su valori molto più contenuti (intorno a 800 milioni di euro) dopo il crollo registrato nel 2024 (Tabella 1).

La spinta generata dalle esportazioni dei veicoli ibridi è tale da portare in attivo il saldo commerciale del settore (729 milioni di euro) pur in presenza di una

significativa crescita delle importazioni, che passano da un miliardo e 571 milioni a 2 miliardi e 454 milioni di euro (+56%); mentre nel caso dei veicoli BEV l'aumento, sebbene più ridotto, delle già ingenti importazioni (+10,4%, da 2 miliardi e 873 milioni di euro a 3 miliardi e 172 milioni di euro) causa un peggioramento del deficit commerciale, che arriva a sfiorare i 2 miliardi e 350 milioni di euro. Nel complesso, la positiva dinamica commerciale dei PHEV sostiene l'intero settore dell'auto elettrica, riducendone significativamente il deficit commerciale, che passa da 2 miliardi e 381 milioni a 1 miliardo e 620 milioni di euro.

D'altro canto, la quasi invarianza delle esportazioni di veicoli «elettrici puri» (BEV) e il consolidamento del loro elevato flusso di importazioni, superiore a quello dei veicoli PHEV, segnala quantomeno una fase di stallo nella produzione nazionale di queste auto, dando luogo a sua volta a un più ridotto fabbisogno di accumulatori agli ioni di litio. Risulta di conseguenza coerente l'ulteriore significativa contrazione delle importazioni di accumulatori agli ioni di litio (in corso dal 2024), pari a 482 milioni di euro, con un sensibile impatto sulla riduzione del deficit commerciale dell'intero settore degli accumulatori, che passa da un miliardo e 761 milioni a un miliardo e 287 milioni di euro.

... forte ritardo nei BEV, con riflessi sul calo delle importazioni degli accumulatori agli ioni di litio

Prodotti	Export 2024	Import 2024	Saldo 2024	Saldo 2024	Export 2025	Import 2025	Saldo 2025	Saldo 2025
	(mln euro)	(mln euro)	(mln euro)	normalizzato	(mln euro)	(mln euro)	(mln euro)	normalizzato
Accumulatori a idruro di nichel-metallo	4	20	-15	-0.63	5	18	-14	-0.59
Accumulatori ioni di litio	227	1833	-1606	-0.78	261	1351	-1090	-0.68
Accumulatori nickel-cadmio	13	30	-17	-0.41	18	34	-16	-0.31
Accumulatori piombo acido	747	840	-93	-0.06	636	786	-150	-0.11
Altri accumulatori	16	32	-16	-0.34	10	22	-12	-0.37
Componentistica accumulatori	122	135	-14	-0.05	132	137	-5	-0.02
Totale Accumulatori	1129	2891	-1761	-0.44	1063	2350	-1287	-0.38
Energy Management	46	197	-151	-0.62	64	211	-146	-0.53
Generatori eolici	5	122	-117	-0.93	1	159	-158	-0.99
Sistemi a torre	133	167	-35	-0.12	103	63	40	0.24
Totale Eolico	137	289	-152	-0.36	104	222	-118	-0.36
Turbine idrauliche a bassa potenza	3	1	2	0.57	5	7	-2	-0.15
Turbine idrauliche a media potenza	6	1	5	0.69	9	4	5	0.42
Turbine idrauliche ad alta potenza	3	6	-3	-0.35	3	3	-0	-0.08
Componentistica turbine idrauliche	55	10	45	0.69	87	10	77	0.79
Totale Turbine idrauliche	67	18	49	0.58	103	24	80	0.63
Elettrolisi	191	64	126	0.50	211	96	116	0.38
Reattori nucleari	0	0	0	0.66	0	0	0	0.52
Componentistica nucleare	6	4	2	0.22	5	0	5	0.87
Totale Nucleare	6	4	2	0.22	5	0	5	0.86
Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	3	21	-17	-0.72	6	35	-28	-0.70
Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	71	1106	-1035	-0.88	57	1099	-1042	-0.90
Totale fotovoltaico	74	1126	-1052	-0.88	63	1134	-1071	-0.89
Solare termico	141	42	98	0.54	131	43	88	0.51
Automobili BEV	801	2873	-2072	-0.56	823	3172	-2349	-0.59
Automobili PHEV	1262	1571	-309	-0.11	3183	2454	729	0.13
Totale Automobili elettriche	2063	4444	-2381	-0.37	4006	5626	-1620	-0.17
Totale Low-Carbon	3854	9075	-5222	-0.40	5751	9705	-3954	-0.26

Commercio internazionale dell'Italia nel comparto delle tecnologie Low-Carbon - biennio 2024-2025

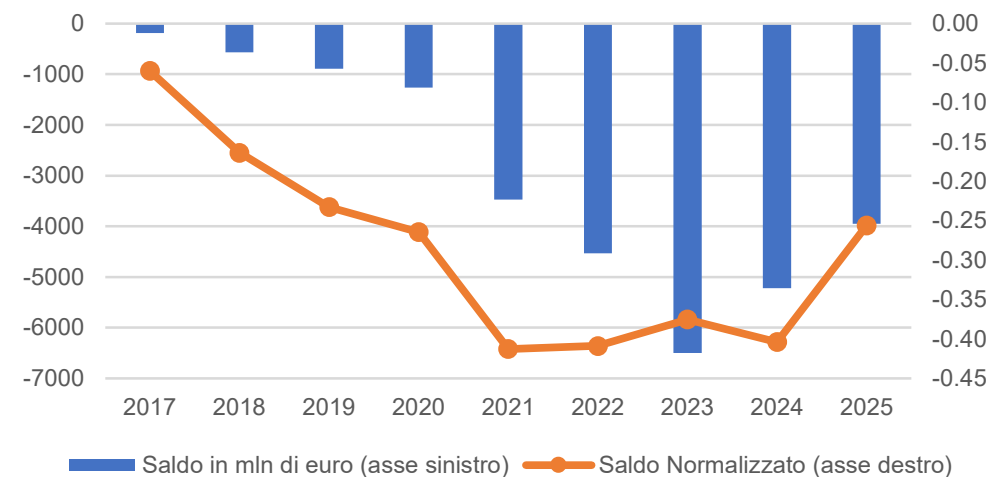
Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat-Comext (ultimo accesso 20 marzo 2026)

Saldo normalizzato in miglioramento, ma cresce la despecializzazione nei BEV...

Nel 2025 il saldo commerciale normalizzato del comparto delle tecnologie low-carbon registra un sensibile miglioramento, attestandosi a -0,26 rispetto a -0,40 del 2024 e tornando sui livelli del 2020.

Questo risultato riflette in gran parte il sensibile recupero dello svantaggio competitivo nel comparto dell'auto elettrica, con un saldo normalizzato che passa da -0,37 a -0,17 grazie alla posizione in attivo acquisita nel 2025 dai veicoli ibridi PHEV (saldo normalizzato pari a 0,13), in aperta controtendenza con la crescente despecializzazione commerciale nei veicoli BEV, con un saldo normalizzato che si attesta a -0,59.

Il mutamento del quadro competitivo è altresì caratterizzato dal significativo miglioramento del saldo normalizzato degli accumulatori agli ioni di litio (che passa da -0,78 a -0,68), in continuità con la tendenza avviata nel 2024, legata al calo della produzione di BEV.



Saldo commerciale dell'Italia nel comparto delle tecnologie Low-Carbon (2017-2025)

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat-Comext (ultimo accesso 20 marzo 2026)

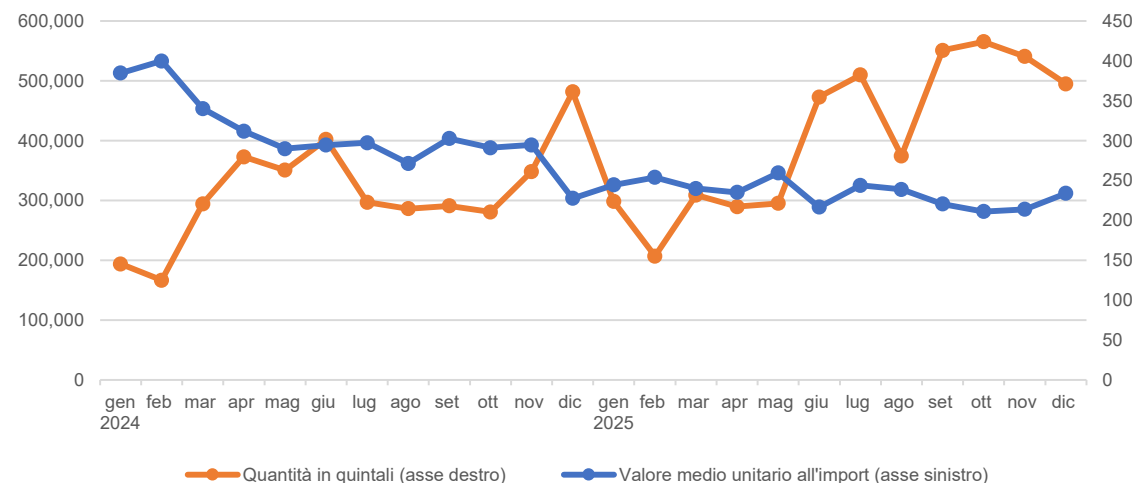
... e restano criticità nel fotovoltaico

Il saldo normalizzato relativo al fotovoltaico rimane invece su livelli estremamente elevati (-0,90), nonostante il valore del disavanzo si confermi quasi dimezzato rispetto al picco registrato nel 2023. Il modesto incremento del saldo negativo (a 1 miliardo e 70 milioni, da 1 miliardo e 52 milioni di euro nel 2024) è riconducibile inoltre alla prolungata flessione dei prezzi dei pannelli, evidenziata dalla riduzione dei valori medi unitari all'import, mentre le quantità importate continuano a crescere, trainate da una robusta domanda di moduli fotovoltaici.

Sul fronte delle rinnovabili sembra anche consolidarsi una significativa despecializzazione nel settore eolico (saldo normalizzato pari a -0,36 nel 2025), spiegata soprattutto dal crescente svantaggio competitivo dei generatori eolici, il cui saldo normalizzato passa da -0,93 a -0,99, mentre rimane marcata la despecializzazione nel settore delle "reti intelligenti", rappresentato dal segmento dell'energy management, il cui saldo normalizzato si attesta a -0,53 nel 2025.

Le aree di specializzazione restano confinate ai settori delle turbine idrauliche, del solare termico e, in misura minore, dell'elettrolisi, con saldi normalizzati pari rispettivamente a 0,63, 0,51 e 0,38 nel 2025.

L'attivo commerciale complessivo associato a questi comparti, già di per sé esiguo, aumenta peraltro di solo poco meno del 4% tra il 2024 e il 2025, passando da 273 a 283 milioni di euro, e risulta incrementato marginalmente anche considerando il contributo dell'emergente surplus commerciale della componentistica nucleare, pari a circa 5 milioni di euro.



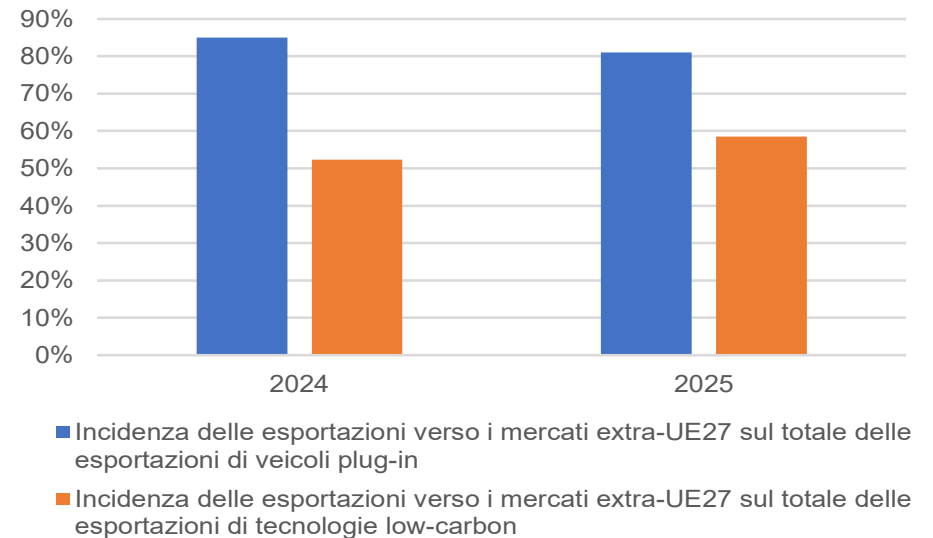
Importazioni italiane di pannelli fotovoltaici in quantità e valori medi unitari all'importazione (€/q, anni 2024-2025)

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat-Comext (ultimo accesso 20 marzo 2026)

Il caso del commercio PHEV: il ruolo dei mercati extra-UE...

L'analisi dei flussi commerciali disaggregata per aree geografiche mostra come le esportazioni di veicoli ibridi plug-in (PHEV) manifestino una spiccata proiezione verso i mercati extraeuropei – che assorbono oltre l'80% dell'export del segmento, a fronte del già elevato 58% relativo al totale delle tecnologie low-carbon – e siano significativamente sostenute anche dalle vendite destinate all'UE27, più che triplicate nel 2025 fino a superare i 600 milioni di euro. Di particolare evidenza è il più che raddoppio dei flussi di export di auto PHEV diretti verso gli Stati Uniti (oltre 1 miliardo di euro nel 2025, pari al 40% della componente extraeuropea delle esportazioni), nonostante le politiche tariffarie intraprese dall'amministrazione americana. L'aumento in questione è verosimilmente guidato sia da fenomeni di *front loading* (anticipazione delle importazioni da parte degli acquirenti in previsione dei dazi), che hanno interessato diffusamente l'export manifatturiero italiano nel periodo in esame, sia da una parziale ricomposizione del portafoglio verso nicchie produttive di fascia alta meno sostituibili, come suggerito dal forte aumento dei valori medi unitari all'export (+132%), che si collocano nettamente al di sopra dei già elevati valori del restante export extraeuropeo.

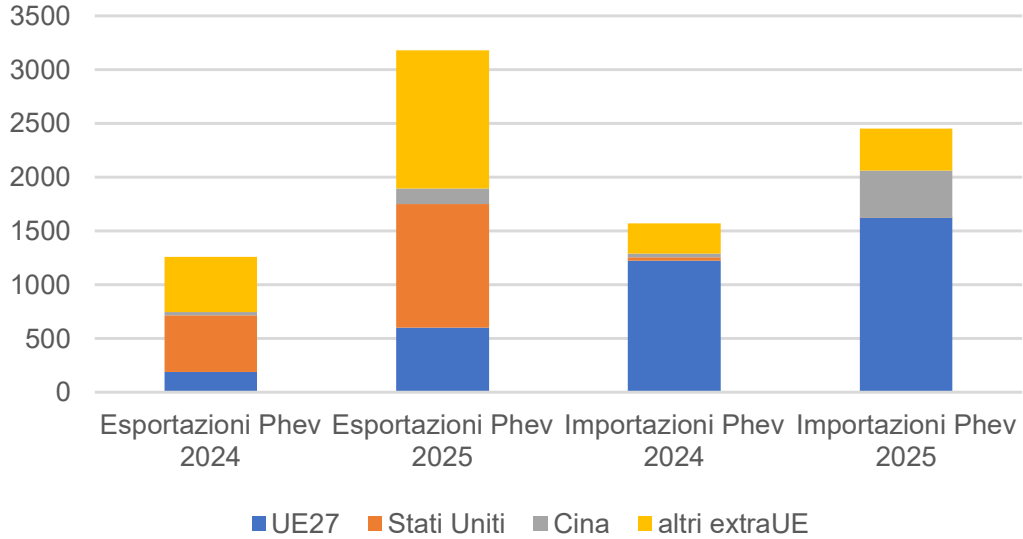
Altrettanto rilevante per lo scenario competitivo è la dimensione delle importazioni di veicoli PHEV dalla Cina, che ha contribuito per oltre il 45% al loro incremento nel 2025. Questa dinamica è in linea con la strategia di diversificazione delle esportazioni adottata dal paese asiatico dopo l'imposizione dei dazi europei sui veicoli puramente elettrici nel 2024, ma riflette anche una penetrazione nel mercato italiano superiore alla media europea, con una quota di provenienza cinese pari al 53% delle importazioni extraeuropee, contro il 30% dell'UE27.



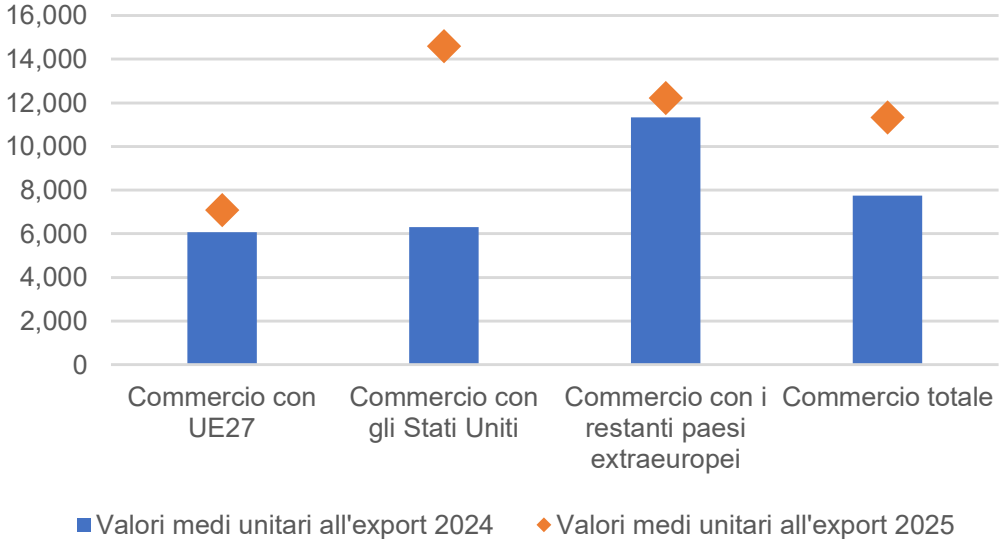
Export italiano verso i mercati extra-UE27: confronto tra veicoli ibridi plug-in (PHEV) e totale tecnologie low carbon (2024–2025)

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat-Comext (ultimo accesso 20 marzo 2026)

... Aumenta l'export verso gli Stati Uniti ma anche l'import dalla Cina



Esportazioni e importazioni dell'Italia di veicoli ibridi plug-in (PHEV) per principali aree geografiche (milioni di euro), 2024–2025



Valori medi unitari all'export delle autovetture PHEV italiane per area geografica (€/q), 2024–2025

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat-Comext (ultimo accesso 20 marzo 2026)

4. Stato della transizione energetica italiana

Il confronto con il PNIEC mostra ritardi nel calo dei consumi petroliferi e nell'aumento delle FER

Per una valutazione della dinamica in atto della transizione energetica italiana, la tabella che segue mette in prospettiva le tendenze in atto nelle variabili principali del sistema energetico, confrontandone la dinamica in atto con quella prevista nell'ancora molto recente PNIEC italiano, inviato alla Commissione Europea a luglio 2024.

Lato decarbonizzazione, la traiettoria delle emissioni di CO₂ ha continuato ad allontanarsi da quella necessaria per il target 2030: nei prossimi cinque anni la riduzione delle emissioni di CO₂ dovrebbe procedere ad un tasso medio annuo di circa 6% per raggiungere il target definito nel PNIEC, di circa il 7%, per raggiungere il più ambizioso target Fit for 55 e REPowerEU. Si tratta di tassi almeno tripli rispetto a quelli registrati negli ultimi anni, e già significativamente maggiori di quelli previsti nel PNIEC per il periodo 2022-2030, a indicare che nei due anni passati dal PNIEC l'impresa è divenuta più ardua.

Tutte queste considerazioni valgono a maggior ragione nel caso dei settori non-ETS, per i quali il raggiungimento dei target 2030 richiede ormai un cambiamento drastico delle tendenze recenti. Mentre il settore degli impianti ETS è l'unico segmento del sistema energetico che, nonostante la ripresa delle emissioni registrata nel 2025, presenta una dinamica in linea con la traiettoria delineata dal PNIEC.

Anche nel caso dello sviluppo delle energie rinnovabili tutti gli indicatori richiedono ora un'evoluzione molto più sfidante rispetto a quella delineata solo due anni fa nel PNIEC. In particolare, il PNIEC prevedeva per il 2025 consumi di energia da fonti rinnovabili (calcolati secondo la metodologia Eurostat utilizzata

per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi europei) pari a 29 Mtep, mentre si stima che il dato 2025 sia stato di poco più di 23 Mtep, con una quota sui consumi finali in aumento solo marginale rispetto ai livelli dell'anno precedente (circa mezzo p.p. in più) e di poco superiore al 20%, laddove il PNIEC 2024 prevedeva che nell'anno appena passato avrebbero dovuto superare la quota del 25% dei consumi finali.

Con riferimento al solo settore elettrico, i consumi da FER (calcolati sempre con la metodologia Eurostat) nel 2025 sono stimati pari a quasi 12 Mtep, e rappresentano una quota di poco inferiore al 44% dei consumi elettrici, quasi 3 pp in più rispetto al 2024, ma anche in questo caso, questo dato è già significativamente inferiore al 47,4% che il PNIEC prevedeva di raggiungere nel 2025 (mentre il target 2030 è al 63%).

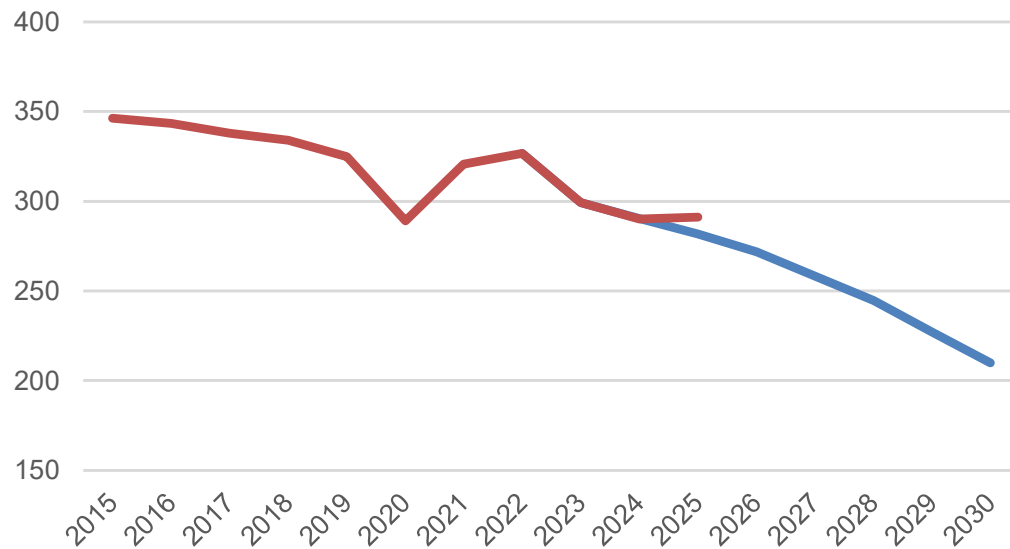
La stima tempestiva dei consumi da FER nel settore termico secondo la metodologia Eurostat è necessariamente approssimativa, ma è plausibile che questi siano ancora fermi a 10 Mtep circa, cioè sostanzialmente sui livelli del 2010, e una quota sui consumi termici totali di poco superiore al 20%, mentre per il 2025 il PNIEC prevedeva 12,5 Mtep e una quota del 26% (mentre il target 2030 è al 36,7%).

4. Stato della transizione energetica italiana

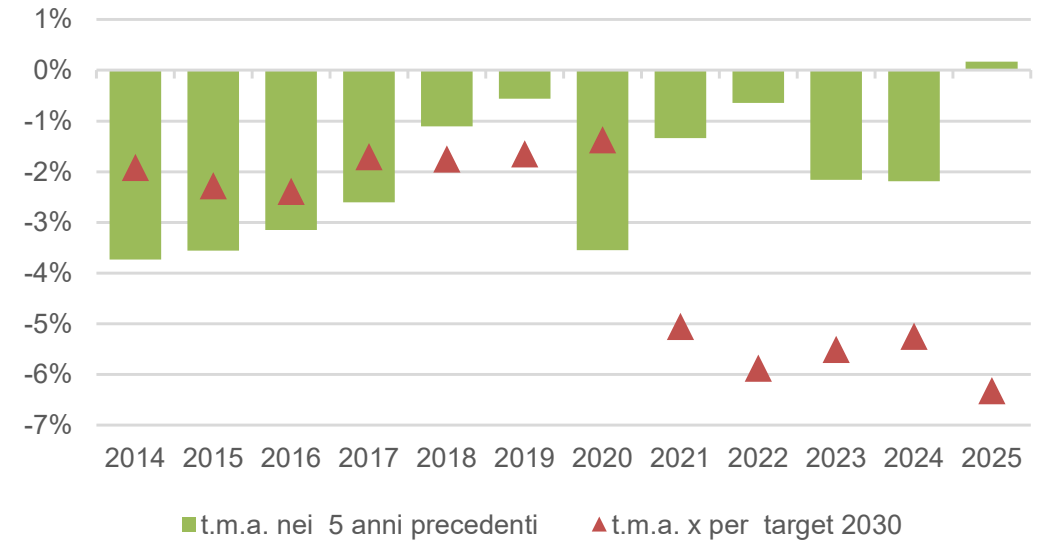
Per quasi tutte le variabili chiave individuate nel PNIEC 2024 il percorso verso i target 2030 è già divenuto più arduo. Fanno eccezione le emissioni ETS e i consumi di energia primaria

		Obiettivi 2030					Variazioni annue (tassi medi annui o var. assolute)					
		Ff55 (+REPowerEU)	PNIEC 2024 / Pol. Agg.	2022 dato PNIEC	stima 2025	2025 scen. PNIEC	2015-2025	2019-2025	2023-2025	2025-2030 x target PNIEC	2022-2030 PNIEC	2025-2030 x target Ff55
Emissioni GHG	Totali w/o LULUCF (vs 1990)	-47%	-44%	-21%	-28%	-30%	-1.7%	-1.8%	-1.4%	-4.9%	-4.3%	-6.0%
	EU ETS (vs 2005)	-62%	-66%	-45%	-58%	-55%	-4.0%	-5.0%	-5.4%	-4.0%	-6.0%	-4.0%
	non-ETS (vs 2005)	-43.7%	-40.6%	-20%	-23%	-26%	-0.4%	-0.7%	0.8%	-5.6%	-3.7%	-6.6%
Emissioni CO2	Totali (vs 1990)						-1.7%	-1.8%	-1.4%	-6.3%	-5.4%	-7.1%
	EU ETS (vs 2005)						-4.3%	-5.0%	-5.4%	-5.0%	-6.6%	-5.0%
	non-ETS (vs 2005)						-0.6%	-0.9%	0.8%	-5.3%	-3.5%	-6.3%
Energie rinnovabili	FER totali nei consumi finali lordi di energia (Mtep)		43.2	22.6	23.4	29.1	1.0%	1.1%	3.5%	13.1%	8.4%	
	Quota FER su consumi finali di energia (criteri RED III)	38.7%	39.4%	19%	20.3%	25%	0.3%	0.3%	0.5%	3.8%	1.8%	3.7%
	Energia elettrica da FER (Mtep) - dati normalizzati		19.6	10.4	12.0	13.6	2.4%	3.2%	6.8%	10.3%	8.3%	
	Quota FER su consumi finali di energia elettrica (%)	-	63.4%	37%	43.6%	47%	1.0%	1.4%	2.3%	4.0%	2.0%	
	FER nei consumi finali di energia nei trasporti (Mtep)		6.0	1.6	1.8	3.0	4.3%	5.5%	0.3%	27.7%	18.1%	
	Quota FER su consumi finali di energia nei trasporti (%)	29%	34%	8%	10.6%	15%	0.4%	0.3%	0.1%	4.7%	2.4%	2.7%
	Parco totale di veicoli elettrici puri BEV (milioni)		4.3		0.37		0.04	0.05	0.07	0.79	0.52	
	FER nei consumi finali per riscald. e raffresc. (Mtep)		17.6	10.6	9.6	12.5	-1.0%	-1.6%	0.6%	12.8%	6.5%	
	Quota FER su consumi finali per riscald. e raffresc. (%)	29.6% / 39.1%	37%	21%	20.5%	26%	0.1%	0.3%	0.1%	3.2%	1.3%	
	Quota idrogeno da FER sul totale H2 nell'industria		54%									
Efficienza energetica	Energia primaria - PEC Europe 20-30 / PEC EED	112,2 (+2,5%)	122.0	139.6	130.0	132.3	-1.4%	-1.9%	-1.1%	-1.3%	-1.7%	-2.4%
	Energia finale - FEC Europe 2020-2030	92,1 (+2,5%)	100.2	111.7	109.2	107.6	-0.8%	-0.9%	0.8%	-1.7%	-1.4%	-2.9%
	Energia finale - FEC EED		99.7		108.7	106.9	-0.8%	-0.9%	0.8%			
PIL		1,887	1,887	1,803	1,843	1,817	1.1%	1.0%	0.7%	0.5%		0.5%
intensità energetica primaria		60.9	64.6	77.4	70.5	72.8	-2.5%	-2.9%	-1.8%	-1.7%		-2.9%
intensità energetica finale		50.0	53.1	62.0	59.2	59.2	-1.7%	-1.9%	0.1%	-2.2%		-3.3%

Distanza sempre maggiore tra il trend in atto su CO₂ e i target 2030...

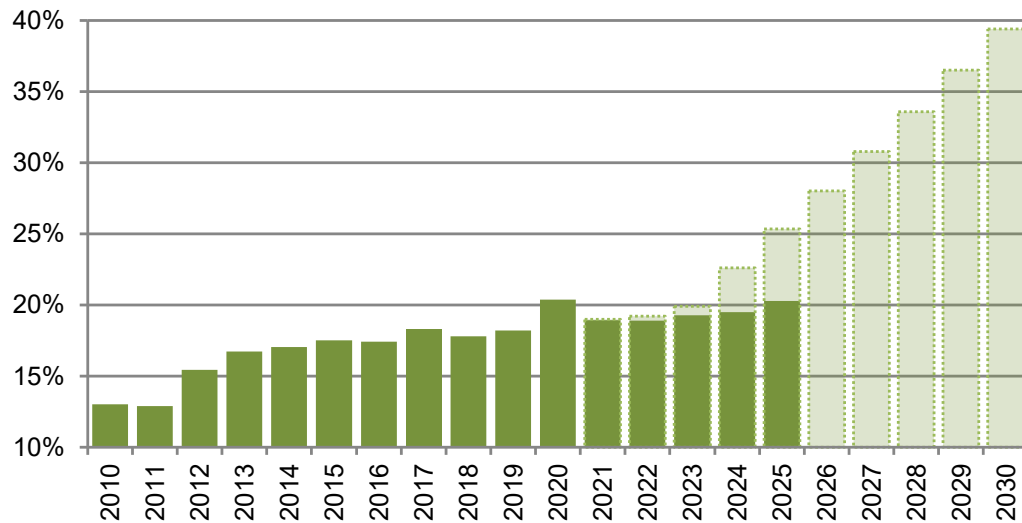


Emissioni di CO₂ da usi energetici – dati storici e più recente scenario WAM (With Additional Measures) pubblicato dall'European Environment Agency

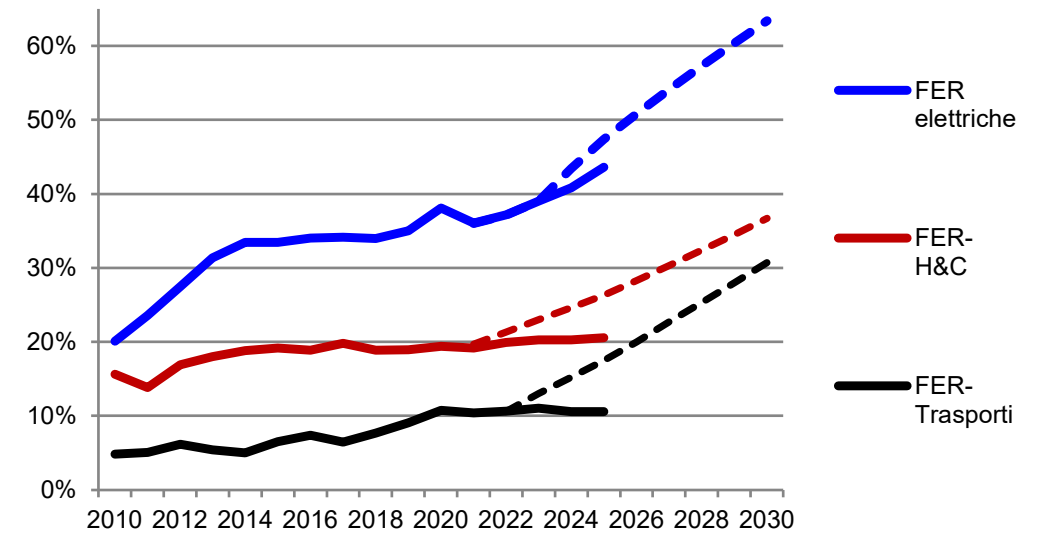


Variazione media annua delle emissioni di CO₂ negli ultimi 5 anni e tasso medio annuo necessario per raggiungere il target 2030 (%)

... come anche per il target sulle rinnovabili: la quota sui consumi finali di poco superiore al 20%, è in aumento solo il ricorso alle FER elettriche, che restano però ancora lontane dai target PNIEC per il 2030



Quota del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia – dati storici e traiettoria PNIEC verso target 2030



Quote settoriali del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia

L'evoluzione in atto delle fonti e dei settori rispetto allo scenario di policy del PNIEC

Con riferimento alle diverse fonti, è significativo analizzare la discrepanza tra le traiettorie definite nello scenario di policy del PNIEC 2024 e quelle in atto.

Nel caso dei consumi finali la differenza più marcata si registra per il petrolio: il PNIEC prevedeva già per il 2025 una drastica riduzione rispetto al 2022 (-4,5%), mentre il dato reale 2025 è stimato in aumento del 2%, con una differenza di quasi 8 Mtep tra i consumi auspicati e quelli reali (+20%). Per raggiungere il valore 2030 ipotizzato nel PNIEC è ora necessaria una riduzione media annua dell'ordine 7%, a fronte di livelli di consumi pressoché costanti nell'ultimo triennio.

È invece in linea con lo scenario PNIEC il dato 2025 dei consumi di gas, ma va considerato che il calo dei consumi si è concentrato nel biennio 2022-2023, quando hanno avuto un ruolo importante sia le misure di contenimento messe in campo dai governi europei per fronteggiare il balzo dei prezzi sia la circostanza di due inverni consecutivi meno rigidi.

Nell'ultimo biennio è stato maggiore del previsto il calo dei consumi di carbone, già scesi al di sotto del livello auspicato nello scenario PNIEC per il 2030, un dato che d'altra parte segnala che si è esaurito il ruolo del principale driver della riduzione delle emissioni negli ultimi anni.

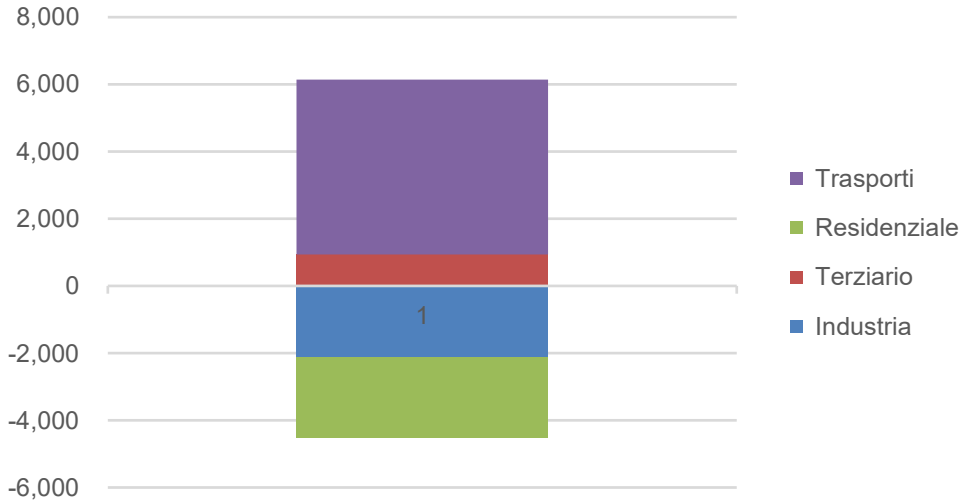
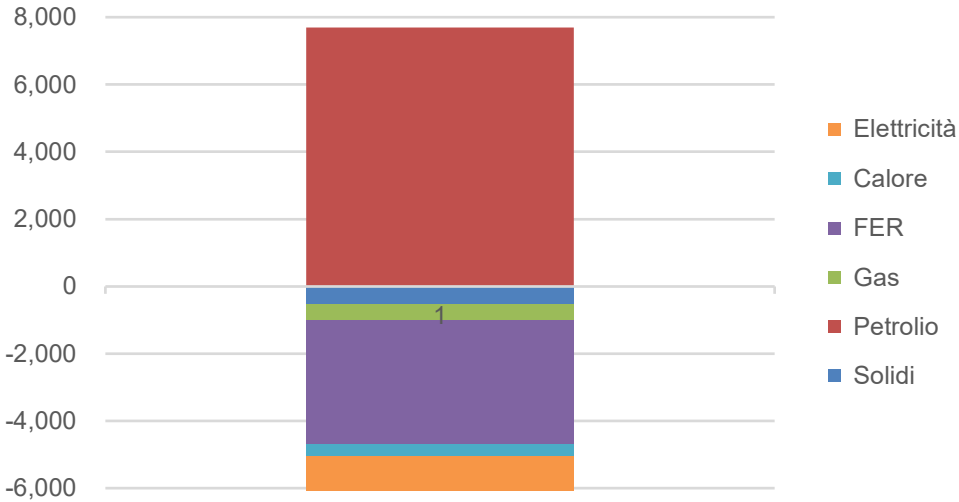
Anche nel caso delle fonti rinnovabili, lo scenario PNIEC prevedeva un incremento molto forte già entro il 2025, anche negli usi finali (da 8,6 Mtep del 2022 a 11,6 nel 2025), mentre il consuntivo 2025 risulta vicino al dato 2022.

Con riferimento ai settori di uso finale, è nei trasporti che si registra la discrepanza più marcata tra il dato storico 2025 e quanto previsto nello scenario

PNIEC, perché i consumi del settore sono maggiori di oltre 5 Mtep rispetto a quanto auspicato.

Consumi maggiori del previsto si registrano anche nel settore terziario, mentre sono significativamente inferiori i consumi dell'industria e del residenziale, sebbene per motivi diversi: nel primo caso ha avuto un ruolo decisivo la performance molto negativa nella produzione dei settori energivori, nel secondo caso si sono combinati gli effetti «virtuosi» delle misure di contenimento dei consumi di gas, messe in atto dopo la crisi energetica del 2022, con due inverni decisamente miti, che hanno anch'essi moderato i consumi di gas per riscaldamento.

I ritardi maggiori riguardano i consumi petroliferi (+20%), le rinnovabili (-20%), i consumi dei trasporti



Differenza nei consumi finali per fonte tra i dati 2025 e i valori previsti nello scenario Politiche Aggiuntive del PNIEC 2024 (ktep)

Differenza nei consumi finali per settore tra i dati 2025 e i valori previsti nello scenario Politiche Aggiuntive del PNIEC 2024 (ktep)

La transizione energetica italiana resta in una fase di estrema difficoltà

Con riferimento alla dinamica complessiva della transizione energetica italiana il 2025: a fine anno l'indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia, Decarbonizzazione), risulta in calo del 30% rispetto a un anno prima, e si colloca sul livello più basso della serie storica.

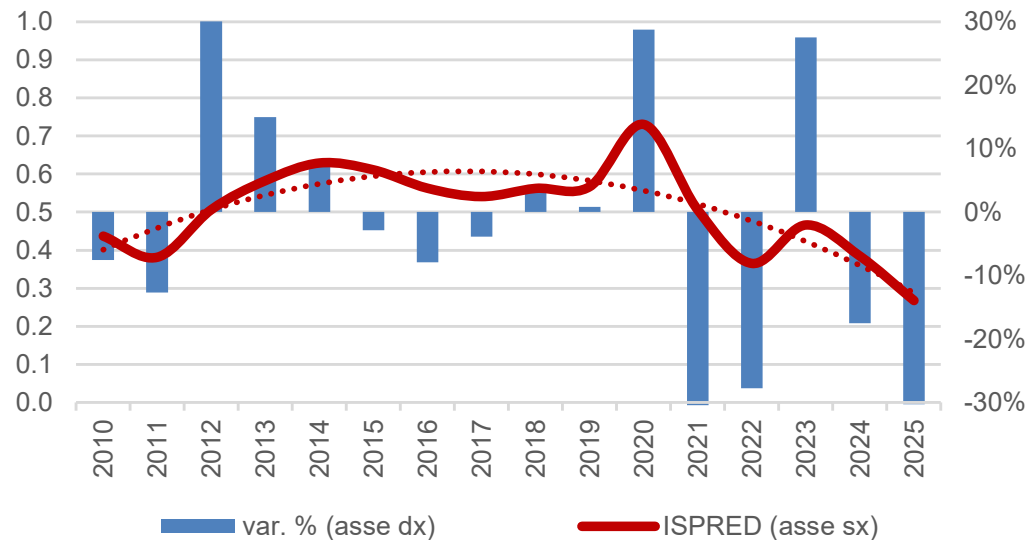
L'estrema difficoltà della transizione energetica italiana è sintetizzata dall'indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia, Decarbonizzazione), che valuta l'andamento della transizione energetica italiana sulla base di un ampio insieme di indicatori rappresentativi delle tre dimensioni del cosiddetto trilemma energetico. Nel 2025 l'indice ha perfino accentuato il trend negativo degli ultimi anni, registrando una contrazione del 30% rispetto all'anno precedente, a fine anno si colloca su un nuovo minimo della serie storica.

Il valore dell'indice è ormai inferiore a 0,3, a quasi la metà del valore soglia di 0,5, che è il valore medio registrato nell'orizzonte temporale sotto analisi - dal 2010 ad oggi - dunque indica una situazione relativamente peggiore di quella media degli ultimi quindici anni (N.B.: l'indice, che può variare tra 0 e 1, non esprime una valutazione assoluta sullo stato del sistema, ma una valutazione relativa rispetto allo stato del sistema nell'orizzonte temporale considerato).

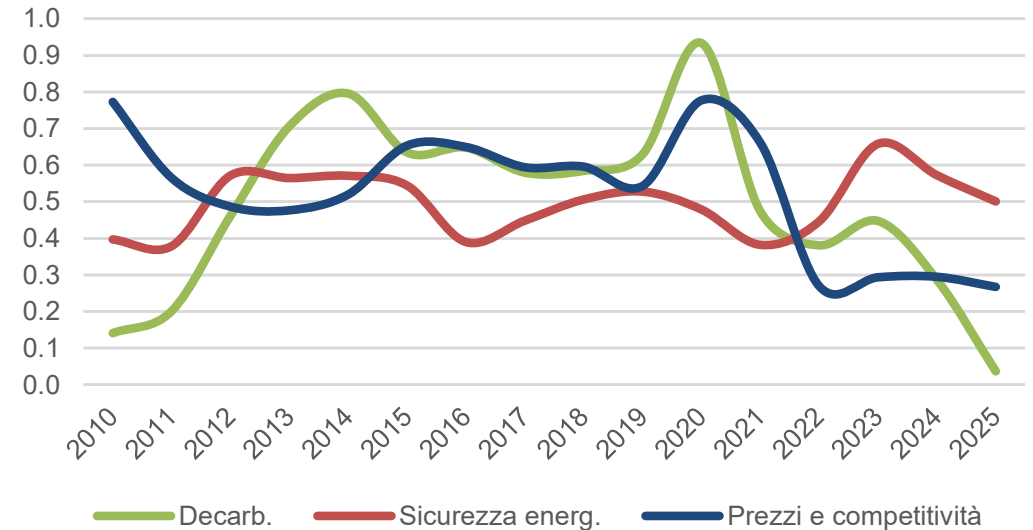
Nell'ultimo anno sono diminuiti i valori degli indici compositi relativi e tutte e tre le dimensioni dell'ISPRED, ma il calo di gran lunga maggiore ha riguardato la dimensione Decarbonizzazione, perché tutti e tre i relativi indicatori (Emissioni dei settori ETS e ESR, quota di FER sui consumi finali) sono al livello più basso della serie storica, evidenziando il massimo scostamento finora osservato rispetto agli obiettivi di policy.

Anche dal lato prezzi dell'energia e competitività si registra un nuovo arretramento del relativo indice sintetico, perché si è consolidato sui massimi storici lo spread tra il prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (116 €/MWh la media annua) e quello dei principali mercati europei (90 €/MWh in Germania, 65 €/MWh in Spagna, 61 €/MWh in Francia), mentre è tornato ad allargarsi anche lo spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano e il principale hub europeo (TTF). Infine si è ulteriormente confermata la difficoltà dell'industria energivora: l'indice della produzione industriale dei settori energy intensive si è contratto ancora, e colloca ora su valori inferiori di oltre il 10% rispetto a quello dell'intera industria manifatturiera, che pure è sui minimi di lunghissimo periodo.

L'indice della transizione ENEA-ISPRED è a un nuovo minimo della serie storica

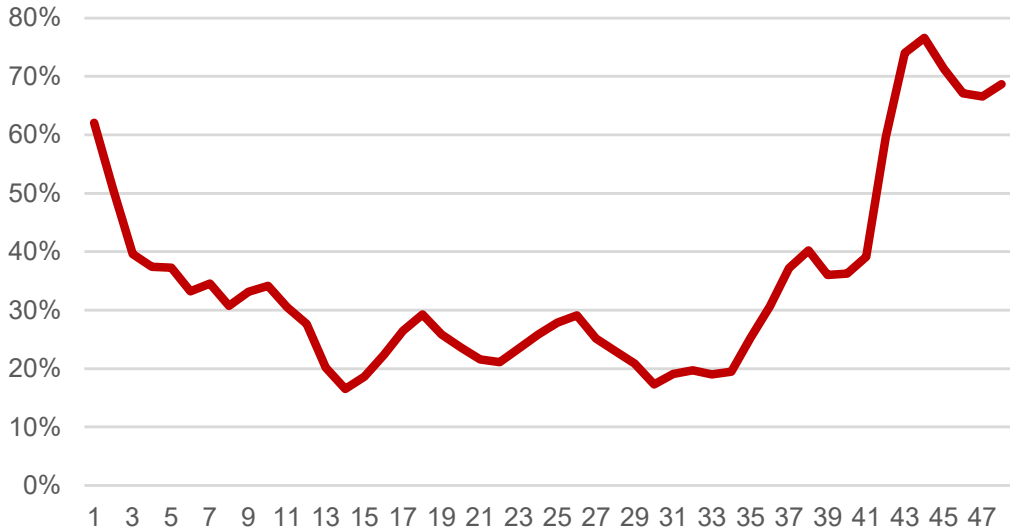


Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

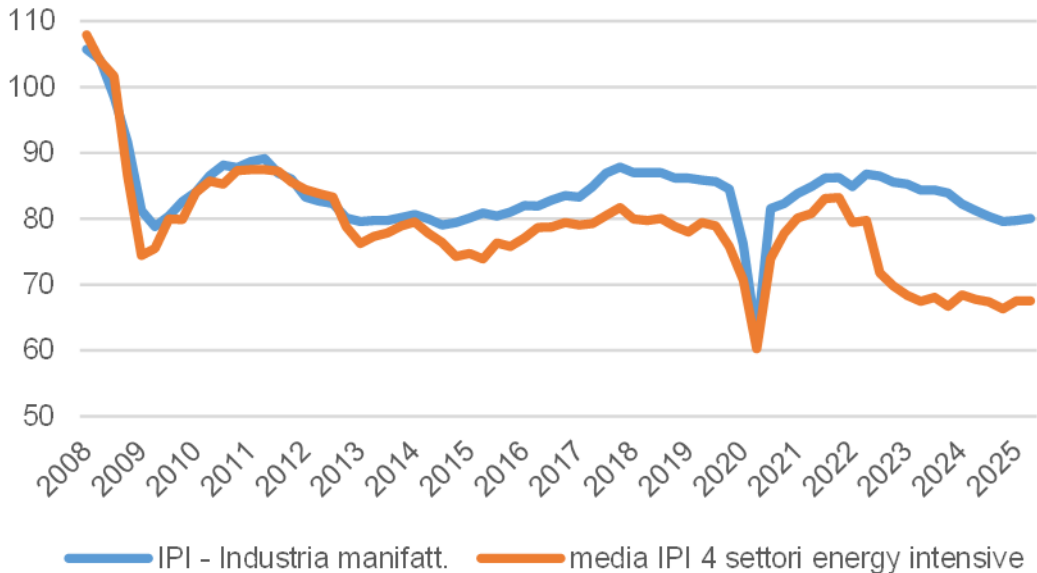


Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)

Oltre ai ritardi sulla decarbonizzazione pesa la dimensione Prezzi e competitività, per il persistente spread tra i prezzi italiani e quelli europei, mentre continua a scendere la produzione dei settori energivori



Prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso di Italia, Germania, Francia e Spagna (€/MWh)



Indice della produzione industriale dell'intera industria manifatturiera e media dei settori energy intensive (2008 = 100)