



Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO I semestre 2025

n. 2/2025



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I semestre 2025

n. 2/2025

2025 - 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

Capitolo 1: B. Baldissara, F. Gracceva

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

Capitolo 3: L. De Chicchis

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

Il **quadro macroeconomico europeo** resta condizionato da incertezza, debolezza della produzione industriale, prezzi dell'energia su livelli elevati.

Nel primo semestre 2025 i consumi energetici dell'area euro sono rimasti stazionari. Sono aumentati i consumi di gas naturale (+5%) mentre si sono contratti i prodotti petroliferi (-3%) e le fonti rinnovabili (-3%). Continua il trend di ripresa della produzione da nucleare (+2%) dai minimi del 2023.

Anche le emissioni di CO₂ sono stimate stazionarie, in contrasto con la traiettoria necessaria per il target 2030, che richiede un calo annuo del 7%.

In **Italia** i consumi di energia primaria - stimati secondo la metodologia Eurostat - sono in aumento marginale, in coerenza con la dinamica dei principali driver della domanda. Sono aumentati i consumi di gas naturale (+6%), sostenuti dalla maggiore domanda della termoelettrica (+19%) e dal clima più rigido del primo trimestre. In flessione invece i consumi di petrolio e prodotti petroliferi (-2%). In calo anche le fonti rinnovabili (-3%), penalizzate dal calo della produzione idroelettrica (-20%) e dalla flessione dell'eolico, mentre è proseguito l'aumento del solare (+20%). In termini di settori i consumi si sono contratti nei trasporti (-1%), sono aumentati nel civile (+3%), per la domanda di gas per riscaldamento e la domanda elettrica del terziario. Il modesto aumento della domanda elettrica (+0,3%) conferma la stazionarietà del grado di elettrificazione dei consumi. L'aumento delle fonti fossili (+1,5% nel semestre) si è riflesso nella dinamica delle emissioni di CO₂ (+1,3%), che sono rimaste sul trend di ripresa iniziato nell'ultimo trimestre 2024. Dopo due anni e mezzo di cali consecutivi sono tornate ad aumentare anche le emissioni calcolate sull'anno scorrevole (+1,2%).

Anche nel primo semestre 2025 la dinamica della **transizione energetica italiana** si conferma sul trend negativo del 2024: a metà anno l'indice ENEA ISPRED (Indice

Sicurezza energetica, Prezzi energia, Decarbonizzazione) risulta in calo di oltre il 20% rispetto a un anno prima ed è al minimo della serie storica.

La dimensione più problematica si conferma la **decarbonizzazione**: nei prossimi cinque anni il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ dovrebbe attestarsi a circa il 6%, più del doppio del calo medio annuo registrato nell'ultimo quinquennio.

Lato **prezzi dell'energia e competitività** si è consolidato l'allargamento dello spread tra il prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (120 €/MWh la media semestrale) e quello dei principali mercati europei (91 €/MWh in Germania, 62 €/MWh in Spagna, 67 €/MWh in Francia). E la produzione industriale dei settori energy intensive resta inferiore di oltre il 10% rispetto a quello dell'intera industria manifatturiera, che pure è sui minimi di lunghissimo periodo.

Lato **sicurezza energetica**, nonostante la ripresa dei consumi il margine di adeguatezza del sistema gas è rimasto su livelli decisamente maggiori rispetto ai livelli critici raggiunti più volte nell'ultimo decennio, perché la punta di domanda giornaliera è rimasta su livelli ancora decisamente inferiori ai massimi dell'ultimo decennio. Dal lato dell'offerta si segnala l'entrata in funzione del rigassificatore di Ravenna, che negli ultimi due mesi del semestre ha portato le importazioni di GNL a superare il gas algerino come prima fonte di approvvigionamento italiana (al 35% del totale). Nel sistema elettrico la nuova forte crescita della produzione fotovoltaica ha portato in tutti i principali paesi europei a nuovi record di ore con prezzi zero o negativi (al 12% delle ore in Germania nel I semestre) e a forti incrementi della volatilità giornaliera. Anche sul mercato italiano si registra un aumento di prezzi zero e volatilità, ma in misura radicalmente inferiore (0,5% delle ore nella zona Sud), a conferma del persistente ruolo del gas nella fissazione dei prezzi sul mercato all'ingrosso.

1. Tendenze del sistema energetico

Nell'Eurozona si ferma la contrazione dei consumi di energia, ma riprendono a salire le emissioni...

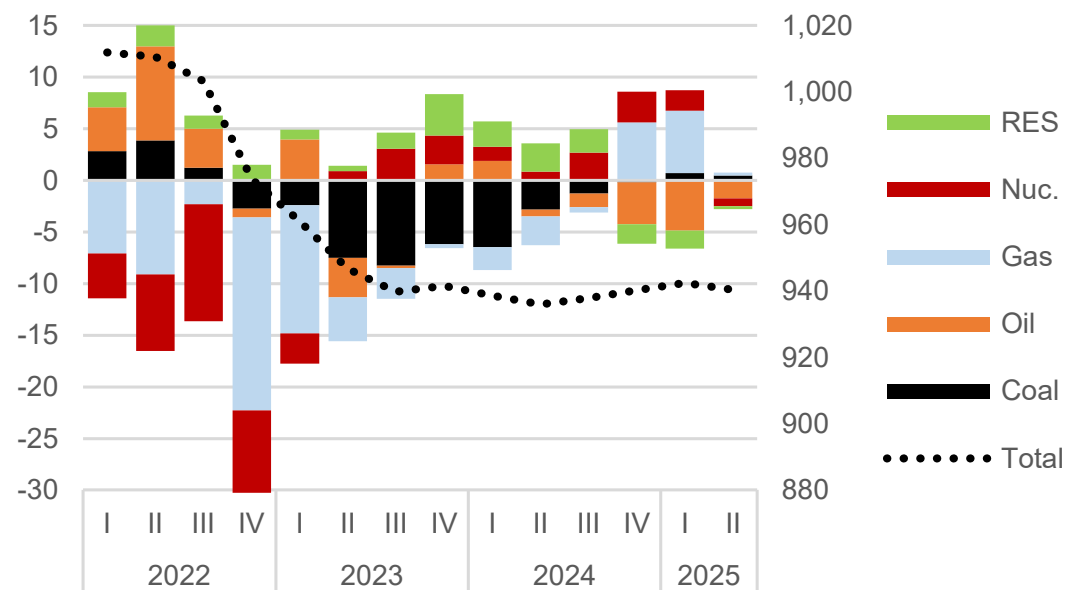
Nel I semestre 2025 il quadro macroeconomico europeo è stato caratterizzato da una crescita in lieve miglioramento (+1,3% il PIL nel I trimestre, dati grezzi), ma fortemente condizionata dall'incertezza derivante dalle tensioni commerciali e dalle instabilità geopolitiche, dalla persistente debolezza della produzione industriale dei settori energy intensive e da prezzi dell'energia su livelli sempre storicamente elevati e in aumento sull'anno precedente (+30% il gas al PSV, mentre il prezzo dell'elettricità sulle principali borse europee è aumentato tra il 30 e il 60%).

I consumi energetici dell'area euro sono stimati stazionari nel semestre, a seguito di un leggero aumento nel primo trimestre e di una leggera contrazione nel secondo (NB: stima su dati parziali). L'andamento riflette, da un lato, l'effetto contenitivo esercitato dai prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica, dall'altro l'influenza delle condizioni climatiche: nel primo trimestre le temperature inferiori alla media dell'anno precedente hanno contribuito a sostenere i consumi, attenuando temporaneamente la dinamica discendente.

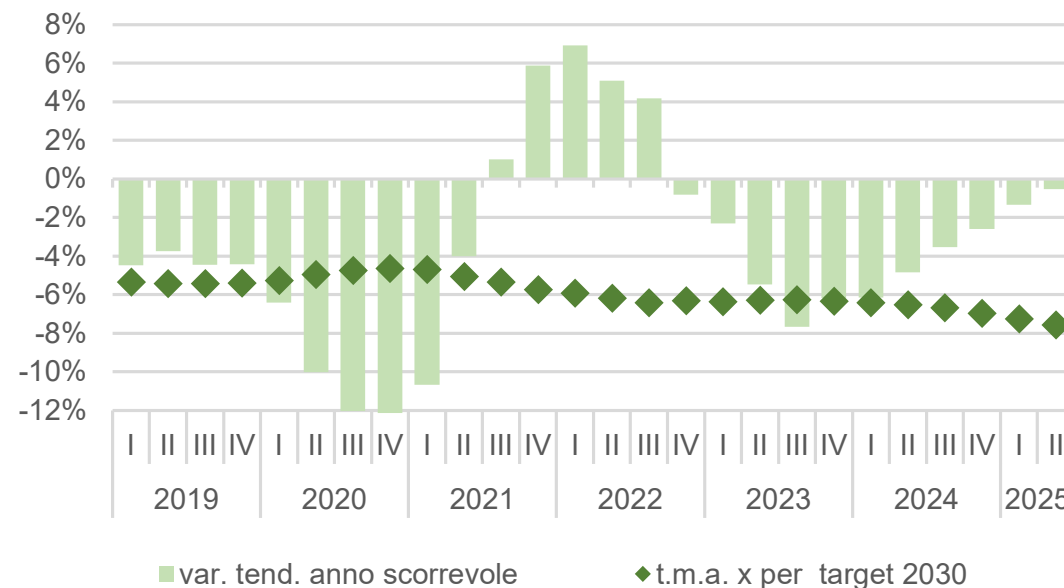
Dal lato dell'offerta, nel primo semestre si è registrato un incremento dei consumi di gas naturale (+5%), sostenuti dall'inverno più rigido, mentre risultano in flessione i consumi di prodotti petroliferi (-3%), così come la produzione da fonti rinnovabili, penalizzata dalle performance molto negative della generazione idroelettrica ed eolica, mentre si registra ancora un aumento della produzione da nucleare (+2%) e soprattutto da solare (+20%). Si è fermato il calo del carbone, che peraltro rappresenta ormai meno del 2% dei consumi totali. In netto calo l'import netto di energia elettrica (-13%).

Anche le emissioni di CO₂ dell'area euro sono stimate stazionarie nel semestre. Ne segue che la traiettoria in atto risulta ancora più lontana da quella necessaria per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, che richiede ora un calo medio annuo di circa il 7%, a fronte di una riduzione media annua che negli ultimi anni è stata pari a circa la metà.

... e i target emissivi 2030 risultano sempre più sfidanti



Consumi di energia primaria per fonte nell'Eurozona, variazione tendenziale (Mtep)



Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – variazioni tendenziali (%) negli ultimi dodici mesi e tasso medio annuo di variazione delle emissioni necessario per il target 2030

Anche in Italia i consumi di energia sono stazionari negli ultimi dodici mesi

La stima dei consumi italiani di energia primaria del I semestre 2025 indica una variazione marginale se effettuata con la metodologia Eurostat, mentre indica un lieve calo (-1%) se effettuata con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018 (NB: nel seguito viene utilizzata questa seconda la stima per coerenza della serie storica). Il calo è maturato nei primi tre mesi dell'anno, nei quali si stima una contrazione di quasi 2 pp sul I trimestre 2024, mentre per i mesi primaverili si stima una variazione tendenziale pressoché nulla.

La flessione della prima metà 2025 si registra dopo cinque variazioni tendenziali trimestrali positive (+1,5% in media), successive ad altrettante di segno opposto da metà 2022 (-5% in media), che a loro volta seguivano il rimbalzo post-pandemia. Considerando il dato dell'anno scorrevole (cioè relativo all'insieme degli ultimi dodici mesi) i consumi di energia primaria si attestano a circa 151 Mtep, poco al di sopra di 12 mesi fa e decisamente oltre i minimi del 2020 (+4 Mtep). Rispetto al fabbisogno di energia del 2019 - pre-Covid - i consumi attuali risultano inferiori di oltre 10 Mtep.

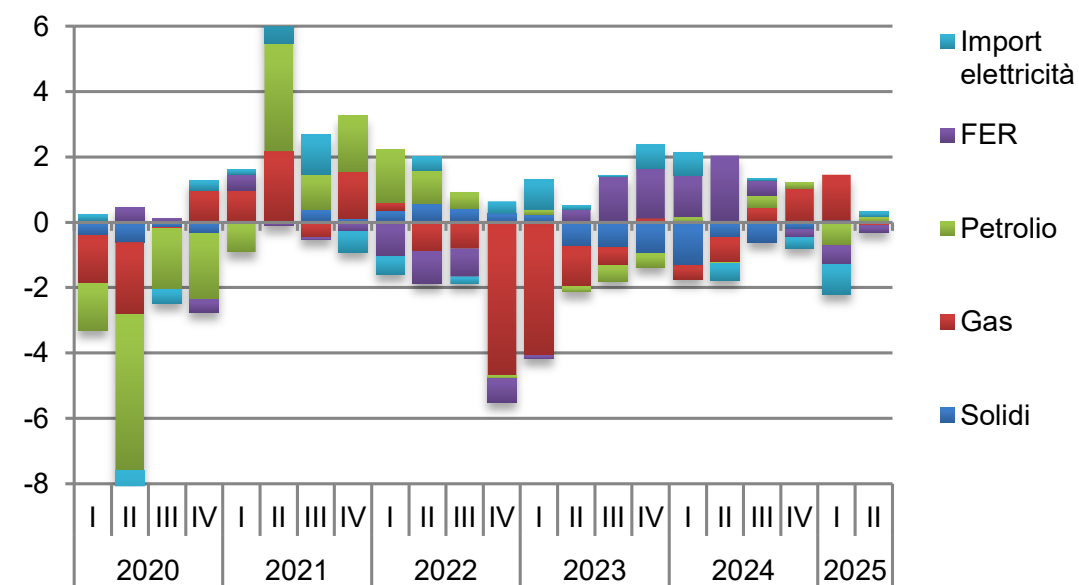
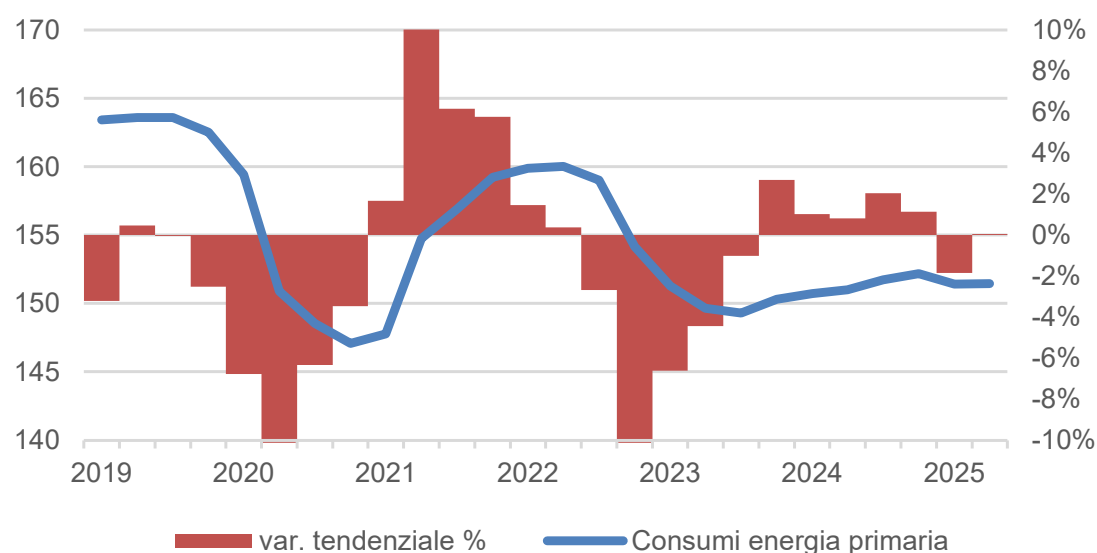
In termini di fonti primarie le fonti fossili sono stimate complessivamente in lieve aumento rispetto al I semestre 2024 (+1,5% circa), mentre si è ridotta la produzione da fonti rinnovabili. Nel dettaglio, i consumi di petrolio sono in calo nel semestre di oltre 2 pp, per la decisa contrazione registrata in particolare nei primi tre mesi (-5% tendenziale), che segue il dato positivo del 2024 (+1,3% sull'anno precedente). I consumi di gas naturale sono invece in deciso aumento (+5% tendenziale nel I semestre), un dato maturato interamente nei mesi invernali,

quando la richiesta è cresciuta di 1,4 Mtep su base tendenziale (+8%). A trainare i consumi di gas è stata la domanda della termoelettrica (+15%), in particolare nel I trimestre (+25%), mentre è stato marginale l'aumento nel II trimestre. E' stato positivo ma più contenuto l'aumento della domanda di gas nei settori di uso finale, legato in particolare ai consumi delle reti di distribuzione nel I trimestre (+0,4 Mtep, +3,5%). I consumi di carbone sono stimati su livelli paragonabili a quelli anno precedente (NB: dati relativi ai primi cinque mesi dell'anno). La generazione elettrica da carbone tra gennaio e giugno si è attestata a 1,5 TWh, di poco inferiore rispetto allo stesso periodo del 2024, ma decisamente inferiore rispetto ai livelli del triennio precedente. Nell'anno scorrevole il contributo del carbone al mix di energia primaria risulta di poco superiore all'1% (laddove dieci anni fa era al 9% circa).

Le rinnovabili (biomasse termiche escluse) sono tornate a diminuire nel I semestre 2025 (-4%, oltre mezzo Mtep in meno di un anno prima se si utilizza la metodologia di conversione del vecchio MiSE) dopo un biennio di crescita a doppia cifra, con un calo particolarmente negativo nel I trimestre (-8%). Il risultato è ascrivibile alle performance negative della produzione idroelettrica (-20% sul 2024) e dell'eolico (-12%), compensate solo in parte dalla nuova crescita fotovoltaico (+23%).

Anche l'import netto di elettricità ha subito un deciso calo rispetto all'anno precedente, pari a quasi 1 Mtep (-13%), nel I trimestre in particolare, (-25% rispetto a un anno prima). Sull'anno scorrevole l'import si attesta a 47,5 TWh, in calo del 9% sui 12 mesi precedenti, ma resta superiore di oltre il 10% rispetto alla media dei 10 anni precedenti.

E anche in Italia aumentano i consumi di gas e scendono rinnovabili e petrolio



La domanda di energia dei settori di uso finale è rimasta sui livelli del 2024...

Tra gennaio e giugno la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale è stimata pari a circa 55 Mtep, in aumento marginale sul I semestre 2024 (N.B.: la stima impone alcune approssimazioni e non include le biomasse termiche).

Secondo le stime ENEA il marginale aumento dei consumi nel settore civile è stato di fatto compensato dalle contrazioni registrate nei trasporti (bunkeraggi compresi), negli usi non energetici e, in misura inferiore, nell'industria.

In termini di fonti secondarie, nei primi sei mesi dell'anno si registra un lieve calo delle vendite di prodotti petroliferi, circa 0,3 Mtep (-1,4% tendenziale), conseguenza in particolare di una contrazione del 4% nel I trimestre su base tendenziale (favorita anche dalle 2 giornate lavorative in meno), a cui ha fatto seguito una variazione nell'insieme trascurabile nei mesi primaverili (+1%). Il calo è ascrivibile in primis alla richiesta di carburanti per trasporto stradale, in flessione di oltre 130 mila tonnellate (-1% circa), flessione concentrata nel I trimestre in corrispondenza di variazioni negative dei volumi di traffico.

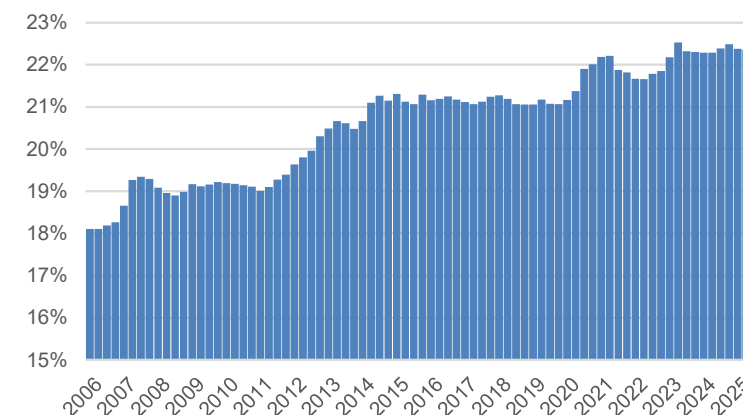
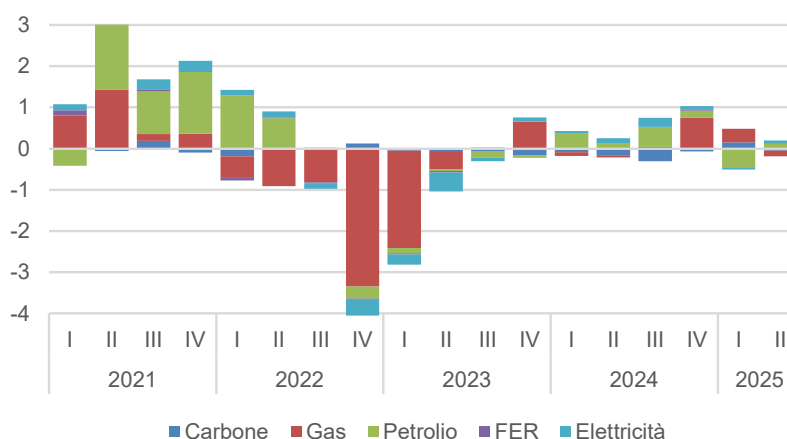
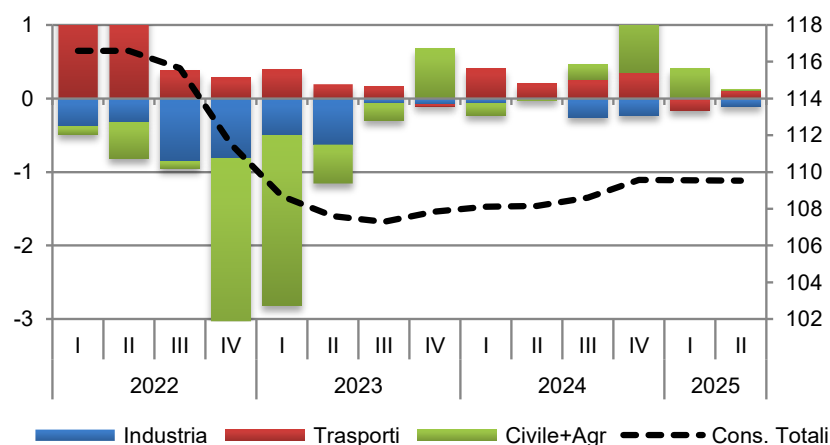
Si conferma la differente dinamica delle vendite di benzina (in aumento di quasi 4 pp, in particolare nei mesi primaverili) e gasolio motori (in calo di oltre il 2%), mentre registrano nuovi risultati negativi la petrolchimica, i bunkeraggi, i bitumi, - 330 kt nell'insieme (-7% in media). Sono invece in aumento le vendite di carboturbo per aviazione, di circa 90 kt (+4%, come i dati di traffico aereo Assoaeroporti tra gennaio e maggio) e di gasolio e GPL altri usi (+80 kt la somma dei due).

Nella I metà dell'anno è risultata invece in marginale aumento la richiesta di gas (+1%). Sulle reti di distribuzione la domanda di gas nel semestre è aumentata di oltre 1 pp in termini tendenziali: al risultato positivo dei primi tre mesi (+0,3 Mtep, +3% nonostante le 2 giornate lavorative in meno), favorito da temperature mediamente più rigide rispetto all'anno prima, ha fatto seguito una contrazione più contenuta nei mesi primaverili (-0,15 Mtep, -4%). I consumi di gas per usi industriali sono invece stimati sui livelli del triennio precedente, quindi decisamente inferiori rispetto alla media di lungo periodo.

La richiesta di elettricità sulla rete tra gennaio e giugno risulta complessivamente sugli stessi livelli dell'anno precedente (+0,3%). La modesta contrazione del I trimestre (-0,6%) è infatti stata compensata dalla ripresa dei mesi primaverili (+1,4%). In termini settoriali si stima una decisa contrazione della domanda di elettricità nel comparto industriale: l'indice IMCEI elaborato da TERNA tra gennaio e giugno è risultato infatti mediamente inferiore di oltre 3 pp rispetto ai valori dello stesso periodo 2024. Con riferimento ai soli primi quattro mesi risulta simile la contrazione dei Servizi (Indice Mensile dei Servizi di Terna), ma si stima un aumento nel bimestre maggio-giugno.

A fine giugno 2025 la richiesta di energia elettrica calcolata sull'anno scorrevole risulta pari a quasi 313 TWh, l'1,5% in più rispetto ai dodici mesi precedenti (+4 TWh), una variazione simile a quella delle altre fonti, per cui l'elettrificazione del sistema energetico è stimata sugli stessi livelli dell'anno prima, circa il 22% (21% comprendendo le biomasse termiche), ancora lontana dal target 2030 del PNEC (27%,).

... e sono stabili le fonti fossili, mentre stenta ad aumentare l'elettrificazione



La dinamica della domanda di energia resta allineata a quella dei driver

La variazione dei consumi finali di energia registrata nel I semestre dell'anno risulta coerente con la dinamica dei principali driver della domanda (PIL, produzione industriale, mobilità, clima).

Il PIL nel I trimestre 2025 ha registrato una variazione solo marginale in termini tendenziali (+0,3%, dati grezzi, valori concatenati anno 2015), mentre per il II trimestre le stime preliminari prospettano variazioni inferiori al punto percentuale (Centro Studi Confcommercio 7/2025).

E' stato invece ancora decisamente negativo il risultato dell'industria: tra gennaio e maggio l'indice di produzione industriale è risultato mediamente inferiore di oltre il 3% rispetto all'anno precedente. Il risultato è anche più negativo per il comparto dei soli beni intermedi (maggiormente energy intensive), il cui indice è inferiore di 4 pp rispetto allo stesso periodo 2024. Con il risultato della prima parte del 2025 arrivano a 13 i trimestri consecutivi di contrazione della produzione industriale dei beni intermedi.

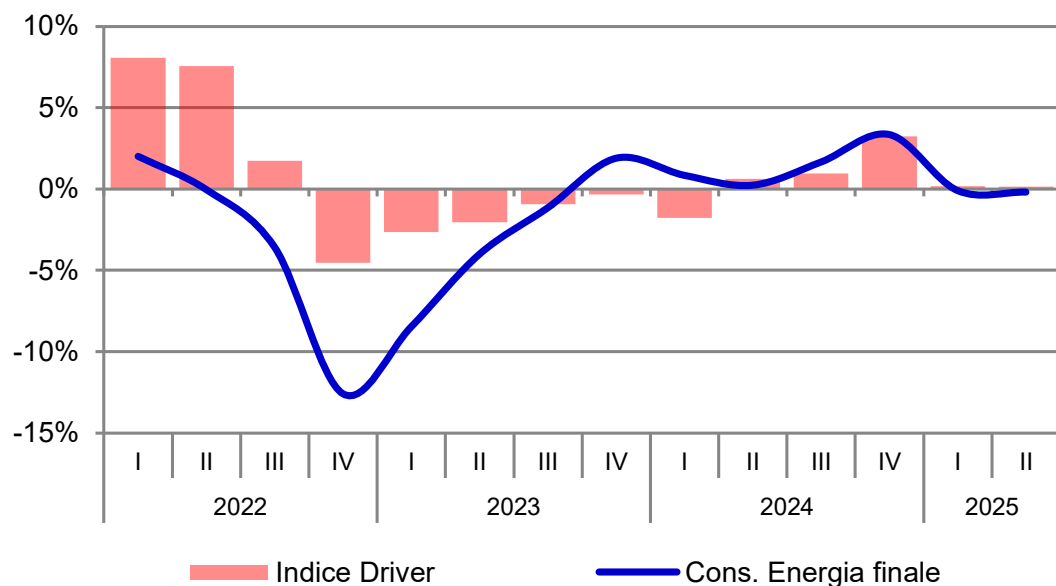
Un impulso positivo alla domanda di energia è venuto invece dal fattore clima, che ha spinto il fabbisogno di riscaldamento nei mesi invernali e quello di raffrescamento in particolare nel mese di giugno (si veda oltre).

E' stato poi modesto, ma comunque positivo, il contributo proveniente dalla dinamica degli indicatori di mobilità stradale (veicoli pesanti in particolare, dati ANAS), mentre si è confermato più decisamente in aumento il traffico aereo (+4% le movimentazioni nei primi 5 mesi).

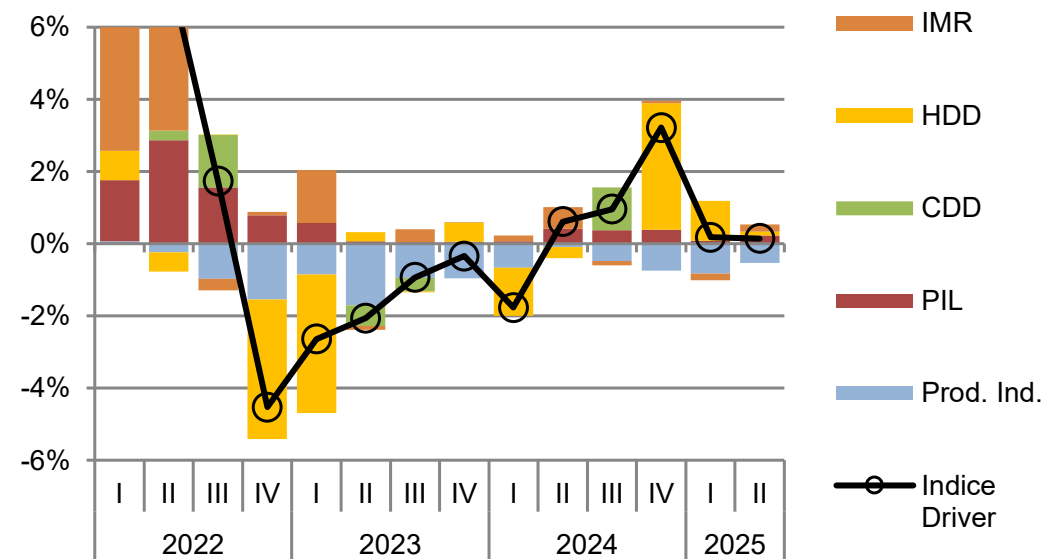
Va infine considerato come il calendario abbia influito negativamente sulla richiesta di energia, con ben tre giornate lavorative in meno rispetto alla I metà del 2024, di cui due nel I trimestre.

Nell'insieme, l'indice sintetico ENEA dei driver della domanda di energia, che combina i fattori descritti sopra e presenta un'elevata correlazione con i consumi di energia, nella I metà dell'anno è stimato su livelli simili a quelli dell'anno precedente. Dai driver suddetti è dunque venuto nel complesso un impulso solo marginale alla variazione della domanda di energia, e la variazione simile delle due variabili conferma che la dinamica dei consumi di energia resta sostanzialmente ancorata a quella dei suoi driver.

Nel I semestre 2025 fattori principali sono stati il clima invernale e la produzione industriale



Consumi di energia finale e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione tendenziale, %)



Dinamica dell'Indice dei driver della domanda di energia e delle sue componenti (variazione tendenziale, %)

Dopo due anni e mezzo le emissioni di CO₂ sono tornate su un trend ascendente...

Nella I metà del 2025 le emissioni di CO₂ (da combustione) sono stimate complessivamente in aumento di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'aumento è maturato in particolare nel I trimestre, nel corso del quale si stima un aumento tendenziale superiore al 2%, in modo coerente con il maggior ricorso alle fonti fossili. Nei mesi primaverili sia le emissioni che i consumi di fossili sono risultati invece sostanzialmente sugli stessi livelli dell'anno precedente.

L'aumento delle emissioni della prima parte del 2025 segue quello di fine 2024, a valle di ben otto variazioni tendenziali trimestrali negative registrate a partire dalla fine del 2022 (-7% in media), dopo un anno mezzo di rialzi successivi al crollo 2020.

A fine giugno 2025 le emissioni di CO₂ calcolate sull'anno scorrevole sono stimate pari a circa 277 Mt, in aumento dell'1% sui 12 mesi precedenti (+3 Mt). Si tratta di un ritorno al trend di crescita dopo due anni e mezzo di trend discendente. Restano però inferiori di oltre 40 Mt (-13%) rispetto ai livelli pre-Covid del 2019.

La ripresa delle emissioni dei primi sei mesi dell'anno in corso è ascrivibile pressoché integralmente ai settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System), per i quali si stima che la CO₂ sia aumentata di oltre il 4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'aumento è risultato particolarmente marcato nel I trimestre (+7% sul I trimestre 2024), più contenuto nel II trimestre (+1% sul II trimestre 2024).

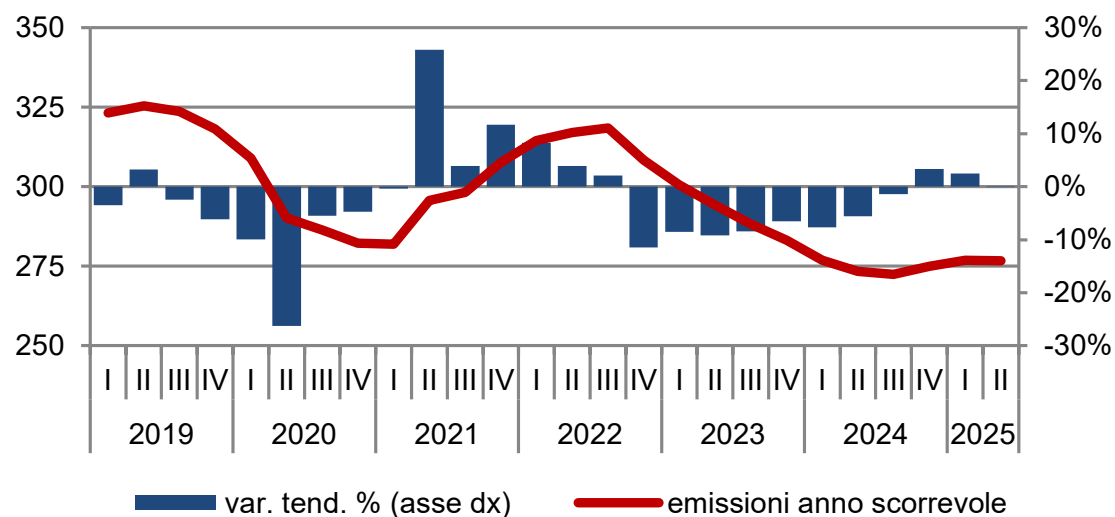
Determinante, per la dinamica delle emissioni ETS, è stato il settore elettrico, per il quale si stima un aumento tendenziale di quasi il 10% nel semestre, maturato nei

primi tre mesi dell'anno (+15%), per la performance molto negativa della generazione elettrica da rinnovabili e il minor ricorso alle importazioni dall'estero, che hanno spinto la produzione termoelettrica (+10%, si veda oltre). Questo risultato interrompe le decise flessioni del biennio 2023-24 (-20% in media), favorite dai marcati aumenti della produzione da FER (idro in primis) e dal crescente ricorso alle importazioni, oltre che dal calo della generazione da carbone.

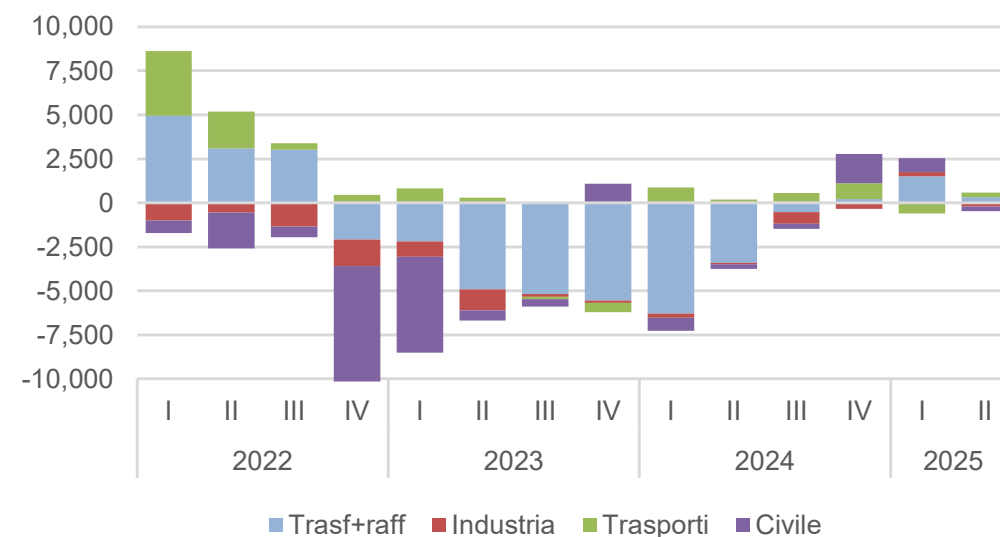
Dopo il modesto aumento del 2024 (circa l'1%) che aveva fatto seguito ai cali del biennio 2022-2023 (-2% in media), la variazione tendenziale delle emissioni dei settori non-ETS nella I metà del 2025 risulta invece complessivamente marginale. Il dato è la conseguenza del calo dei consumi nei trasporti compensato dall'aumento delle emissioni nel settore civile.

Considerando le emissioni di CO₂ degli ultimi dodici mesi, rispetto al 2005 la riduzione è pari a circa il 41% per le emissioni totali, pari al 22% per quelle dei settori non-ETS e al 55% per i settori ETS.

... guidate dalla ripresa della domanda di gas nella termoelettrica



Emissioni trimestrali di CO₂ nell'anno scorrevole (asse sx, Mt CO₂) e variazione tendenziale (asse dx, %)



Emissioni di CO₂ per settore (variazioni tendenziali su base trimestrale)

2. Sicurezza energetica

Prosegue il calo delle importazioni italiane di greggio, ora ai minimi di lungo periodo

Dopo il calo di oltre 5 milioni di tonnellate registrato nel 2024 (-8,4%), che le ha portate al minimo di lunghissimo periodo (con l'eccezione del 2020), le importazioni italiane di greggio hanno subito una nuova decisa contrazione nel I semestre 2025, riducendosi di quasi 1,5 Mt (-5%), per un insieme di fattori che sembrano indicare una nuova fase di difficoltà per il settore della raffinazione italiana.

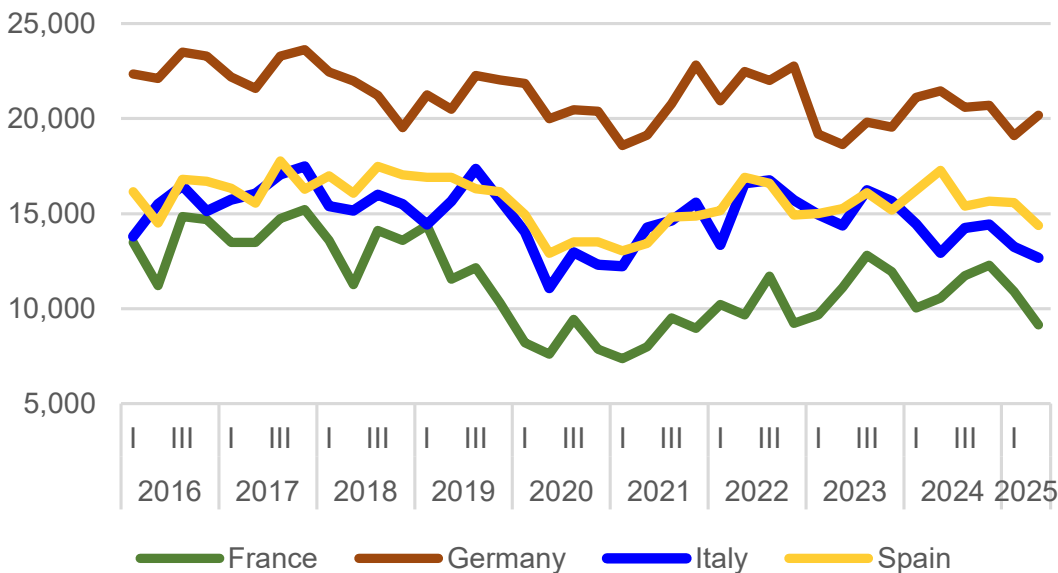
Quest'anno le importazioni di greggio sono in effetti in calo anche negli altri principali paesi europei, che pure nel 2024 avevano registrato performance molto migliori di quella italiana. Nella prima metà dell'anno l'import di greggio è diminuito dell'11% in Spagna, dell'8% in Germania (+8% nel 2024), del 3% in Francia. Dopo l'aumento del 2024 (+140 kton, +3%) è invece rimasta stazionaria la produzione italiana di greggio.

In termini di provenienze del greggio importato i dati relativi ai primi quattro mesi dell'anno segnalano una forte crescita della Libia, che risulta 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%. Anche quest'anno continua a scendere il peso del greggio medio-orientale, la cui quota ormai supera di poco il 10%, superata dal greggio

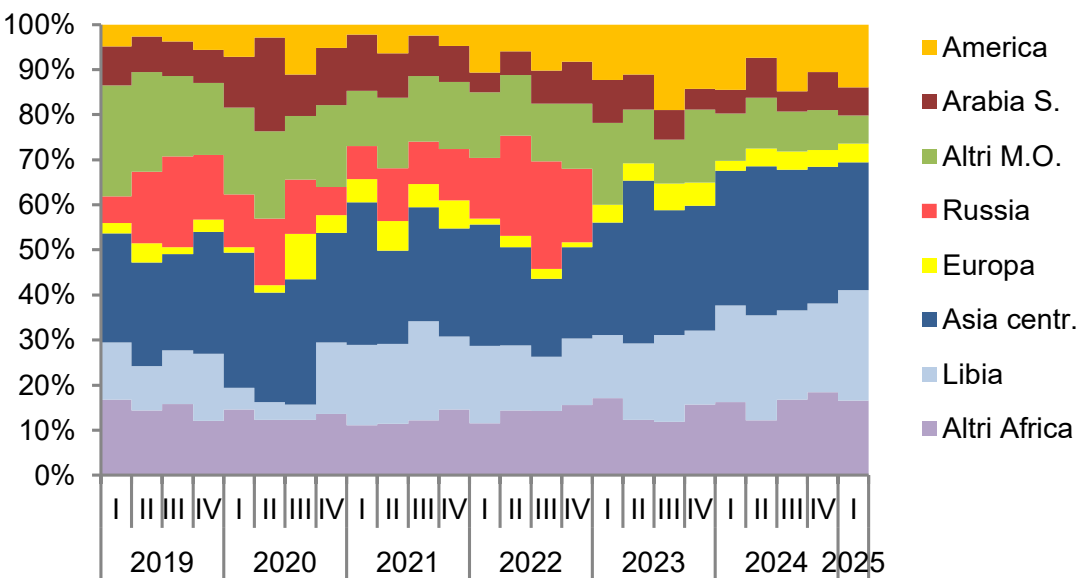
americano (USA in primis), che nei primi quattro mesi dell'anno ha rappresentato il 14% del totale.

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.

Oltre il 50% dell'import viene da Libia e Asia centrale



Importazioni di petrolio greggio in Italia (kton)



Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Continua il calo del tasso di utilizzo delle raffinerie italiane, inferiore a quello degli altri paesi UE

Il nuovo calo delle importazioni di greggio importato è direttamente legato al nuovo calo delle lavorazioni delle raffinerie. Dopo la riduzione del 2024, pari a quasi 4 milioni di tonnellate (-6% sul 2023) gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane si sono ridotti di oltre 1 Mt nel primo semestre 2025 (NB: dati parziali), con un calo dell'ordine del 4%. E' dunque continuata la discesa del tasso di utilizzo delle raffinerie italiane (calcolato sulla sola lavorazione di greggio), che nell'anno scorrevole ormai dalla fine del 2024 si colloca stabilmente al di sotto del 70%, minimi di lungo periodo. Di conseguenza ha continuato a ridursi anche l'export netto italiano di prodotti petroliferi (-24% nel I semestre, -32% il gasolio, -23% la benzina), sempre più sui minimi di lunghissimo periodo.

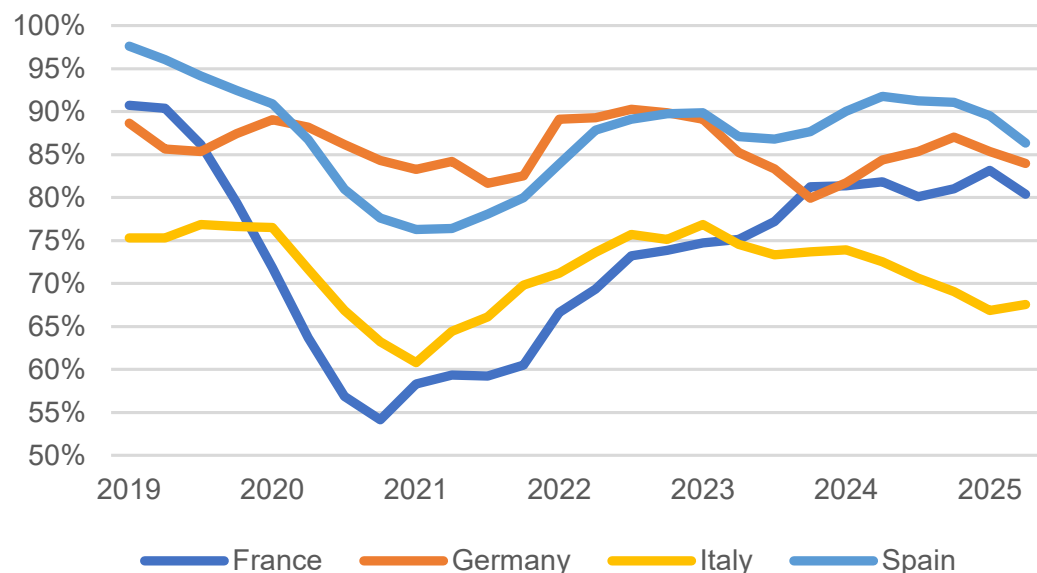
Nonostante le difficoltà comuni alla raffinazione europea, il tasso di utilizzo italiano risulta nettamente inferiore a quello degli altri principali Paesi europei, perché in Germania, Spagna e anche Francia i tassi di utilizzo sono stimati tutti al di sopra dell'80%.

Il driver della nuova riduzione delle lavorazioni delle raffinerie è stato il nuovo peggioramento dei margini di raffinazione, su tutti i mercati, legato ai più ridotti crack spread dei prodotti (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo): nel I trimestre sia il crack del diesel sia quello della benzina hanno perso circa un 1/3 rispetto a un anno prima (quello del diesel è sceso al di sotto dei 20 \$/bl dai

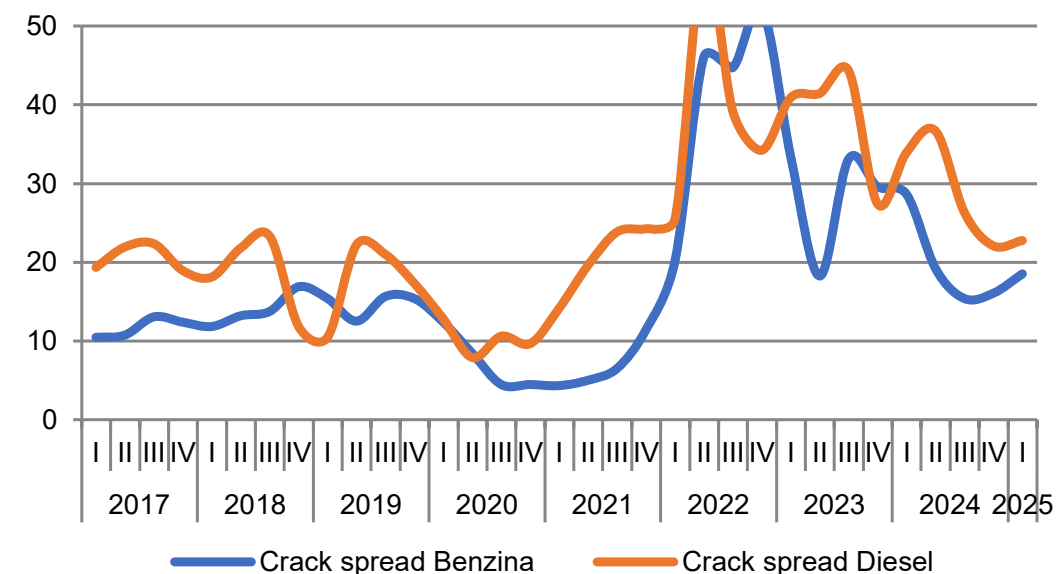
29 \$/bl del I trimestre 2024). Di conseguenza, il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) si è dimezzato nel I trimestre (a 3,8 \$/bbl), come anche il margine stimato da Total per l'area del Nord-Ovest Europa, sceso a 4 \$/bl.

In conseguenza di queste dinamiche nel I semestre 2025 è proseguito il trend di decisa riduzione delle esportazioni italiane di prodotti raffinati: dopo il -30% del 2024 le esportazioni nette si sono ridotte di un altro 24% nella prima metà del 2025. L'export netto degli ultimi dodici mesi, pari a meno di 7 milioni di tonnellate, rappresenta un minimo di lunghissimo periodo, ampiamente inferiore anche al dato del 2020. A determinare questa evoluzione è stata la flessione delle esportazioni (-8%) e il contemporaneo aumento delle importazioni (+3%). In particolare, la flessione più forte riguarda la caduta dell'export netto di gasolio (-32%), che negli ultimi dodici mesi sono scese a meno di 2 Mt, 1/3 del livello di dieci anni fa, e di benzina (-23%), anch'esse sui minimi ultradecennali.

Il calo dei crack spread sui prodotti raffinati comprime i margini di raffinazione su tutti i mercati e i tassi di utilizzo delle raffinerie

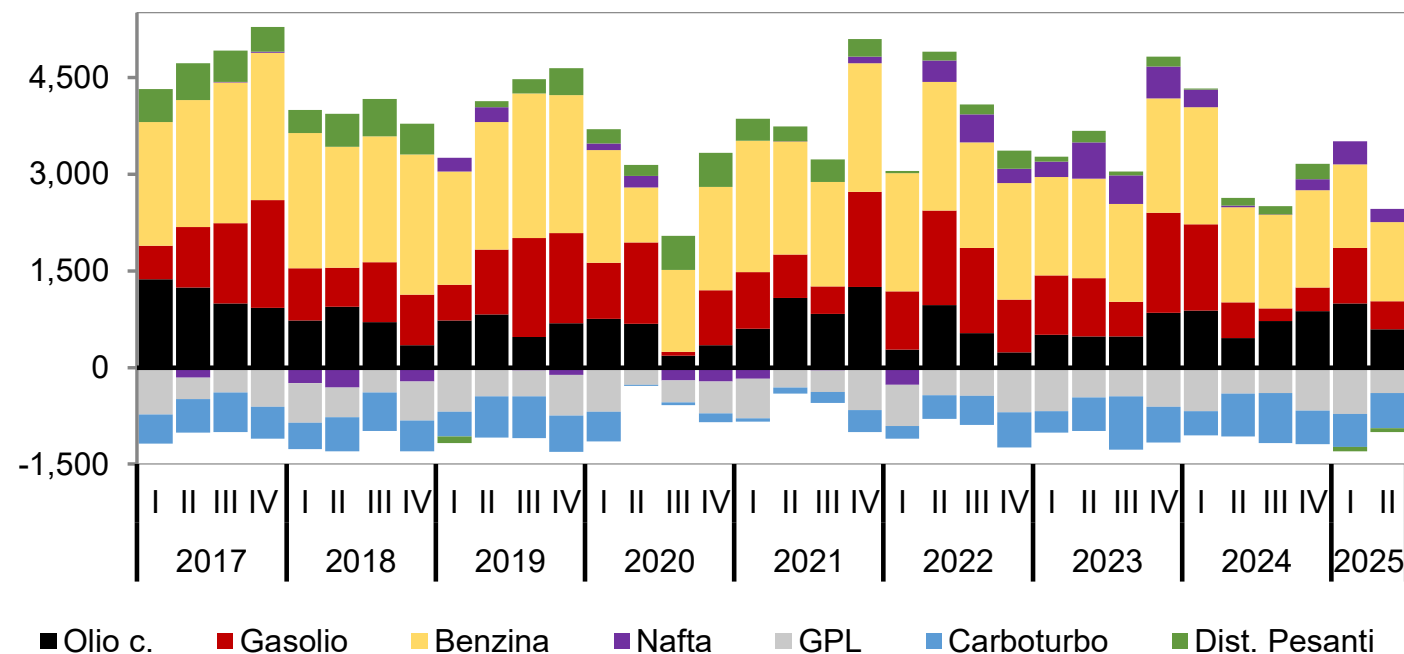


Utilizzo degli impianti di raffinazione (%)



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

Accelera il trend di riduzione del tradizionale forte export netto di prodotti petroliferi



Esportazioni nette dei principali prodotti petroliferi (kton)

La domanda globale di gas ha continuato ad aumentare nonostante un rallentamento in Cina, trainata da Europa e Nord America

Dopo il nuovo massimo storico raggiunto nel 2024 la domanda globale di gas naturale ha continuato a crescere, anche nell'inverno 2024-25, sebbene in misura inferiore alle attese: +1,8% secondo dati preliminari (poco meno di 35 mld di m³ su base annua), a fronte del +2,3% previsto dalla IEA. A differenza del passato la domanda è stata trainata da Europa e Nord America, mentre in Asia l'aumento si è fermato al +1% (circa 5 mld m³), in conseguenza dell'aumento dei prezzi spot del GNL, di un inverno più mite, dell'indebolimento macroeconomico in Cina (dove nei primi cinque mesi dell'anno i consumi si sono contratti del 2%, le importazioni dell'11%, a fronte di una crescita dell'8% nel 2024).

Nella stagione invernale 2024/25 il consumo di gas nell'Europa OCSE è invece aumentato di quasi il 10% (+25 mld di m³), l'aumento più significativo dall'inverno 2016/2017. Il settore elettrico ha rappresentato quasi la metà della domanda incrementale, a fronte di una minore produzione di energia eolica e idroelettrica, mentre le temperature più rigide hanno sostenuto la domanda dei settori residenziale e commerciale. All'opposto, gli alti prezzi hanno pesato sul consumo di gas naturale nell'industria.

Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia a consuntivo del 2025 la crescita globale dei consumi rallenterà rispetto all'anno precedente (portandosi a circa l'1,5%) a causa di condizioni di mercato più tese e maggiori incertezze

macroeconomiche. Dopo la crescita trainata dal clima invernale, i prezzi elevati dovrebbero limitare la domanda nell'industria e nella termoelettrica, dove l'aumento sarà probabilmente solo marginale nel 2025, a fronte della continua espansione delle energie rinnovabili.

In Asia è atteso un aumento della domanda di poco superiore al 2%, in significativo rallentamento sul 2024, quando era cresciuta del 5,5%. Il contributo dell'Asia alla crescita della domanda globale rimane tuttavia quello principale in termini assoluti, rappresentando circa un terzo della domanda incrementale di gas nel 2025. L'Europa è viceversa destinata a trainare la crescita della domanda di GNL nel 2025 in termini percentuali, grazie a maggiore domanda interna, maggiore fabbisogno di stoccaggi e iniezioni, e necessità di compensare minori importazioni di gas metano.

Le previsioni per l'intero anno 2025 indicano attualmente un aumento delle importazioni di GNL pari al 25% (ovvero oltre 30 miliardi di metri cubi).

L'equilibrio del mercato resta fragile in attesa della nuova ondata di offerta di GNL

Nel I semestre 2025 la rigidità dei fondamentali del mercato ha esercitato una pressione al rialzo in tutti i mercati chiave, mentre le tensioni geopolitiche hanno continuato ad alimentarne la volatilità. La crescita inferiore alla media della produzione globale di GNL e le minori esportazioni di gas dalla Russia all'Unione Europea hanno limitato l'offerta e aumentato la necessità di ricorrere agli stoccaggi. Il bilancio globale del gas rimane fragile in un contesto geopolitico via via più complesso dove assume sempre più rilievo la sicurezza degli approvvigionamenti.

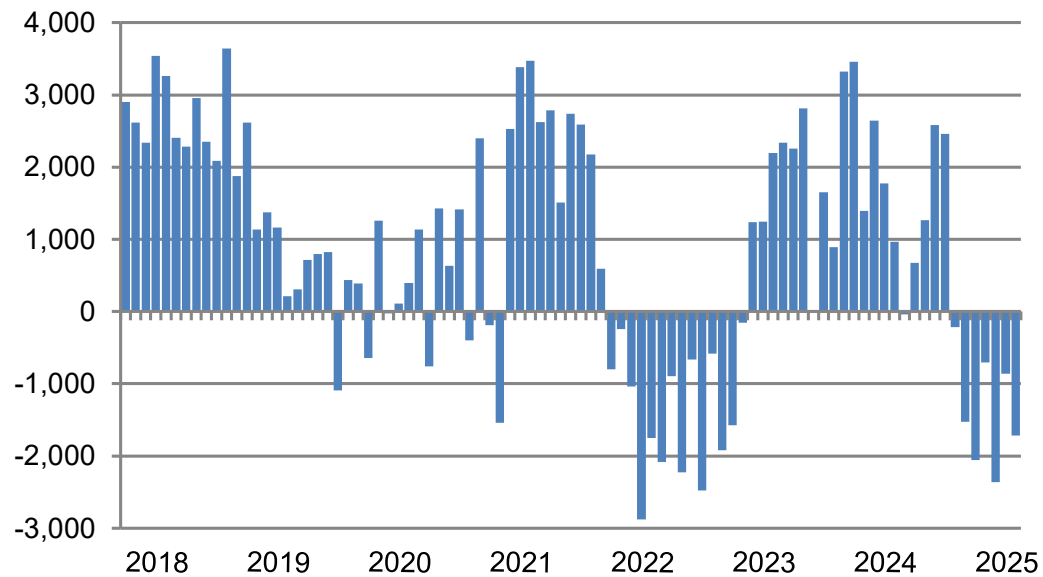
Pur partendo dai minimi storici, i prezzi del gas di riferimento all'Henry Hub sono quasi raddoppiati sul 2024 (+95%), a una media di poco superiore a 4 \$/MBtu nel I trimestre 2025, valore più alto dal IV trimestre del 2022.

Anche la maggior domanda europea ha influito sui prezzi: al TTF la media semestrale si è attestata a circa 41,3 €/MWh (+40% sul I semestre 2024, ma +71% nel I trimestre), secondo aumento semestrale consecutivo, che ha contribuito a mantenere i prezzi del gas su livelli doppi rispetto alle medie pre-pandemiche. Il TTF, dopo essere tornato a premio sul JKM (fino ad 1,92 \$/MMBtu a gennaio, sufficiente ad attrarre un carico di GNL dall'Australia), ha poi perso il 15% tornado al di sotto del benchmark asiatico. Lo spread positivo JKM-TTF non è derivato però dalla competizione per i carichi di GNL, perché la domanda debole anche in Asia, soprattutto in Cina, ha contribuito al quadro ribassista.

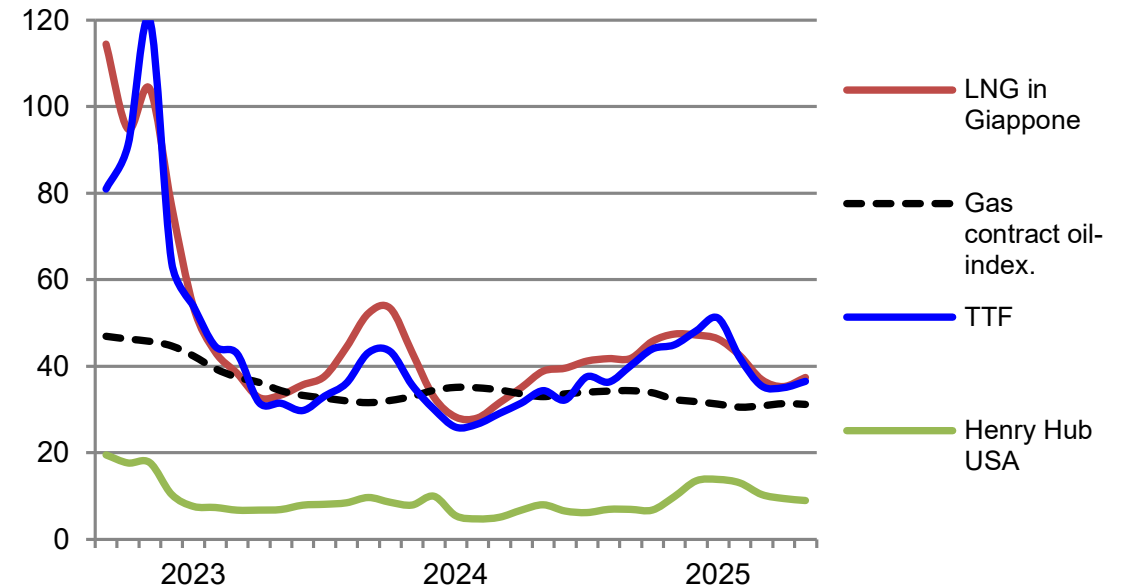
La correlazione TTF-JKM è rimasta comunque sui massimi livelli storici, dimostrando così come i mercati regionali siano sempre più interconnessi e interdipendenti: il commercio di GNL è aumentato del 70% dal 2016, trainato principalmente dalla rapida crescita dei mercati asiatici e, dal 2021/2022, dalle esigenze di diversificazione dell'Europa rispetto al gas russo. Gli Stati Uniti sono oggi diventati il maggiore esportatore mondiale di GNL, con il 25% dell'offerta globale, grazie a contratti flessibili in base alla destinazione e indicizzati all'indice Henry Hub. Di conseguenza la quota di GNL spot è salita a quasi il 30%, trainata dalle strategie di ottimizzazione a breve termine dei venditori e dalle crescenti esigenze di flessibilità degli acquirenti. Inoltre, i tre maggiori operatori di portafoglio (Shell, TotalEnergies e BP) sono cresciuti fino a rappresentare oggi circa il 30% del commercio globale di GNL, migliorando ulteriormente la flessibilità e la liquidità del mercato.

La prossima ondata di capacità di GNL (circa 300 miliardi di metri cubi/anno entro il 2030) rafforzerà questi cambiamenti strutturali, con gli Stati Uniti destinati a rafforzare la propria posizione dominante, aumentando ulteriormente la quota di contratti GNL con destinazione flessibile. Si prevede un ulteriore aumento del trading spot, con l'ingresso attivo nel mercato sia dei fornitori tradizionali (ad esempio QatarEnergy) che degli acquirenti tradizionali (ad esempio, il principale fornitore cinese).

Nonostante la debole domanda cinese i prezzi del gas hanno subito forti aumenti in particolare nel I trimestre



Importazioni di gas in Cina (variazioni tendenziali mensili, mln m³)



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

Dopo tre anni di cali la domanda europea di gas è al terzo aumento trimestrale, guidata dalla domanda della termoelettrica

Nel Unione Europea la domanda di gas è stimata in aumento di circa il 5% (+8 mld m³) nel I semestre 2025, trainata sia dalla domanda della termoelettrica (+14%, +5 mld m³) sia da quella dei settori di uso finale (+3%). Nel complesso la domanda resta comunque sui livelli minimi del range di medio periodo. Rispetto ai consumi medi 2017-2022 (riferimento per l'obiettivo di riduzione del 15% incluso nel Regolamento UE 2022/1369, poi esteso nel 2023), nel periodo aprile 2024 – marzo 2025 i consumi di gas dell'UE sono stati inferiori del 14%. E' notevole come si tratti del primo anno in cui l'obiettivo non viene pienamente centrato, perché il calo era stato del 18% sia nel 2023 sia nel 2024.

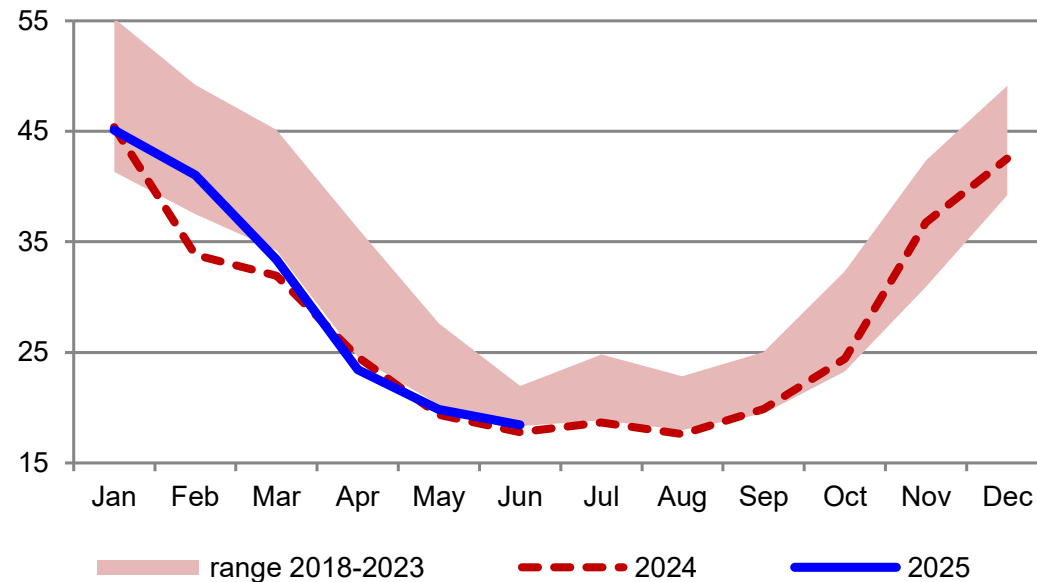
I prelievi netti dagli stoccaggi sono cresciuti di oltre il 50%, rappresentando più del 30% della domanda di gas naturale, per la maggior domanda combinata a minori importazioni da Norvegia e Russia. Ne è derivato un abbassamento del riempimento a partire da gennaio, con una divaricazione massima ad aprile (-17%). I valori restano comunque in linea con quelli medi decennali.

Le importazioni totali sono stimate in aumento del 2,5%, ma come combinazione di un deciso calo dell'import via pipeline (-10%, -9 mld m³) e di un ancor più marcato aumento dell'import di gas liquido (+21%, +12,5 mld m³), di provenienza USA in primis (+40% nel semestre, +70% nel II trimestre, quando il GNL ha pressoché raggiunto il gas norvegese come prima fonte di gas europeo, entrambi con quote di poco inferiori al 30%.

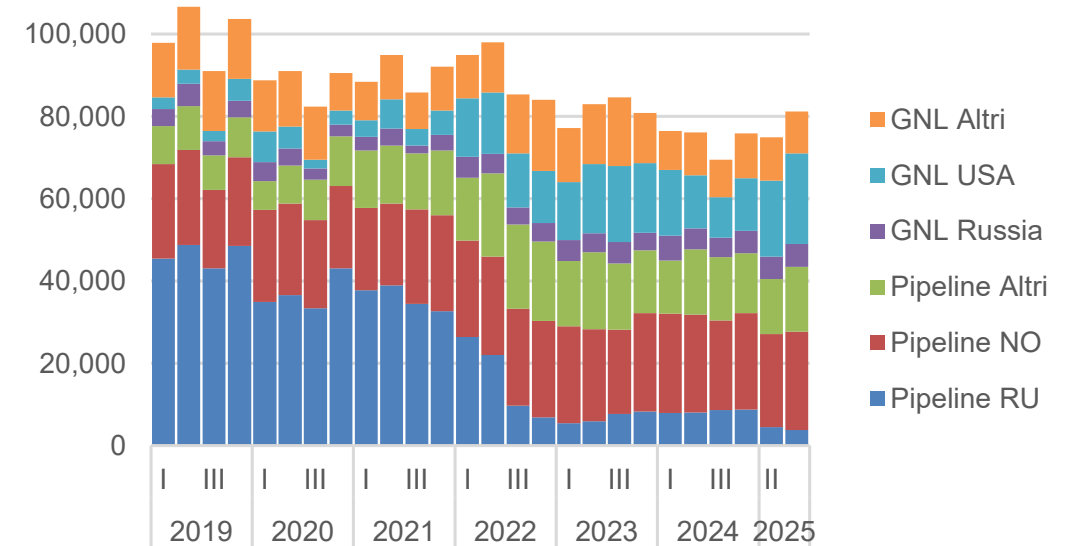
Un anno fa, in corrispondenza della temporanea ripresa delle forniture da gasdotto russe, l'import di GNL era sceso fino a ricalcare la media dell'ultimo quinquennio. Nel I semestre 2025, in concomitanza con un nuovo crollo dei flussi di gas russo via gasdotto (-47%), il GNL è subito risalito oltre gli estremi del range quinquennale, a dimostrazione di come per l'Europa gas russo e GNL siano essenzialmente alternativi.

In contemporanea si sono ridotte le importazioni cinesi di GNL, che hanno subito il calo più marcato dalla crisi del 2022. Il trend altalenante dell'import cinese dal 2021 evidenzia la sua forte reattività ai prezzi e il crescente ruolo di bilanciamento della Cina nel mercato globale, supportato dalla sua capacità di rapido shift dal gas al carbone e dalle opzioni di flessibilità integrate in un vasto portafoglio di contratti GNL a lungo termine. Il saldo positivo della macro-area asiatica è stato determinato soltanto dall'aumento compensativo della domanda nei mercati maturi (Giappone e Corea) per ragioni congiunturali climatiche. L'andamento antitetico dell'import europeo ed asiatico ha fatto sì che nel primo trimestre del 2025 i mercati del bacino atlantico siano stati destinatari di quasi il 90% delle esportazioni statunitensi di GNL, in aumento rispetto a circa il 75% dei primi tre mesi del 2024, mentre contestualmente quelle verso l'Asia si sono contratte di circa il 40%, in linea con una variazione del prezzo spot relativo del GNL tra il bacino atlantico e quello del Pacifico.

Ma la domanda di gas resta sui minimi di lungo periodo. E lo stesso le importazioni...

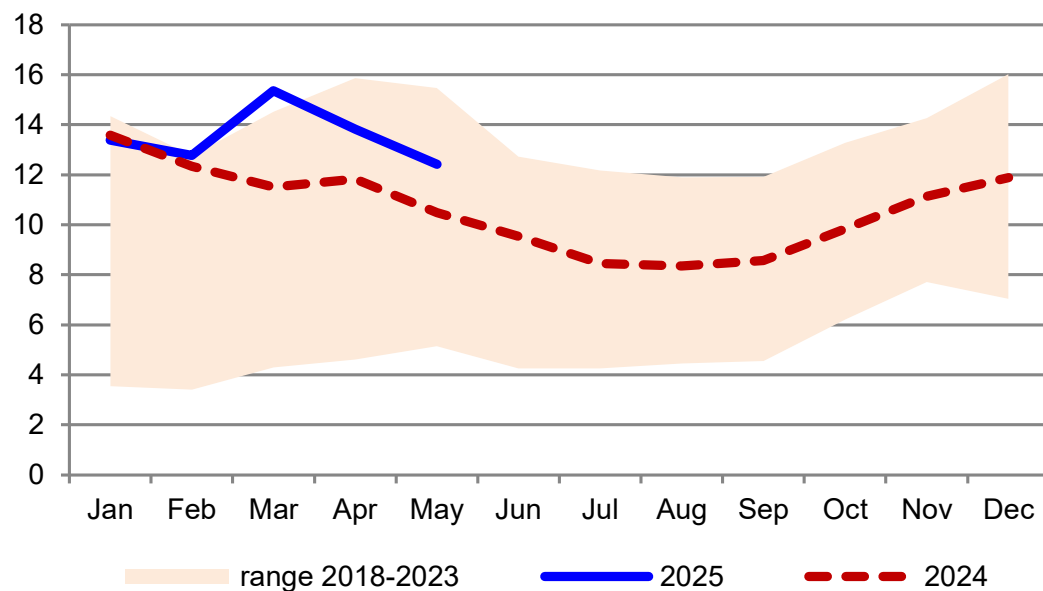


Domanda mensile di gas naturale dell'UE 27 (mld di m³)

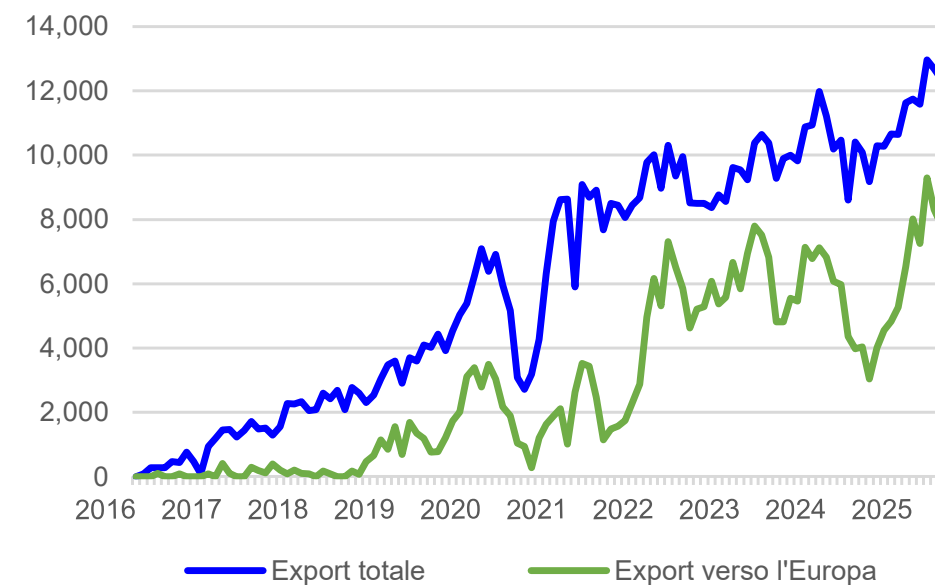


Importazioni trimestrali di gas naturale dell'UE 27 (mln di m³)

... sempre più dominate dal GNL, in primis di provenienza USA



Importazioni mensili di GNL dell'UE 27 (mld di m³)



Esportazioni mensili di GNL degli USA, totali e verso l'Europa (mln di m³)

Anche in Italia in ripresa la domanda di gas, guidata dalla termoelettrica

Nel primo semestre 2025 la domanda di gas in Italia ha registrato un'inversione di tendenza rispetto alla discesa intrapresa negli ultimi due anni, attestandosi a 33,7 mld m³, contro i 31 del I semestre 2024 (+8,7%). Resta comunque ancora lontana dai picchi del 2022 (39 mld). Va però notato che rispetto ai consumi medi 2017-2022 (riferimento per l'obiettivo di riduzione del 15% incluso nel Regolamento UE 2022/1369, poi esteso nel 2023), anche in Italia – come nell'UE – nel periodo aprile 2024 – marzo 2025 i consumi di gas sono stati inferiori del 14%. Dunque anche in Italia è la prima volta che l'obiettivo non viene pienamente centrato, perché il calo era stato del 17% nel 2024, del 16% nel 2024.

Il recupero della domanda si è concentrato nel I trimestre (+11,4%, 2,8 mld), ed è essenzialmente ascrivibile al settore termoelettrico (+17,2%) che ha così recuperato la contrazione dell'anno precedente, riducendo in parte il forte scostamento tendenziale negativo rispetto alla media decennale. La domanda industriale è rimasta invece pressoché stazionaria, intorno ai 6 mld m³.

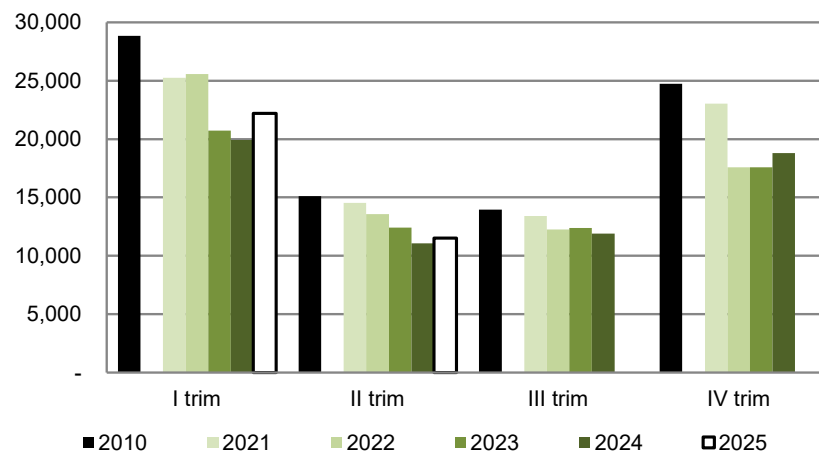
Anche la punta di domanda giornaliera, sebbene maggiore di quella registrata nel 2024, si è comunque collocata su un valore ancora decisamente contenuto rispetto ai massimi storici (circa 340 milioni di m³, lontana dalla soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m³). Il calo della punta di domanda, molto rilevante, riguarda in particolare le reti di distribuzione, legato dunque ai consumi

per riscaldamento. Nel 2025 la punta giornaliera di domanda del settore termoelettrico ha infatti raggiunto valori vicini ai massimi di lungo periodo.

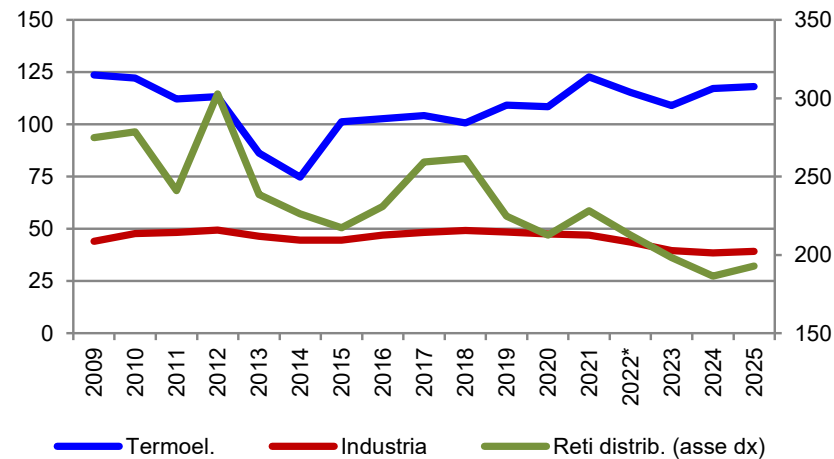
Il persistente calo della domanda di punta è stato anche nello scorso inverno il fattore chiave per far fronte al quasi azzeramento dei flussi di gas russo, che nel semestre hanno coperto appena l'1% delle importazioni totali.

Altro fattore è stato il tasso di riempimento degli stoccaggi a inizio inverno, vicino al 100%, sui massimi decennali, e sceso al 42% alla fine della stagione delle erogazioni, mentre nel 2024 il minimo a fine inverno era stato molto maggiore (57%).

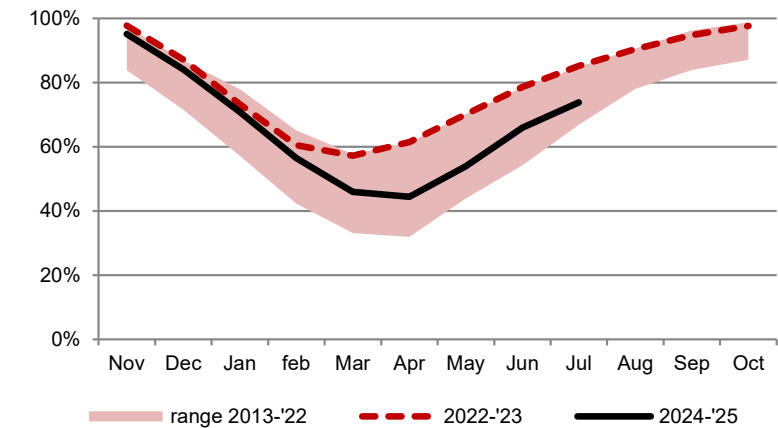
Ma la punta giornaliera di domanda del settore civile, sempre molto al di sotto dei massimi, e le maggiori erogazioni dagli stoccaggi hanno garantito l'adeguatezza del sistema nell'ultimo inverno



Consumi trimestrali di gas (mln m³)



Evoluzione storica della punta giornaliera della domanda di gas nei settori (mln m³)



Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)

Nuovo aumento delle importazioni italiane di GNL, ormai sui livelli del gas algerino...

Con riferimento alle fonti di approvvigionamento, il I semestre 2025 ha visto il GNL crescere ulteriormente fino ad avvicinare la quota del gas algerino come fonte principale nella media semestrale, e perfino a superarlo nei mesi di maggio e giugno con l'entrata in funzione del rigassificatore di Ravenna.

Le importazioni italiane nel semestre sono ammontate a circa 30,9 mld m³, poco più che invariate rispetto al corrispondente trimestre 2024. Dopo la temporanea ripresa dell'anno precedente i flussi dalla Russia sono tornati quasi ad azzerarsi: sono infatti risultati pari a zero in ben 133 dei 182 giorni del trimestre.

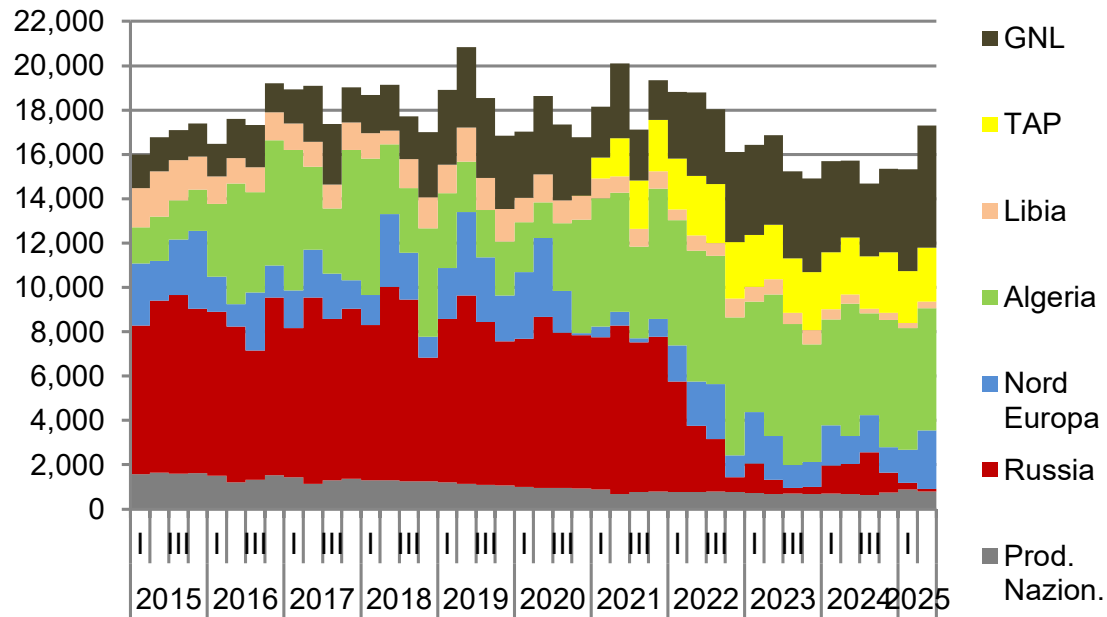
Spiccano come detto l'incremento dell'import di GNL (circa 2,5 mld m³, pari a +33%) e quello dal Nord Europa (circa 1 mld m³, +35%), che hanno sostanzialmente compensato il gas russo. Si registrano poi lievi aumenti dell'import algerino e una lieve diminuzione dell'apporto del gasdotto TAP.

Nella media semestrale il gas algerino è rimasto ancora la prima fonte di approvvigionamento (con un'incidenza di circa il 36% del totale), ma il GNL è salito al 33,5%, ossia esattamente un terzo del totale, il valore storicamente più alto. Si può affermare che in questo modo si completa la ridefinizione del mix delle fonti di approvvigionamento italiane dopo la rinuncia al gas russo, che per anni aveva costituito indiscutibilmente la fonte preferenziale.

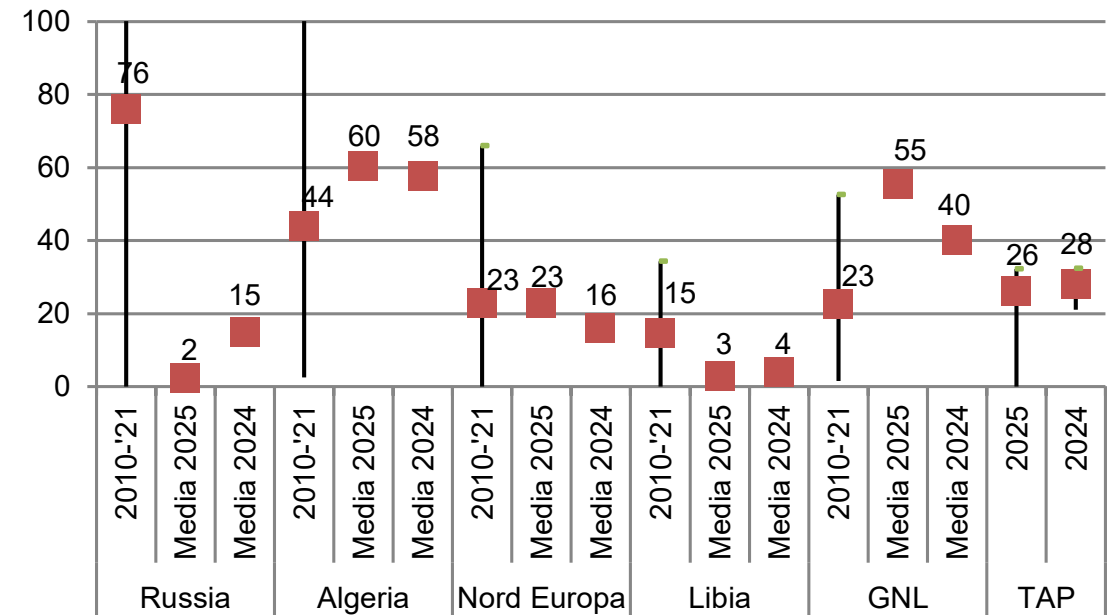
Nell'attuale nuova configurazione i 2/3 dell'import sono quasi equamente spartiti tra gas algerino e GNL, mentre la quota restante è anch'essa sostanzialmente suddivisa tra Nord Europa e Tap.

La nuova struttura dell'import si riflette anche sui valori delle immissioni giornaliere: quelle russe crollano ad appena 2 mln m³ (dai 15 del 2024, e rispetto a una media decennale di 76), mentre sono stabili le immissioni algerine (da 58 a 60 mln) ed è in aumento di 5 mln m³ il GNL (che arriva a bissare la sua media storica) e di 7 mln le immissioni nord-europee (che dopo un lungo deficit si riportano in linea con la propria media di lungo periodo). Dopo una crescita lenta ma ininterrotta, per la prima volta sono scesi (leggermente) i flussi del TAP.

... per compensare il quasi azzeramento del gas russo



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 tendenzialmente stabile...

Nel I semestre del 2025 la domanda di energia elettrica in Italia è stata pari a 153 TWh, in leggero aumento (+0,3%) sul 2024. Nel I trimestre (circa 77 TWh), la domanda è rimasta sui valori del 2024, mentre nel II trimestre (circa 75 TWh) è risultata in aumento dell'1,4%. Nel complesso, il I semestre si chiude con una moderata crescita, sostenuta dall'aumento di giugno, legato alle temperature molto elevate registrate nel mese.

Nel primo semestre del 2025 l'andamento delle punte orarie di potenza ha evidenziato una tendenza crescente nei mesi invernali, seguita da una progressiva flessione nel secondo trimestre, in linea con l'evoluzione stagionale dei consumi. Nel primo trimestre, il valore massimo è stato raggiunto a gennaio, con una punta pari a 51.3 GW, in aumento dell'1,2% rispetto al valore del 2024. Nel secondo trimestre, la potenza massima è stata osservata giugno con 55.4 GW, in aumento dell'8% rispetto al 2024.

Nel I trimestre la produzione da fonti termoelettriche è aumentata del 17% sull'anno precedente (+17%), rappresentando una quota maggioritaria del mix produttivo (avendo coperto il 55% della domanda, contro il 46% del I trimestre 2024), grazie alla maggiore produzione da impianti a gas, mentre la produzione da carbone si è contratta di un altro 26% ed è scesa a coprire appena l'1% della domanda elettrica.

Nel II trimestre la produzione termoelettrica è risultata in aumento del 2,8%, fermandosi a coprire una quota di domanda di poco superiore al 39%, in aumento

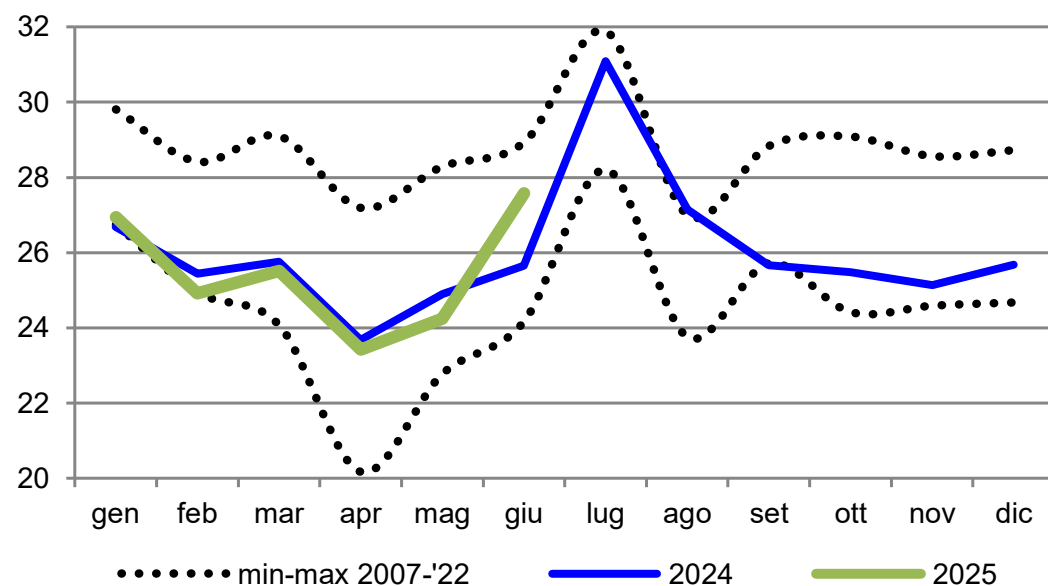
marginale rispetto al 2024, perché la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili è rimasta sui livelli del II trimestre 2024, grazie all'aumento delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (+19%), salite a coprire il 26,7% della domanda (contro il 22,7% dell'anno precedente). Nella media del semestre le FRNP hanno coperto il 22%, nuovo massimo storico (contro il precedente massimo del 20% del I semestre 2024).

Nel semestre le FRNP hanno avuto andamenti opposti: l'eolico ha subito un forte calo, del 19% nei mesi invernali, dell'1% nei mesi primaverili. Il fotovoltaico, invece, in aumento secondo la stagionalità della fonte solare, è salito dagli 1.5 TWh di gennaio ai 5,7 TWh di giugno, con un aumento del 21% nell'insieme del semestre (rispetto ai primi sei mesi dell'anno precedente).

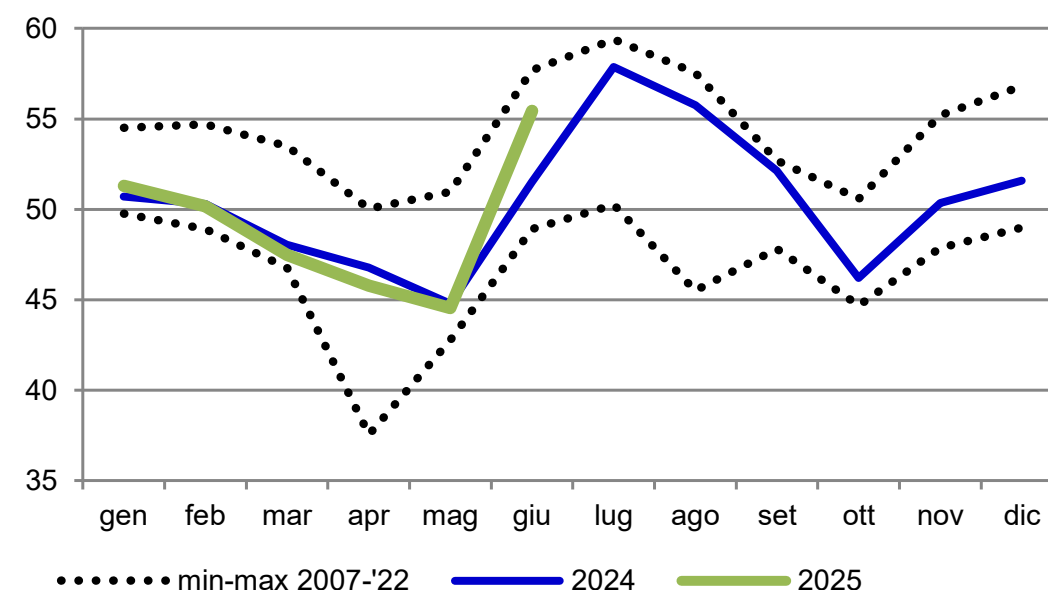
Grazie a questo, nonostante il forte calo della produzione idroelettrica (-18% nel I trimestre, -22% nel II trimestre) la quota di domanda coperta dall'insieme delle FER nell'insieme del semestre è rimasta poco al di sotto dei valori del 2024 (51%, contro il 52% del 2024).

Su base semestrale il saldo estero ha coperto il 15% della domanda, in calo del 13% rispetto al 2024 (-25% nel I trimestre).

... con l'eccezione del balzo di giugno, legato alle alte temperature

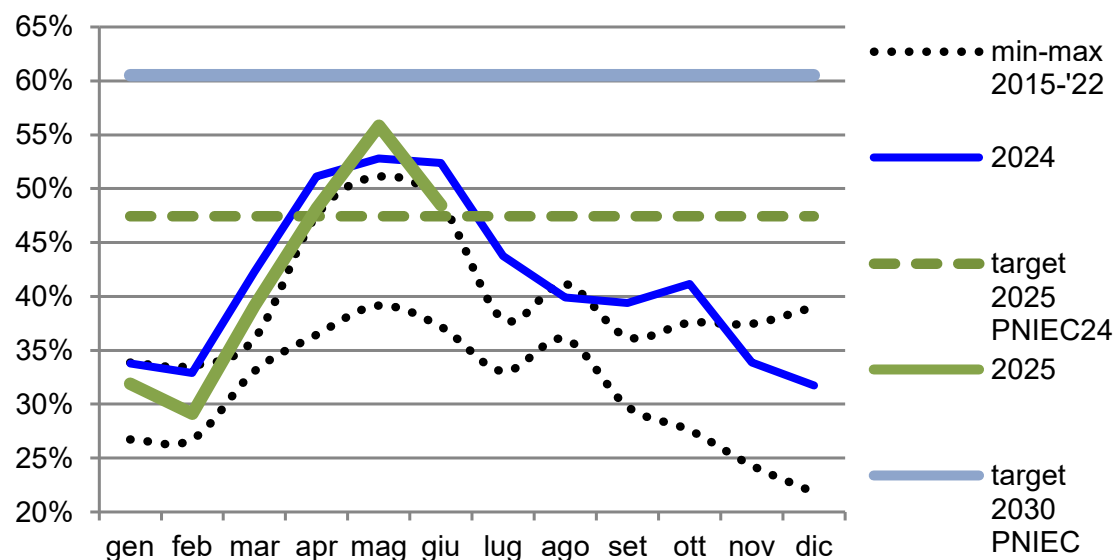


Richiesta di energia elettrica mensile (TWh)

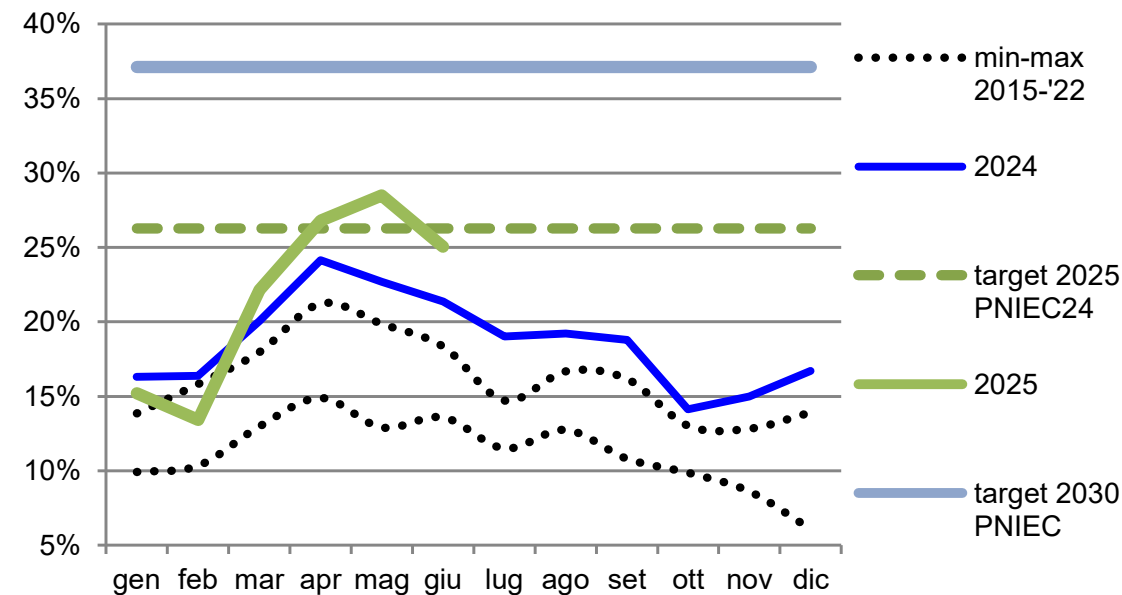


Punta mensile di domanda in potenza (GW)

Quota FER in calo marginale grazie al fotovoltaico che ha compensato il calo dell'idro e portato a un nuovo massimo storico le FRNP



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...

Nel prima metà del 2025 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: già nel I trimestre nell'1% delle ore di maggiore penetrazione le FRNP avevano coperto oltre il 50% della domanda, mentre nel II trimestre nel percentile di maggiore penetrazione le FRNP hanno coperto almeno il 75% della domanda. Hanno cioè coperto 3/4 della domanda non solo in momenti estremi, ma in un numero di ore significativo. Per entrambi i trimestri si tratta di nuovi massimi storici.

Nel II trimestre anche la copertura da 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).

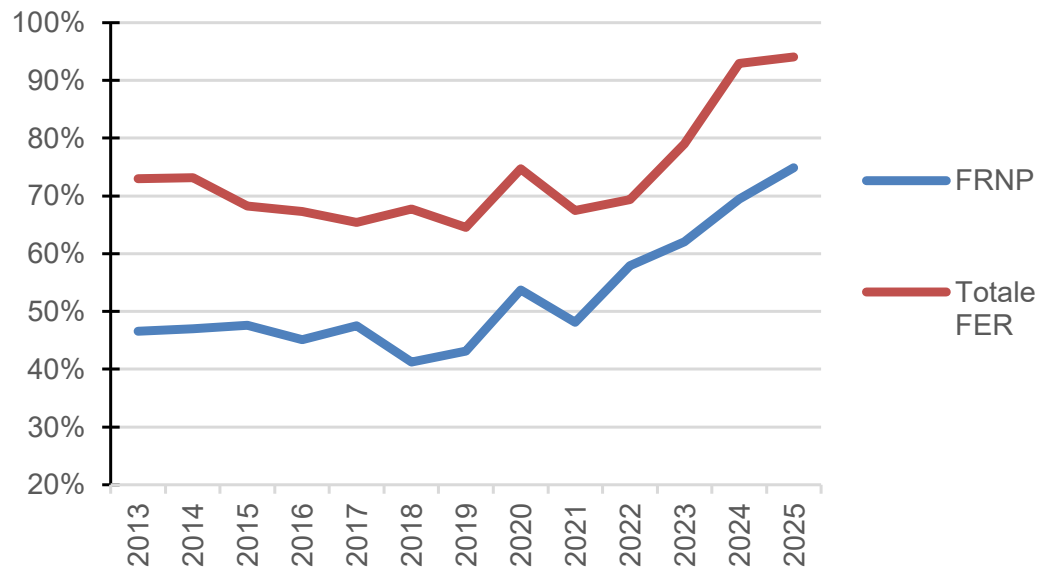
ampliato il divario tra il minimo carico residuo diurno e il picco serale, e la curva del carico residuo assume sempre più una forma del tipo "duck curve". Nel II trimestre la curva della domanda residua oraria media ha accentuato queste caratteristiche rispetto al 2024 e anche rispetto al 2020 (anno 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.

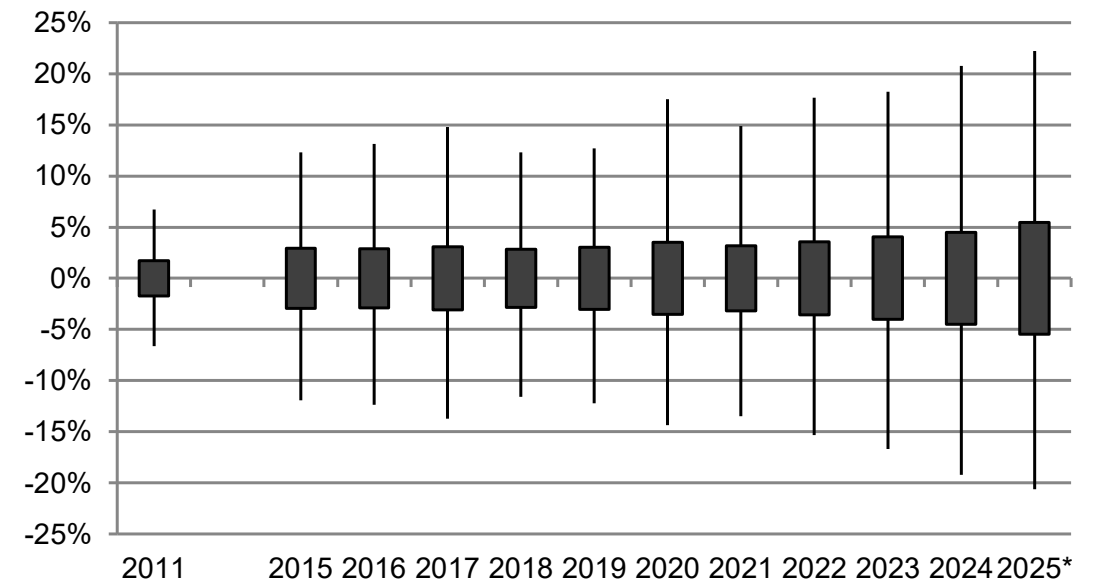
Particolarmente significativo è il dato del primo maggio: il carico residuo è sceso fino a 7 GW, facendo scendere a zero il prezzo sulla borsa elettrica per ben sette ore consecutive, indice di eccesso di generazione rinnovabile, nelle ore centrali della giornata, nonostante gli assorbimenti da parte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

L'incremento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, ha

... ma aumenta anche la loro variabilità...

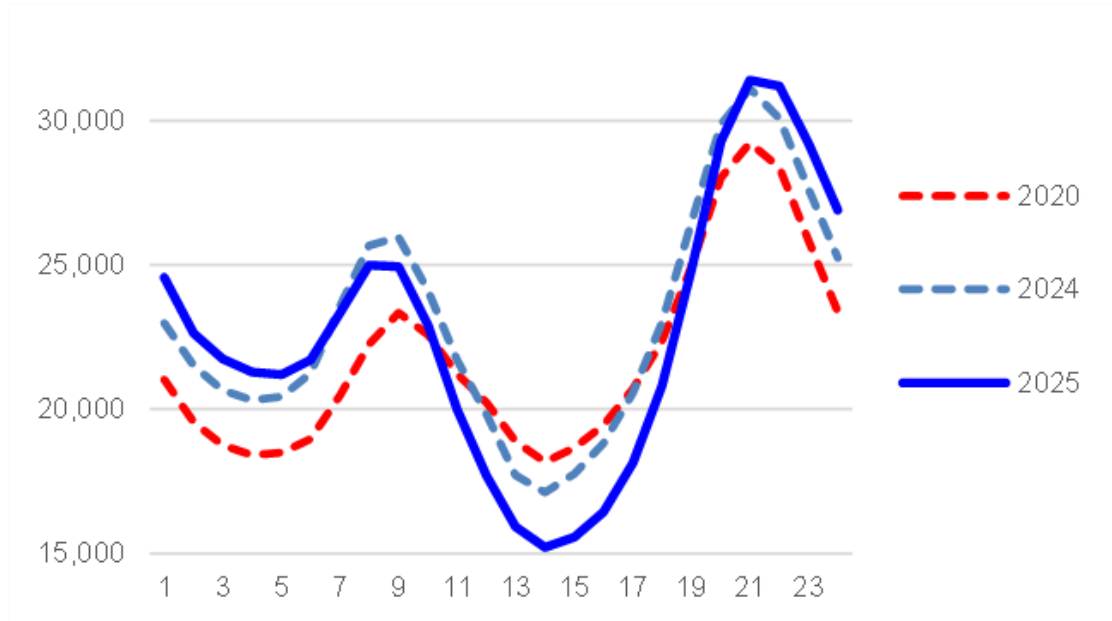


Massima quota oraria della produzione da FER e da FRNP (in % del carico) nel II trimestre di ogni anno – valori corrispondenti all'1% delle ore di massima penetrazione

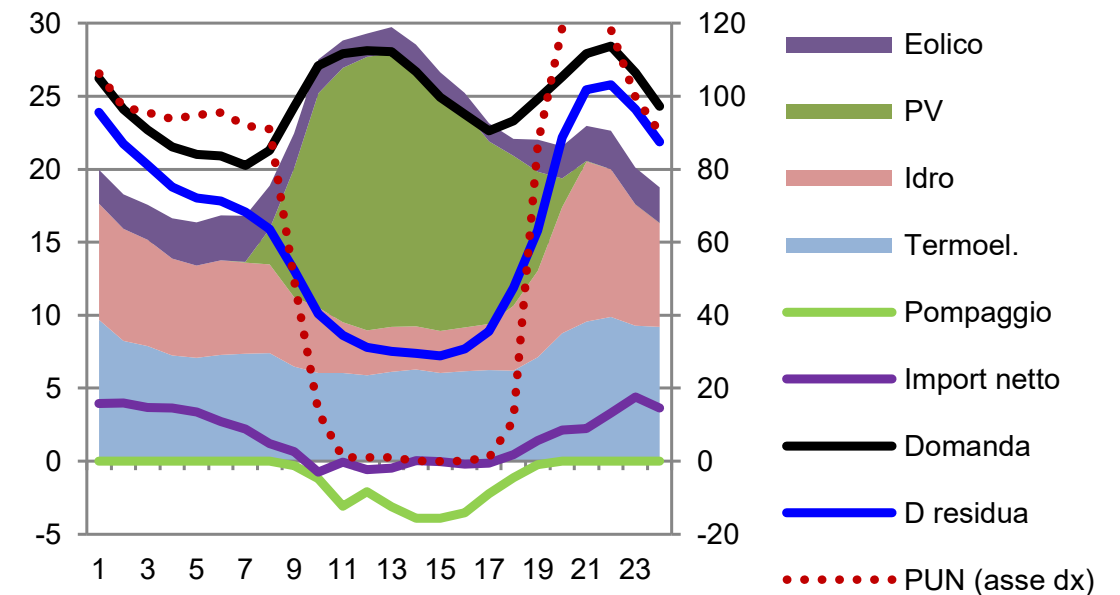


Massime variazioni orarie, e deviazione standard, della produzione da fonti intermittenti (in % del carico totale) – valori corrispondenti allo 0,1% delle ore di variazione massima

... 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 in Italia in aumento significativo nel I semestre...

Nel primo semestre 2025, si è registrata un'importante flessione del PUN fino al mese di maggio, quando ha toccato i 93 €/MWh, ai minimi da maggio 2024, seguita da un rimbalzo a giugno con un incremento del +19% rispetto al mese precedente (111,8 €/MWh).

La media semestrale del PUN è pari a 120 €/MWh, in aumento del 28% rispetto allo stesso periodo del 2024.

Nel mese di maggio si è verificato un disaccoppiamento tra la dinamica del PUN, in diminuzione del 6% rispetto ad aprile, e quella del PSV (determinata dal costo variabile del ciclo combinato) che è invece rimasto stabile rispetto al mese precedente. Un disaccoppiamento simile, ma di segno opposto (PUN in aumento rispetto a PSV in diminuzione) lo si ritrova nello stesso periodo dello scorso, ma al netto di ciò la correlazione tra i due indici continua ad essere pressoché univoca-.

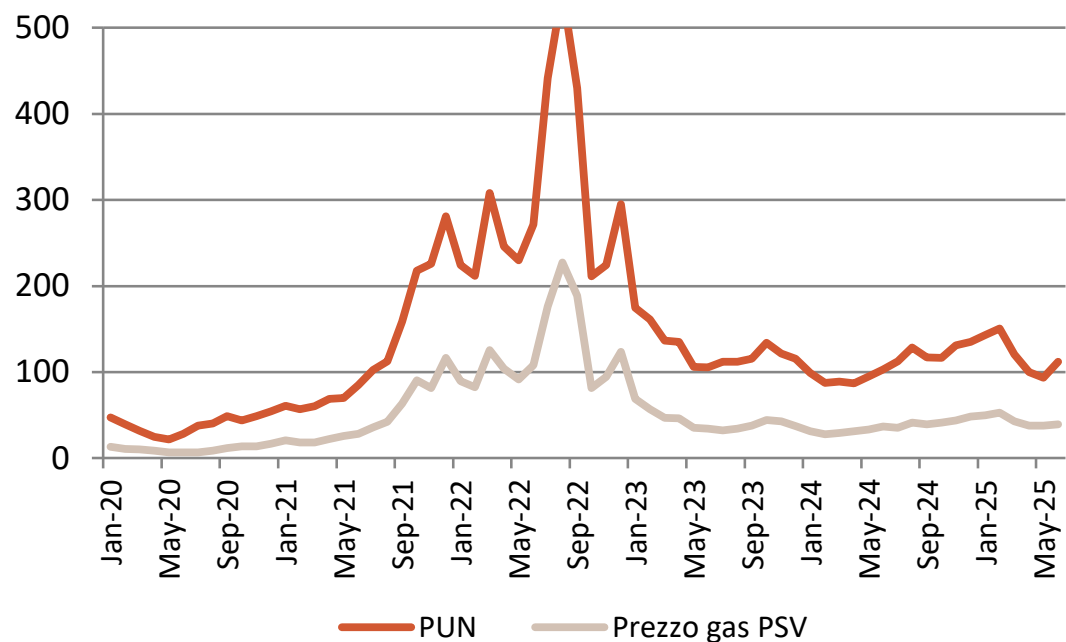
Osservando l'indice di tecnologia marginale (ITM), ossia la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia nelle varie zone di mercato, si nota come nel primo semestre 2025 il gas naturale sia risultato marginale per circa metà delle ore in tutte le zone di mercato.

E' interessante analizzare la dinamica dell'ITM nelle zone di mercato Nord, rappresentativa in termini di consumi di energia elettrica, e Sud, rappresentativa per capacità FER installata. Si nota come nel primo semestre 2025, la marginalità degli impianti a gas a ciclo combinato, ossia il numero di ore nelle quali tali impianti hanno fissato il prezzo dell'elettricità, si è ridotta di circa 10 punti

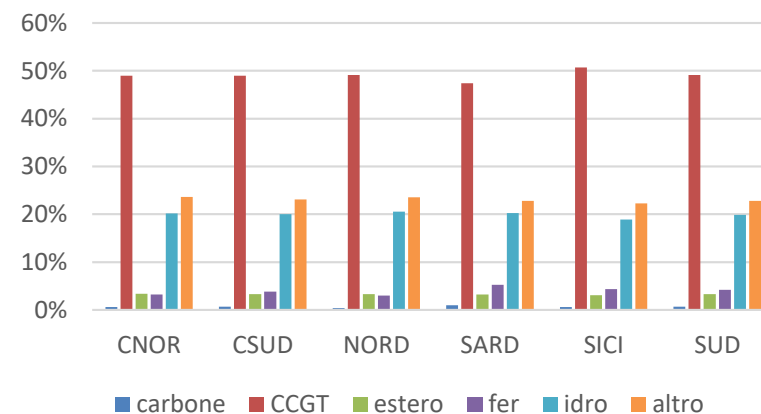
percentuali rispetto allo stesso periodo del 2024. A questo fa da contraltare la crescita dell'idroelettrico e delle FER non programmabili (la cui marginalità nella prima metà del 2025 va dal 3% in zona Nord, ad oltre il 5% in Sardegna).

3. Prezzi dell'energia e competitività italiana

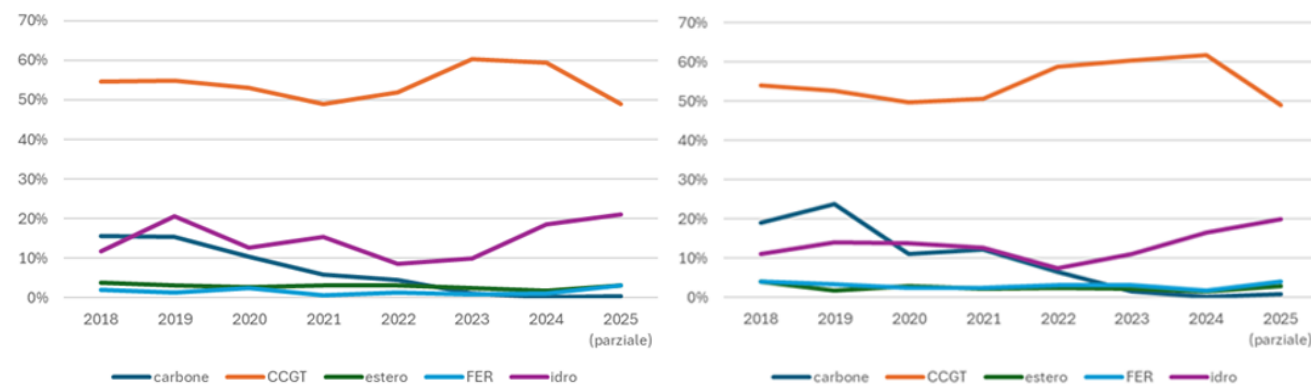
... sempre guidato dai prezzi del gas, la cui marginalità appare però in diminuzione



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



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



Dinamica dell'ITM nelle zone di mercato Nord (a sx) e Sud (a dx) (%)

Sulle borse europee prezzi più alti del 2024, ma in calo nel II trimestre

Nel secondo trimestre 2025 il prezzo dell'energia elettrica è risultato inferiore rispetto al primo trimestre in tutte le principali economie UE. La flessione maggiore tra i due trimestri si è registrata in Francia (-66%), seguita da Spagna (-55%), Germania (-37%) e Italia (-27%).

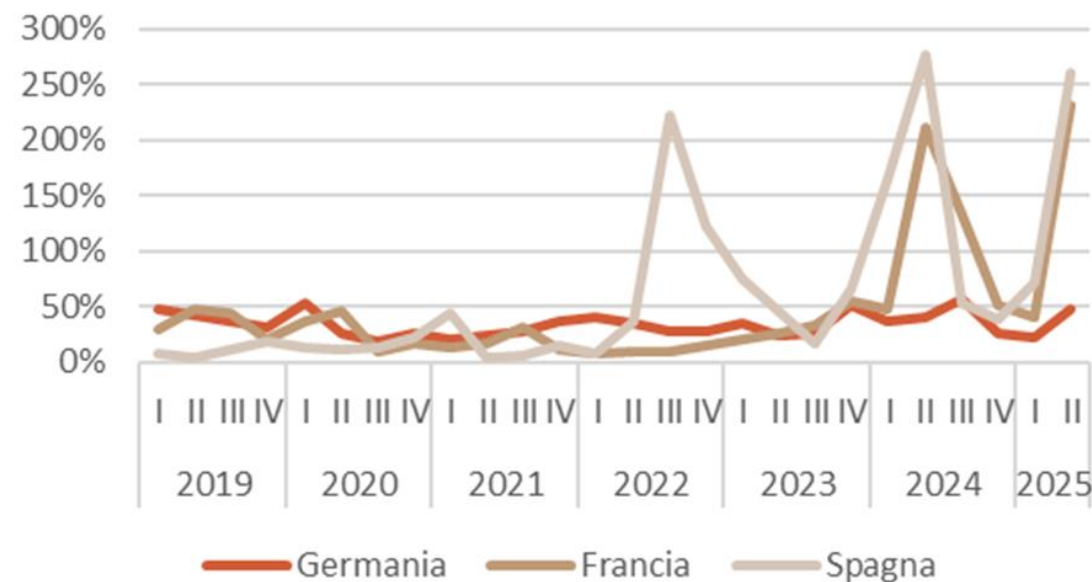
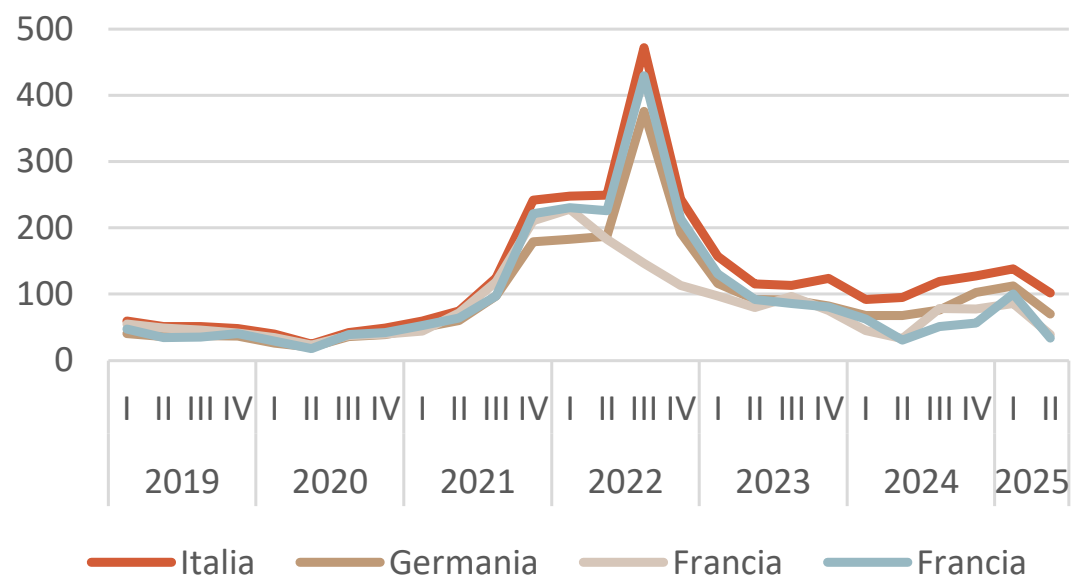
Nonostante ciò, il valore di prezzo dell'ultimo trimestre è superiore rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'Italia ha registrato l'incremento maggiore (+7% rispetto al secondo trimestre 2024), il che ha fatto schizzare il differenziale con gli altri Paesi (+47% con la Germania, 231% con la Spagna, 260% con la Francia nel secondo trimestre).

Un fenomeno significativo, sviluppatosi in maniera sempre più importante a partire dal 2022, è quello della vendita di energia a prezzo zero in alcune ore del giorno, che in molti paesi europei nel I semestre 2025 ha raggiunto valori record.

Considerando l'evoluzione recente (ultimi cinque anni) del numero di ore annue in cui l'energia è stata venduta a un prezzo inferiore a 1 €/MWh, e mettendo a confronto Germania, Francia, Spagna e Italia (per la quale sono stati riportati i valori della zona Nord e Sud), si nota come al contrario degli altri paesi l'Italia sia caratterizzata da un numero esiguo di ore a prezzo nullo, 13 nella zona Nord e 20 nella Sud nei primi sei mesi del 2025. Valori leggermente superiori si hanno per la Sardegna, dovuti verosimilmente alla difficoltà di esportare la propria produzione, ma in ogni caso ben lontani rispetto a quelli registrati in Spagna (737 ore nella prima metà dell'anno, il 17% delle ore totali), Francia (546 ore, 12% del totale) e Germania (511 ore, 11% del totale).

Riflesso di ciò sono le curve orarie dei prezzi, le cui medie nel primo semestre 2025 mostrano che in Italia il prezzo minimo si mantiene sopra gli 80 €/MWh, quasi il triplo rispetto alla Spagna dove è accentuata la tendenza ad avere prezzi nulli o negativi nelle ore centrali del giorno.

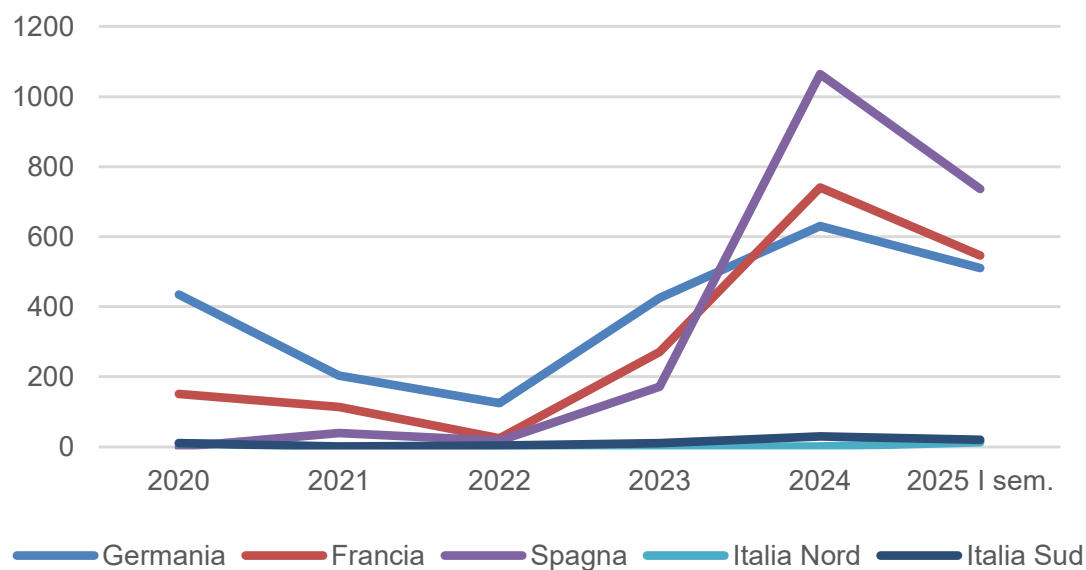
Cresce il differenziale tra il PUN e il prezzo sulle altre borse europee



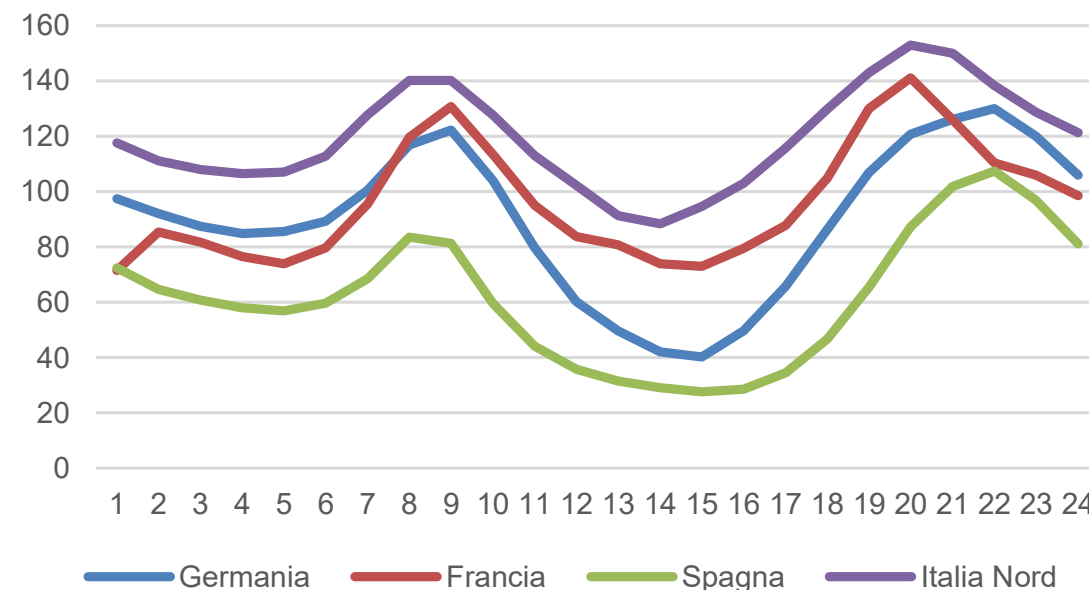
Prezzo dell'elettricità nelle principali borse europee (€/MWh)

Differenza % tra il prezzo sulla borsa elettrica italiana e quello delle principali economie UE

In forte aumento le ore a prezzo zero o negativo nei principali paesi EU, ma non in Italia



Numero di ore con prezzi minori di 1 €/MWh



Media dei prezzi orari nel primo semestre 2025 (€/MWh)

Nel I semestre 2025 prezzi dell'energia elettrica al consumo in tendenziale aumento

Lato utenti finali, la dinamica mensile dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) mostra come nella prima metà del 2025 l'indice del prezzo dell'elettricità ha registrato un'inversione di tendenza rispetto ai 18 mesi precedenti, andando a crescere in maniera più marcata rispetto alla media UE. In attesa dell'ultimo aggiornamento Eurostat relativo al primo semestre 2025, sulla base dell'HICP si può stimare (*) per tale intervallo un incremento del prezzo finale di circa il 6% rispetto allo stesso periodo del 2024 per la fascia di consumo più bassa.

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

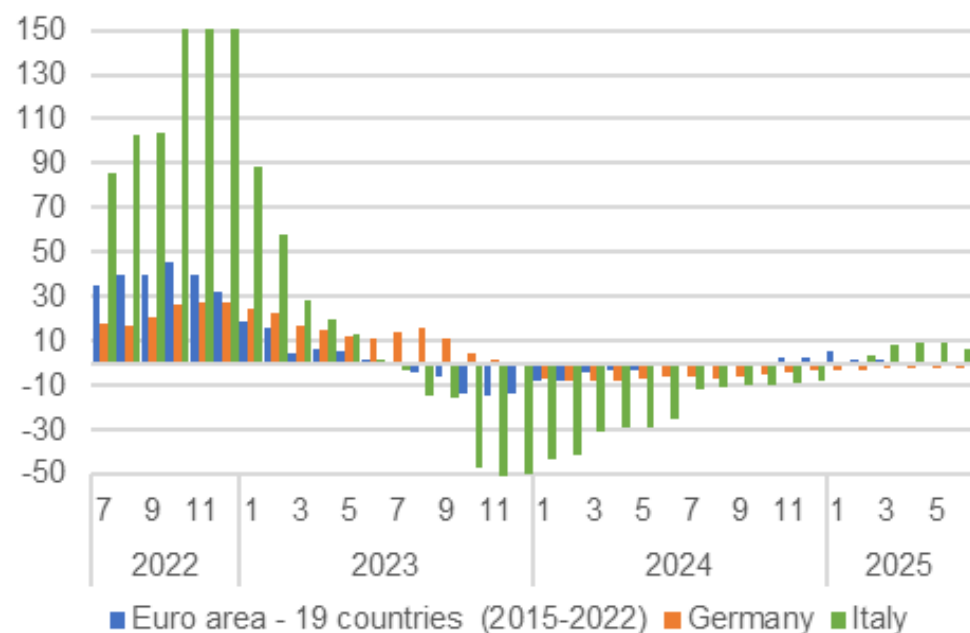
L'ultimo aggiornamento Eurostat relativo ai prezzi per i consumatori non domestici è relativo al secondo semestre 2024. Per l'Italia il differenziale rispetto alla media UE era già tornato a crescere nella seconda metà dello scorso anno, specie per le fasce di consumo più basse che rappresentano il tessuto medio del nostro Paese: per le imprese con fascia di consumo 20-499 MWh (fascia IB) annui lo spread rispetto al valore mediano UE era del 13%, del 22% quelli con consumi fino a 2000 MWh (fascia IC).

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), che tuttavia nel corso degli ultimi anni è andato progressivamente a riguardare i soli clienti in regime di vulnerabilità. Il primo semestre 2025 ha registrato un nuovo rialzo dopo quello del semestre precedente, il che ha portato il

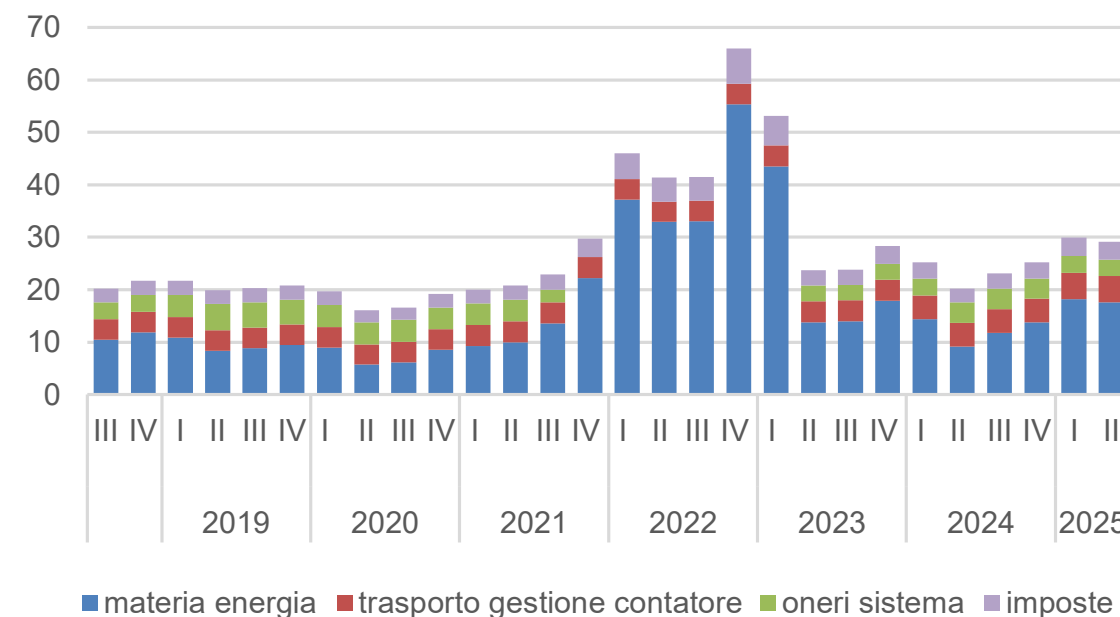
prezzo finale a valori superiori rispetto allo stesso periodo del 2024 (+18% nel primo trimestre, + 44% nel secondo trimestre).

() Le stime sul prezzo finale effettuate mediante l'analisi dell'HICP sono indicative e possono essere soggette ad errori ed incertezze. Il dato semestrale ufficiale e corretto viene pubblicato dall'Eurostat (ultimo aggiornamento disponibile relativo al secondo semestre 2024)*

Prezzi in rialzo anche per i consumatori in tutela

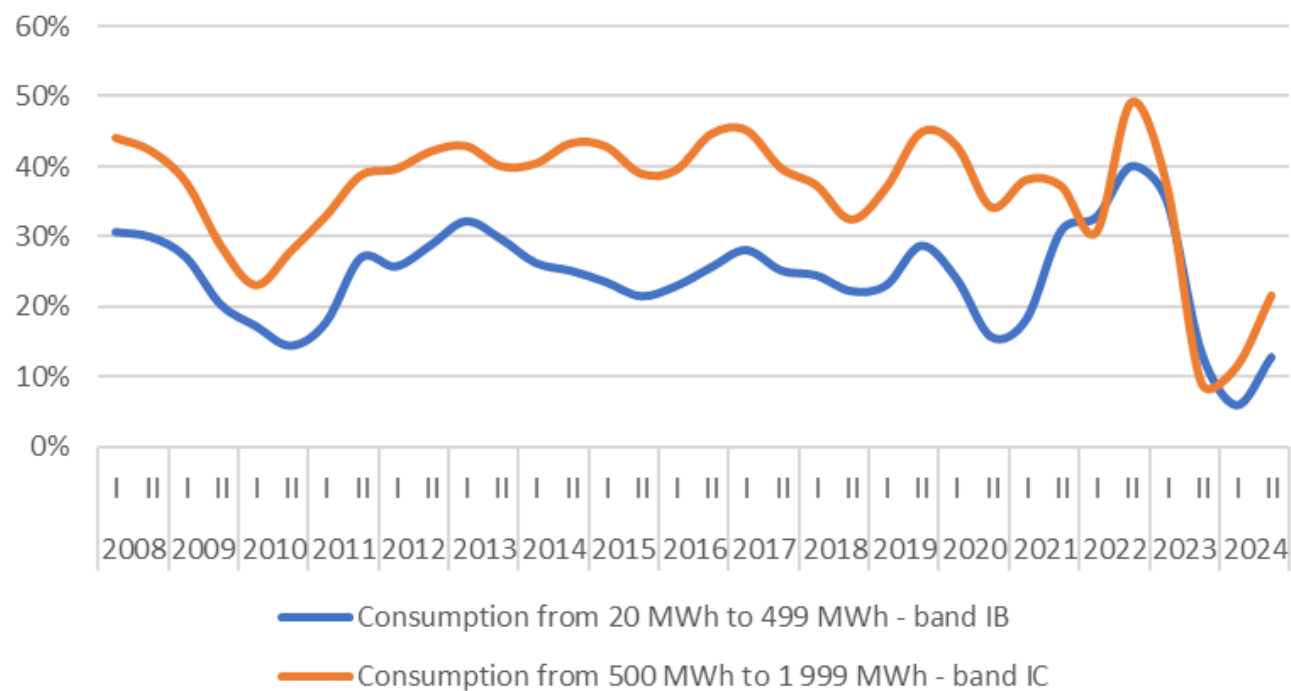


Harmonized Index of Consumer Prices - Elettricità (variazione % sullo stesso mese dell'anno precedente)



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

Nel 2024 è tornato ad ampliarsi il differenziale tra il prezzo pagato dalle imprese italiane e quello UE



Prezzo imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla mediana UE-27, valori percentuali

Prezzi del gas sul mercato all'ingrosso italiano ben al di sopra del I semestre 2024...

Il secondo trimestre 2025 ha registrato una flessione del prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e sul mercato olandese (TTF) rispetto al primo trimestre, interrompendo un trend di crescita che durava da inizio 2024. Tuttavia la media del primo semestre, 43 €/MWh per il PSV e 41 €/MWh per il TTF, si mantiene ben al di sopra dei valori del primo semestre 2024 in entrambi i mercati (+37% e + 28% rispettivamente).

In Italia durante il semestre il prezzo del gas è risultato in calo, mantenendo tuttavia valori superiori ai minimi del 2024. Nel mese di giugno si è registrato un rimbalzo del prezzo, +4% rispetto al mese precedente.

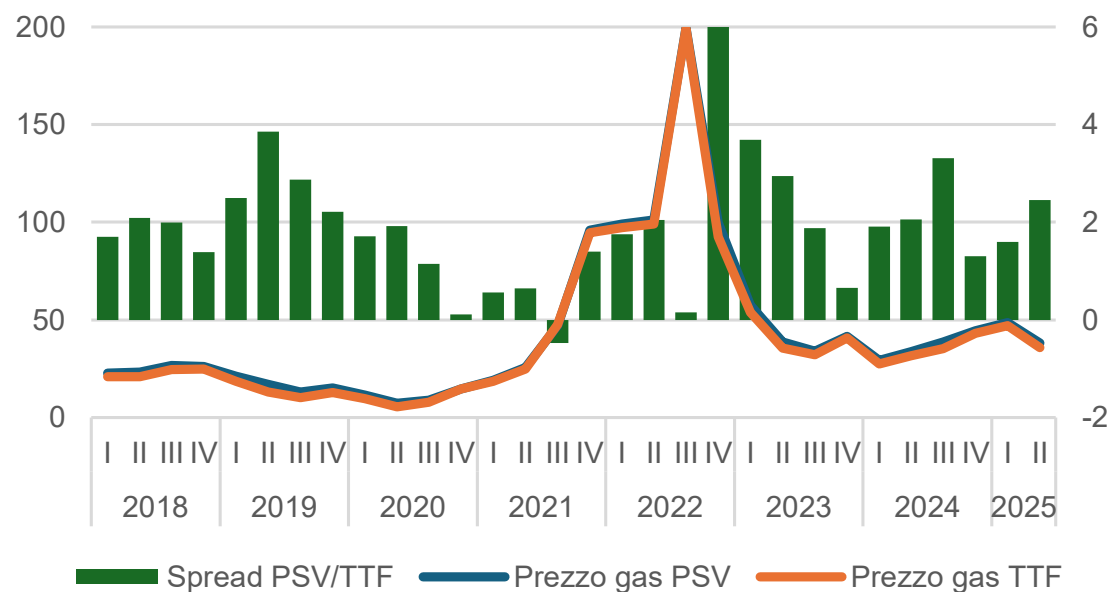
Il differenziale tra PSV e TTF mostra una dinamica crescente nel 2025, con lo spread che è tornato a superare la soglia dei 2 €/MWh nel secondo trimestre, in aumento di quasi il 20% rispetto allo stesso trimestre del 2024. Tuttavia la media sul primo semestre vede il 2025 in linea con il 2024, grazie soprattutto alla riduzione del differenziale nel primo trimestre 2025, sceso al di sotto dei 2 €/MWh.

Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, anche in questo caso mancando l'ultimo aggiornamento Eurostat l'unico dato relativo al 2025 è l'indice armonizzato dei prezzi al consumo. Secondo i dati HICP, anche per il gas nella prima metà del 2025 si è registrato un incremento del prezzo italiano, concentrato nei mesi centrali del semestre, superiore alla media UE27.

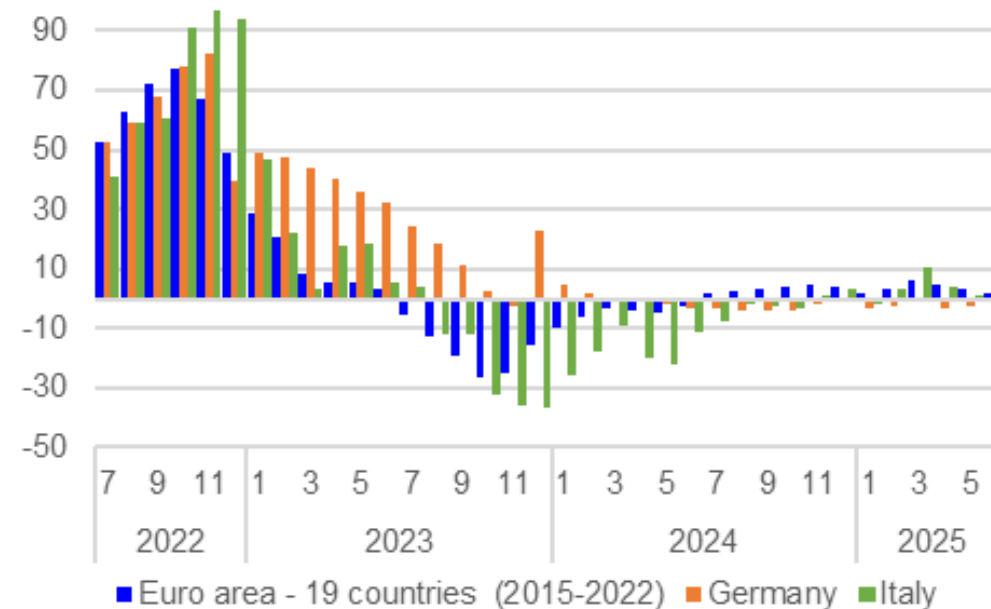
Gli ultimi dati Eurostat sul prezzo del gas per le imprese mostrano come nel secondo semestre 2024 il differenziale si sia mantenuto pressoché costante rispetto al semestre precedente sia per la fascia di consumo inferiore a 1.000 GJ

che per quella compresa da 1.000 a 10.000 GJ.

Con spread PSV-TTF di nuovo in rialzo nel II trimestre e media semestrale sempre elevata

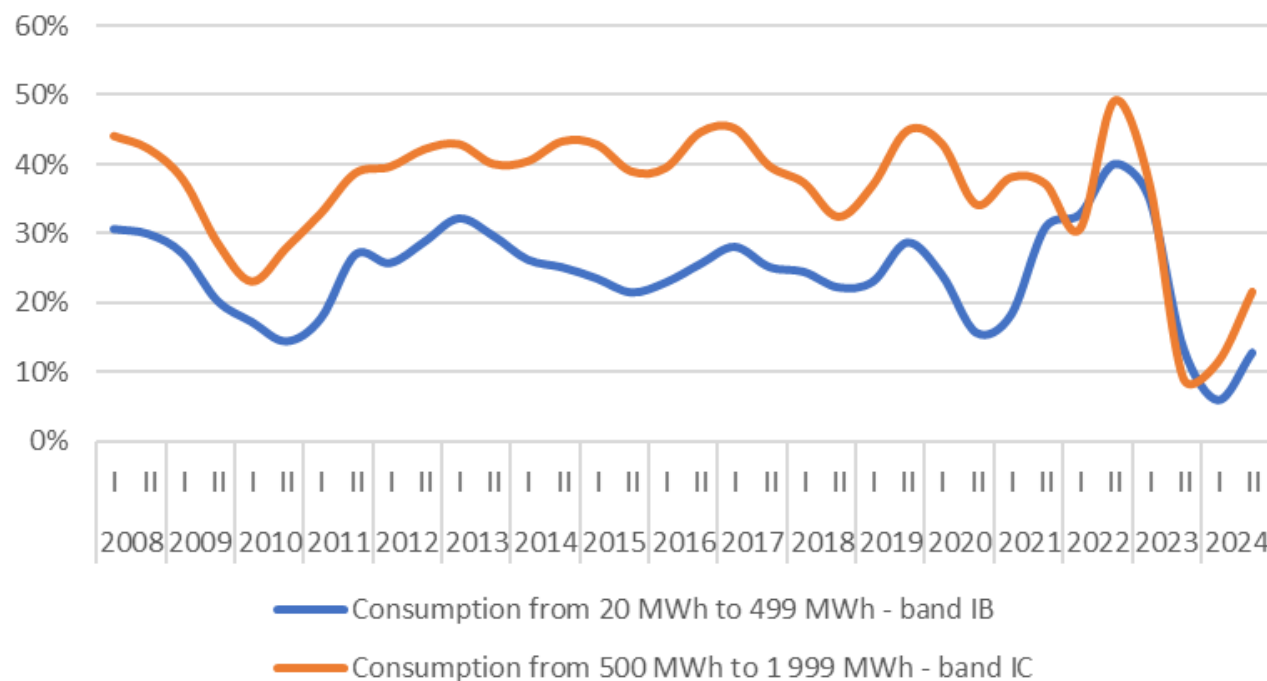


Prezzo del gas al TTF e al PSV e sprad tra i due prezzi
(€/MWh)



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

Anche per il gas nel 2024 è tornato ad ampliarsi il differenziale tra il prezzo per le imprese italiane e quello UE



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

Prezzi dei prodotti petroliferi

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del primo semestre 2025 è stato pari a circa 1,66 €/litro, in calo rispetto all'1,77 € dello stesso semestre dell'anno precedente (- 6%). Rispetto al prezzo medio dell'intero 2024, la riduzione è stata del 3,5%.

Nel corso del 2025 si è confermata la contrazione del prezzo durante i mesi primaverili, con il prezzo medio di maggio (1,59 €/litro) che rappresenta il minimo storico da ottobre 2021. Si mantiene quindi un trend di riduzione del prezzo, seppur non uniforme, innescatosi a in seguito ai decisi rialzi registrati tra inizio 2021 e metà 2022, che avevano spinto i prezzi a fine giugno fin sopra la soglia dei 2 €/litro.

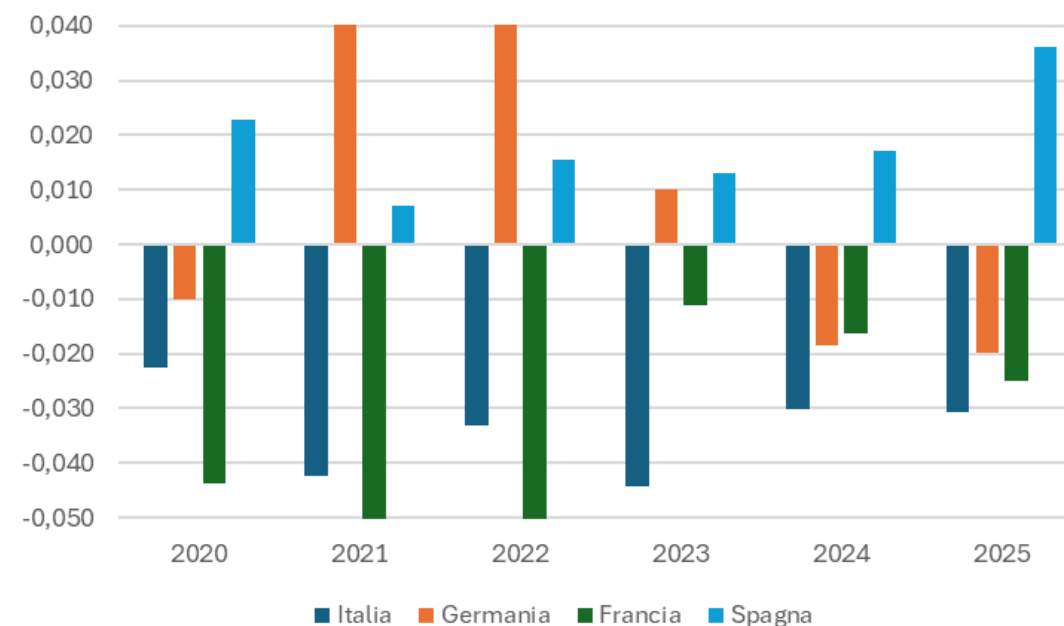
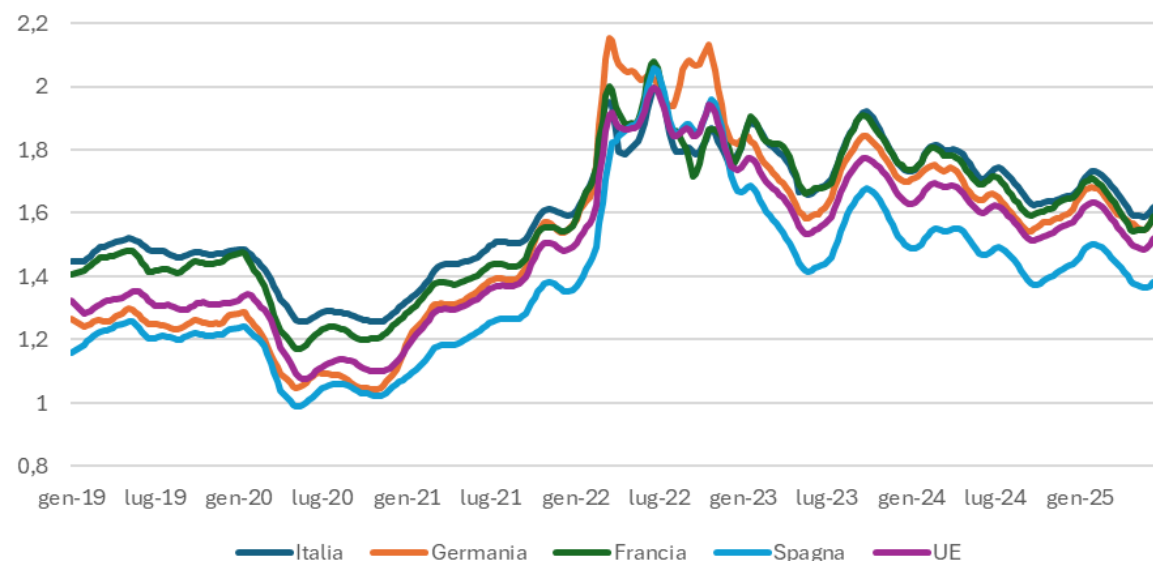
Nel primo semestre del 2025 nel resto dei Paesi UE il prezzo medio del gasolio è stato pari a 1,51 €/litro, oltre 10 ¢cent in meno rispetto al prezzo italiano, che si conferma il più alto tra le principali economie europee.

Nel primo semestre 2025 il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,74 €/litro, in calo dell'11% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Anche in questo caso si è registrata una contrazione nei mesi primaverili con il valore minimo di maggio (0,67 €/litro) sullo stesso livello di ottobre 2021.

Anche a livello UE il prezzo industriale nel corso del primo semestre 2025 è diminuito, del 5% rispetto alla prima metà del 2024, attestandosi su 0,77 €/litro, il 4% più elevato rispetto a quello italiano. L'Italia si conferma il Paese, tra le principali economie EU, che registra il minor prezzo del gasolio a livello industriale,

3 c€/litro in meno della media EU in questa prima parte di 2025. A seguire Francia e Germania, con la Spagna che invece registra un prezzo ben superiore alla media.

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



4. Stato della transizione energetica italiana

La transizione energetica italiana resta in una fase di notevole difficoltà

Con riferimento alla dinamica complessiva della transizione energetica italiana il primo semestre 2025 ha confermato il trend negativo del 2024: a metà anno l'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, risulta in calo di oltre il 25% rispetto a un anno prima, e si colloca sul livello più basso della serie storica.

Il valore dell'indice a metà 2025, pari a 0,3, è inoltre ben inferiore al valore soglia di 0,5, cioè il valore dell'indice è inferiore al 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).

Anche negli ultimi sei mesi il peggioramento dell'indice della transizione è ascrivibile per la gran parte alla dimensione Decarbonizzazione, mentre è in leggero peggioramento l'indice della dimensione Sicurezza, penalizzato in particolare dalla performance negativa del settore della raffinazione, ed è stabile l'indice della dimensione Prezzi e competitività, che resta però su valori molto bassi.

Lato decarbonizzazione, la traiettoria delle emissioni di CO₂ ha continuato ad allontanarsi da quella necessaria per il target 2030 di riduzione del 55% rispetto al 1990: nei prossimi cinque anni il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ dovrebbe attestarsi a circa il 6%, quasi il doppio del calo medio annuo registrato negli ultimi 3 anni. Se la traiettoria delle emissioni seguisse il trend degli ultimi 3 anni il target 2030 sarebbe raggiunto non prima del 2035 (e molto oltre se seguisse il trend degli ultimi 4 o 5 anni).

E' ancor più marcata la distanza tra la riduzione richiesta alle emissioni dei settori non-ETS (anche in questo caso dell'ordine del 6% m.a., per centrare il target fissato nel PNIEC 2024) e quella dell'ultimo quinquennio, pari all'1% m.a.. Nonostante la ripresa dell'ultimo semestre resta invece ancora in linea con il target 2023 la traiettoria delle emissioni dei settori ETS.

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

Il confronto fra le traiettorie delle diverse fonti di energia con quelle previste nello scenario di policy del PNIEC 2024 fa emergere come le distanze più marcate si rilevano per il petrolio e per le fonti rinnovabili.

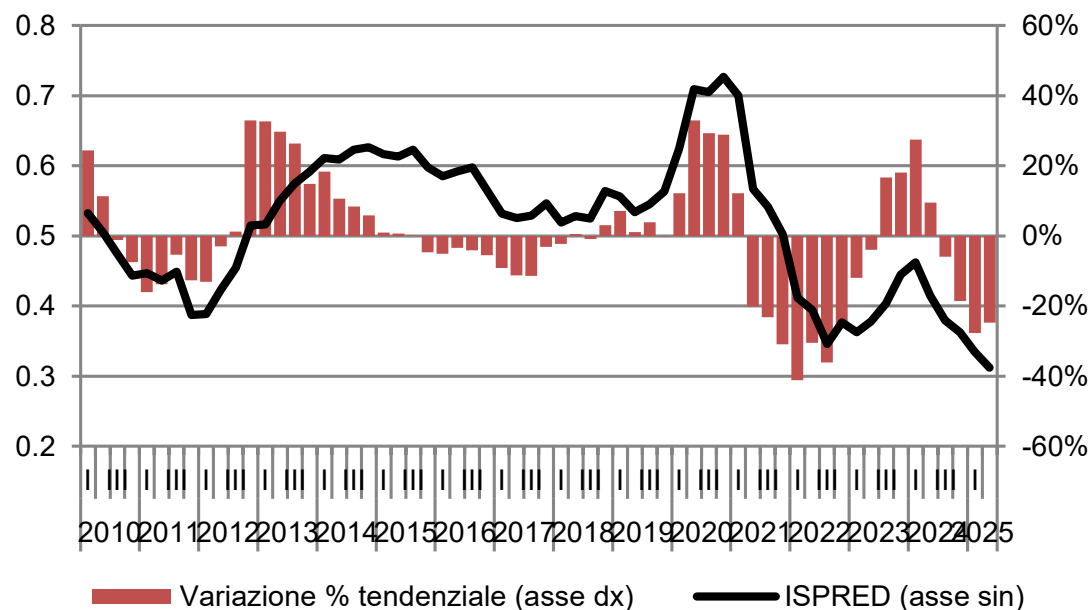
Nel primo caso, per raggiungere il valore 2030 ipotizzato nel PNIEC è ora necessaria una riduzione media annua dell'ordine 7%, a fronte di livelli di consumi pressoché costanti nell'ultimo triennio.

Nel caso delle fonti rinnovabili, il PNIEC 2024 prevedeva che nel 2025 avrebbero superare la quota del 25% dei consumi finali, mentre si andrà presumibilmente poco al di sopra del 20%.

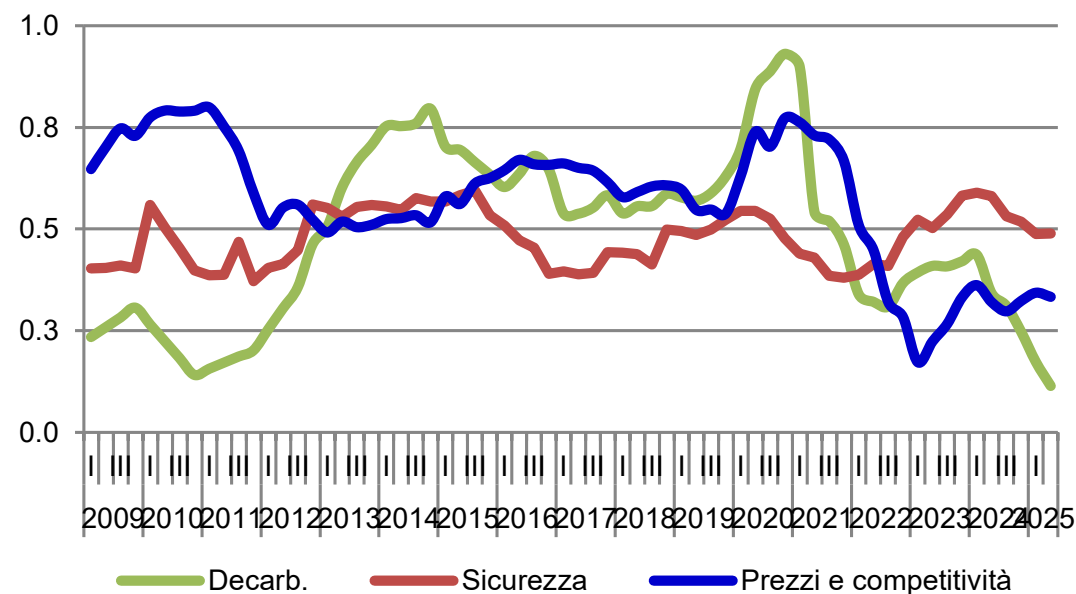
I consumi di gas sono invece in linea con la traiettoria PNIEC, ma va considerato che il calo dei consumi si è concentrato nel biennio 2022-2023, quando hanno avuto un ruolo importante gli inverni meno rigidi.

Infine, i consumi di carbone sono invece 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.

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

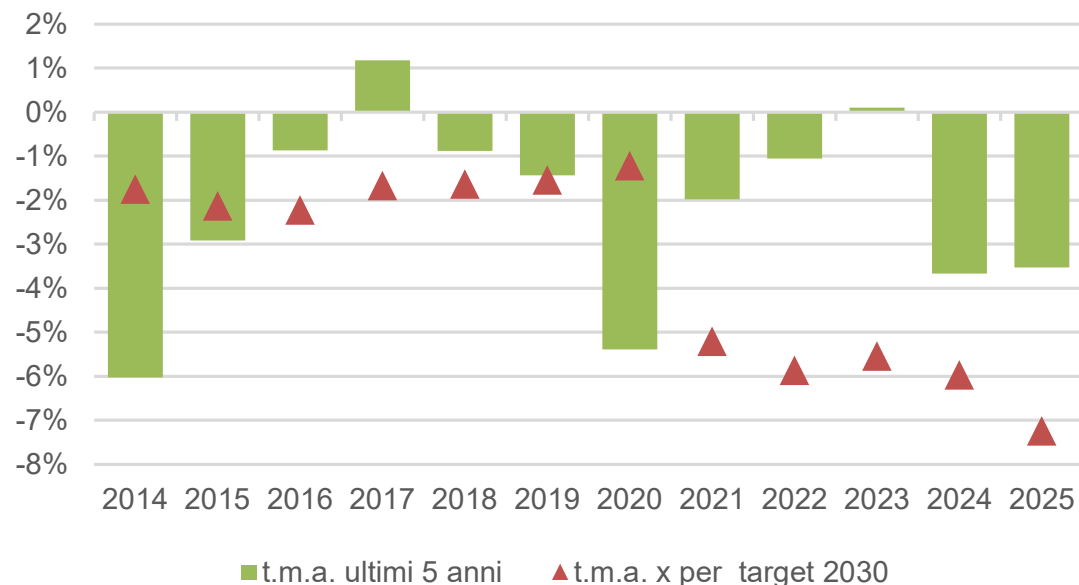


Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

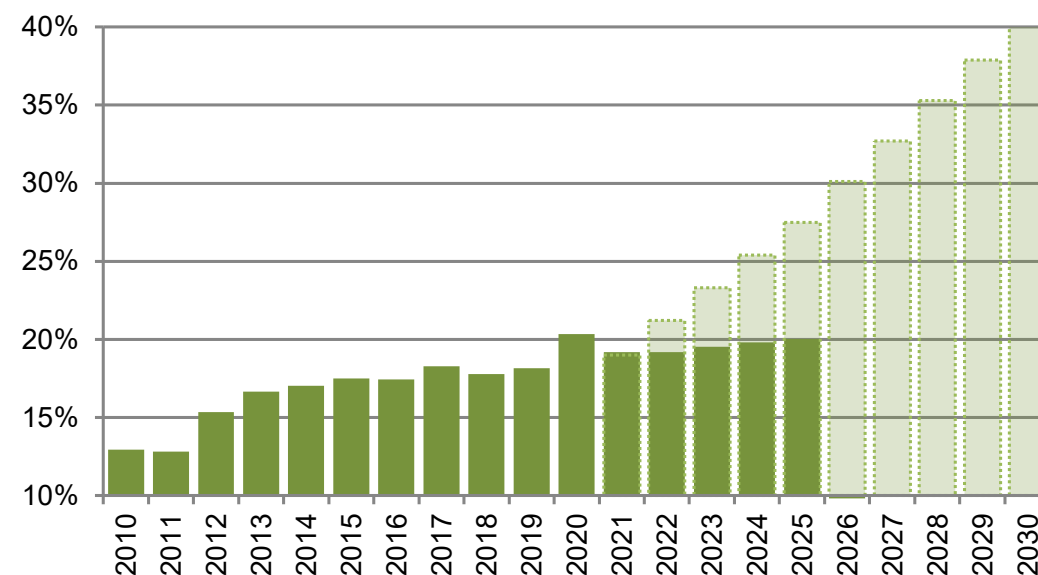


Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)

...penalizzato dalla distanza sempre maggiore tra il trend in atto su CO₂ e FER e i target 2030...



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



Quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia (%) – dati storici (proiezione per il 2025) e traiettoria prevista nel PNIEC 2024

... e dal persistente allargamento dello spread tra i prezzi italiani dell'elettricità e quelli europei.

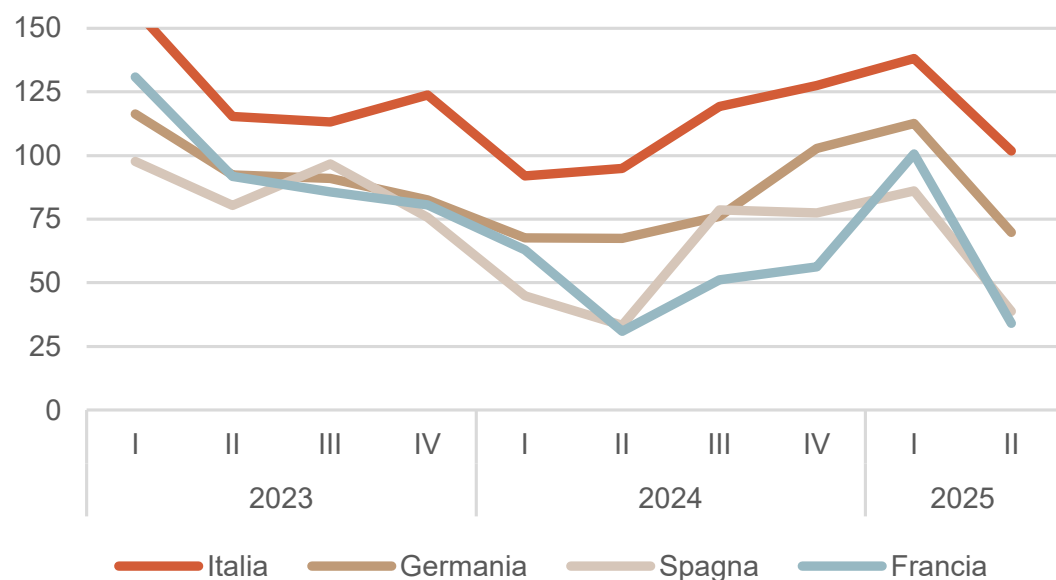
Con riferimento alla dimensione Prezzi dell'energia e competitività dell'industria, nel 2025 si è consolidato il deciso allargamento dello spread positivo tra il prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (120 €/MWh la media semestrale) e quello dei principali mercati elettrici europei (91 €/MWh in Germania, 62 €/MWh in Spagna, 67 €/MWh in Francia). Non a caso in Italia l'indice di produzione industriale dei settori energy intensive resta inferiore di oltre il 10% rispetto a quello dell'intera industria manifatturiera, che pure resta su livelli produttivi che rappresentano i minimi di lunghissimo periodo.

Infine, con riferimento alla dimensione Sicurezza energetica, nonostante la ripresa dei consumi il margine di adeguatezza del sistema gas è rimasto su livelli decisamente maggiori rispetto ai livelli critici raggiunti più volte nell'ultimo decennio, perché la punta di domanda giornaliera è rimasta su livelli ancora decisamente inferiori ai massimi dell'ultimo decennio. Dal lato dell'offerta si segnala l'entrata in funzione di un nuovo punto di ingresso, il rigassificatore di Ravenna, che negli ultimi due mesi del semestre ha portato le importazioni di GNL a superare il gas algerino come prima fonte di approvvigionamento italiana (al 35% del totale).

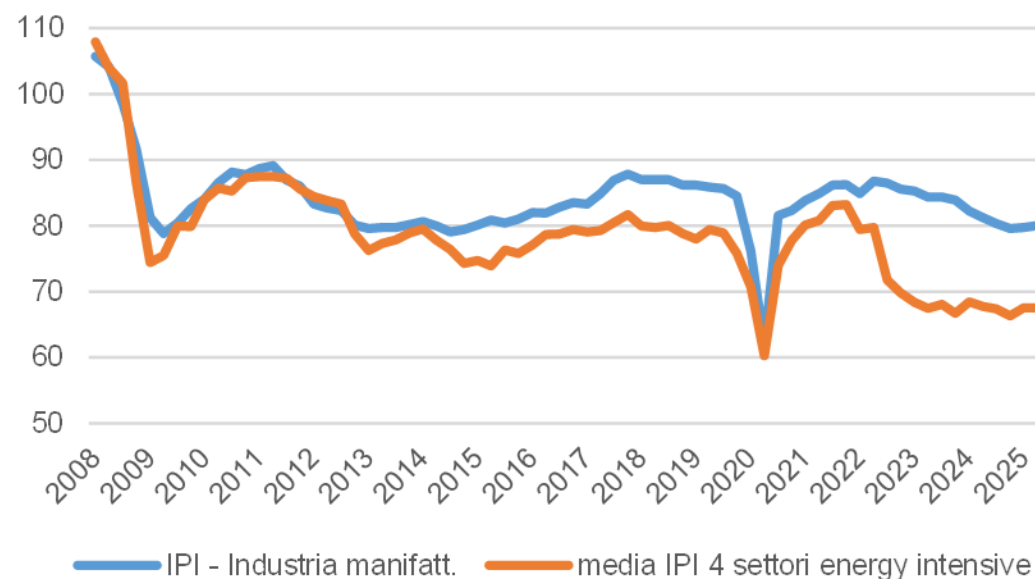
Nel sistema elettrico la nuova forte crescita della produzione fotovoltaica ha portato in tutti i principali paesi europei a nuovi record di ore con prezzi zero o

negativi (al 12% delle ore in Germania nel I semestre) e a forti incrementi della volatilità giornaliera. Anche sul mercato italiano si registra un aumento di prezzi zero e volatilità, ma in misura radicalmente inferiore (0,5% delle ore nella zona Sud), a conferma del persistente ruolo del gas nella fissazione dei prezzi sul mercato all'ingrosso.

Mentre la produzione dei settori energivori resta sui minimi di lunghissimo periodo



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)