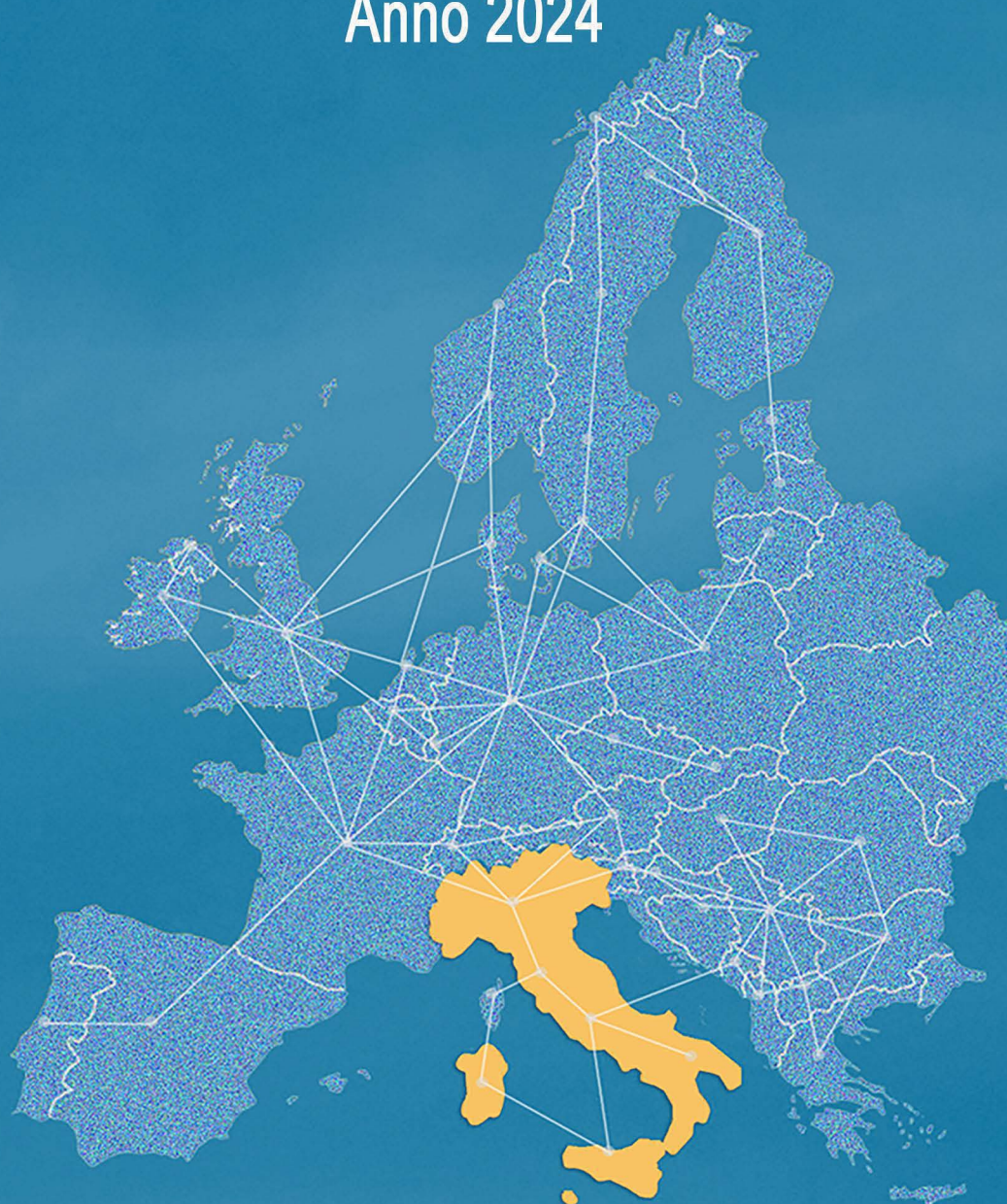




Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2024



1/2025

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2024

n. 1/2025

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2024

n. 1/2025

2025 ENEA

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

Unità Studi Analisi e Valutazioni

A cura di Francesco Gracceva (francesco.gracceva@enea.it)

Autori:

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

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, V. Battaglia, A. Colosimo
- Capitolo 5: L. De Chicchis, D. Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Scenario energetico: stato della transizione europea e italiana	6
1.1. Tendenze del sistema energetico europeo	6
1.2. Tendenze del sistema energetico italiano	7
1.3. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	8
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia	10
2.1. Consumi di energia primaria.....	10
2.2. Consumi finali di energia	12
3. Decarbonizzazione	14
4. Sicurezza del sistema energetico	17
4.1. Sistema petrolifero	17
4.2. Sistema del gas naturale.....	20
4.3. Sistema elettrico	23
5. Prezzi dell'energia e competitività italiana	25
5.1. Prezzi dell'energia elettrica	25
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	27
5.3. Prezzi del gas naturale	28
5.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon	29

Sintesi dei contenuti

Nell'area euro persistono quadro economico debole e alti prezzi dell'energia ma gli obiettivi su energia e clima 2030 continuano ad allontanarsi: marginale il calo dell'energia primaria, insufficiente quello delle emissioni di CO2

- Lo scenario economico-energetico dell'area euro resta caratterizzato da crescita economico debole, crisi dell'industria e alti prezzi dell'energia, dunque un contesto favorevole alla riduzione dei consumi energetici e alla decarbonizzazione, ma gli obiettivi su energia e clima 2030 continuano ad allontanarsi.
- La crescita economica dell'area è rimasta molto modesta anche per tutto il 2024 (+0,7% rispetto al 2023), mentre sui mercati dell'energia il prezzo del gas ha subito nel 2024 una nuova flessione (-15% al TTF), ma è rimasto maggiore di circa il 60% rispetto alla media 2010-'20 e pari a quattro volte il prezzo sul mercato USA. Anche i prezzi dell'elettricità hanno subito una flessione su base annua (-15% sulla borsa italiana, -40% sulla borsa francese), ma anch'essi restano molto al di sopra delle medie di lungo periodo, con rialzi consistenti nell'ultimo trimestre (fino a ben oltre i 100 €/MWh in Italia).
- I consumi di energia primaria dell'eurozona sono stimati in calo marginale, pari a circa mezzo punto percentuale. Tra le fonti si segnalano un nuovo drastico calo dei consumi di carbone (-14%) e una contrazione del petrolio (-1,5%). Si è invece fermato il calo dei consumi di gas, rimasti invariati, ed è aumentata ancora la produzione di elettricità da rinnovabili e nucleare (+5%).
- La concentrazione del calo dei consumi di energia sulle due fonti fossili più carbon intensive ha permesso di ridurre le emissioni di CO₂ (-3,5%) in misura molto maggiore della riduzione dei consumi. Ciononostante, il calo delle emissioni è stato pari a quasi la metà di quello che sarebbe stato necessario per spostare la traiettoria delle emissioni su quella coerente con il target 2030, che dunque a fine 2024 risulta più lontano di quanto fosse un anno fa: serve ora una riduzione media annua di circa il 7%.

In Italia dinamica simile all'eurozona ma sono tornati ad aumentare i consumi finali, guidati da trasporti e civile (+3% circa)

- La dinamica di fondo del sistema energetico italiano resta simile a quella dell'eurozona, ma nel corso del 2024 in Italia i consumi di energia sono perfino tornati su una traiettoria ascendente, e il calo delle emissioni è risultato inferiore a quello dell'eurozona. Nell'insieme dell'anno i consumi di energia primaria (stimati con la metodologia Eurostat, come nel caso dell'eurozona) risultano in calo marginale (-0,5% circa), ma è forse più significativo il dato dei consumi finali di energia (che non risente della convenzione adottata per stimare l'energia primaria), che risultano in aumento di oltre l'1%¹.
- A trainare la ripresa dei consumi energetici sono soprattutto i trasporti (+3%), grazie alla continuazione della vivace dinamica della mobilità (sia stradale sia aerea), in aumento per il quarto anno consecutivo e ormai ben maggiore dei livelli pre-Covid. Sono in significativo aumento anche i consumi del settore civile (+2,5%), perché sono tornati a salire i consumi di gas per riscaldamento (in linea con il clima) e ha registrato aumenti significativi la domanda di elettricità del settore dei servizi (+4%). Restano invece in deciso calo i consumi energetici industriali (-3%), in linea con la performance ancora molto negativa della produzione industriale (-3,7% quella dei beni intermedi, più energivori).
- La dinamica della domanda di energia è risultata dunque ancora sostanzialmente coerente con quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, mobilità, clima). Come evidenziato più volte nell'Analisi trimestrale ENEA, questo dato conferma come le pur notevoli riduzioni dell'intensità energetica dell'economia registrate nell'ultimo biennio derivassero in misura solo molto parziale da cambiamenti strutturali del sistema verso una direzione meno energivora.
- In termini di fonti, il 2024 ha visto un altro drastico calo dei consumi di carbone (-2,5 Mtep), dimezzati rispetto al 2023 e ormai ridotti a un ruolo marginale, in particolare nella termoelettrica (dove rappresentano l'1% della domanda), mentre sono aumentati i consumi di tutte le altre fonti: +1,2% il petrolio, +0,8% il gas, +12% le rinnovabili (spinte soprattutto dalla ripresa dell'idroelettrico). Infine, sono rimaste pressoché invariate le importazioni nette di elettricità.

Emissioni di CO₂ in calo (-2,8%) grazie al carbone ormai ai minimi termini nella termoelettrica (-70%), ma sono tornate a salire nel II semestre (+1,5%)

- La progressiva ripresa dei consumi di energia nel corso del 2024 si è riflessa nella dinamica delle emissioni di CO₂, che nella seconda parte dell'anno sono tornate a salire (di oltre il 2% nel IV trimestre 2023, +1,5% nel II semestre), dopo otto variazioni trimestrali tendenzialmente negative. Nell'insieme dell'anno le emissioni sono stimate in contrazione di poco meno del 3% rispetto al 2023, a fronte del calo di oltre l'8% stimato per il 2023 (rispetto al 2022).
- Il calo delle emissioni è tutto ascrivibile al settore elettrico (-17%, ma +6% nell'ultimo trimestre), per il crollo dei consumi di carbone (-70%), a cui si è aggiunto un calo dei consumi di gas molto più modesto (-1,6%, a fronte del -16% del 2023). Nel settore elettrico la quota di generazione da fossili rispetto alla domanda è scesa al 47%, nuovo minimo storico, inferiore di 4 punti percentuali rispetto al precedente minimo storico del 2023.
- Sono invece tornate ad aumentare (+1%) le emissioni dei settori non-ETS (industria non energivora, terziario, residenziale e trasporti), spinte dalla dinamica dei consumi energetici dei trasporti e del civile.

Transizione energetica italiana in forte difficoltà, indice ISPRED al minimo storico per i target di decarbonizzazione mai così lontani e i prezzi elevati dell'energia

- Nel corso del 2024 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, si è ridotto del 25%, e a fine anno si colloca sul livello più basso della serie storica.

¹ La differenza tra le stime prodotte dai due metodi è legata alla convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili: il metodo del "physical energy content", utilizzato per i bilanci Eurostat, o il "partial substitution method", utilizzato per i bilanci energetici pubblicati fino al 2018 dal Ministero dello Sviluppo Economico, l'attuale Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. N.B.: nel capitolo 2 dell'Analisi trimestrale ENEA la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita valorizzando l'elettricità rinnovabile con il "partial substitution method", per coerenza con la serie storica dei bilanci energetici prodotti dal Ministero italiano.

- Il peggioramento dell'indice della transizione è dovuto interamente alla dimensione *Decarbonizzazione*, per il dato molto negativo delle emissioni dei settori non-ETS, che per centrare il target 2030 nei prossimi sei anni dovrebbero ridursi del 5% medio annuo, a fronte del -1% degli ultimi cinque anni. Ma anche la crescita delle fonti rinnovabili, nonostante il forte aumento delle installazioni di impianti fotovoltaici (+6,8 GW, un dato inferiore solo all'aumento record del 2011), resta decisamente inferiore a quella coerente con il target 2030: a fine 2024 la quota di rinnovabili sui consumi finali è stimata di poco inferiore al 20%, un dato già molto inferiore a quello della traiettoria delineata nel pur recente PNIEC, che per il 2024 prevedeva una quota del 22,6%.
- Con riferimento alla dimensione *Prezzi dell'energia e competitività dell'industria* nel 2024 si segnalano due dati negativi: il deciso ampliamento del premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (108 €/MWh la media annuale) rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei (78 €/MWh in Germania, 63 €/MWh in Spagna, 58 €/MWh in Francia), e il nuovo aumento dello spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello di riferimento europeo (TTF), che nella seconda metà dell'anno è tornato anche a superare i 3 €/MWh, un valore non spiegabile con i costi di trasporto tra i due hub. La dinamica di medio periodo della produzione industriale dei settori più energy intensive resta inoltre decisamente peggiore di quella dell'insieme dell'industria manifatturiera, sebbene nel 2024 la flessione dei primi sia stata più contenuta.
- Infine, riguardo alla *Sicurezza energetica*, gli indicatori relativi ai sistemi del petrolio, del gas e dell'elettricità restano sui valori medi di lungo periodo, a indicare un livello di criticità inferiore a quello delle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi. Nel caso del gas, nonostante la (leggera) ripresa del 2024 i consumi sono rimasti sui minimi di lungo periodo, e inferiori di oltre il 20% rispetto al massimo degli ultimi quindici anni, per cui anche il margine di adeguatezza del sistema è rimasto su livelli decisamente maggiori rispetto a quelli livelli critici raggiunti più volte nell'ultimo decennio. Resta comunque il rischio che si rendano necessarie misure di policy in caso di situazioni estreme come l'azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline, un inverno molto freddo, una bassa disponibilità di GNL. Lato petrolio, un dato rimarchevole del 2024 è il calo del tasso di utilizzo delle raffinerie e della quota di consumi di gasolio e benzina coperta con produzione interna.

Si ferma l'aumento del deficit commerciale italiano nelle tecnologie low-carbon, in primis grazie al crollo dei costi unitari dei pannelli fotovoltaici importati

- A quasi chiusura del 2024 si rileva infine una significativa battuta d'arresto del continuo e forte peggioramento registrato nell'ultimo quinquennio dalla posizione debitoria dell'Italia sull'estero delle tecnologie energetiche per la decarbonizzazione, con un passivo commerciale che scende da circa 6,4 a poco meno di 5 miliardi e mezzo di euro su base annuale (da novembre 2023 a novembre 2024). Il dato sottende tuttavia anche importanti modifiche del contributo all'interscambio complessivo da parte dei comparti di maggior peso, con ampie variazioni dei valori di importazione riconducibili tanto a fattori di domanda (collegati a mutamenti dell'attività produttiva interna) quanto ad effetti di prezzo. Rispetto al quadro della domanda si segnala in particolare un quasi raddoppio del deficit commerciale relativo alle auto a basse emissioni (che passa da circa 1,3 a poco meno di 2 miliardi e mezzo di euro, con un apporto determinante della forte crescita delle importazioni nette di veicoli elettrici BEV associata al crollo del 66% delle esportazioni nel contesto delle difficoltà produttive del settore auto), a cui fa da contraltare una riduzione superiore al 40% del deficit del comparto degli accumulatori, che si attesta su un valore di poco inferiore ai 2 miliardi di euro (a fronte degli oltre 3 miliardi dell'anno precedente) in seguito alla caduta delle importazioni degli accumulatori agli ioni di litio. All'operare preponderante di effetti di prezzo va ricondotta invece la consistente contrazione del valore del deficit relativo al fotovoltaico (poco più di 1 miliardo di euro, pari a un quasi dimezzamento rispetto al valore del 2023), che sottende una caduta dei valori medi unitari all'import diventata particolarmente incisiva nel corso del 2024 (-37% rispetto al 2023). Nel settore delle energie rinnovabili continua altresì a deteriorarsi la posizione commerciale dell'eolico, con un forte balzo delle importazioni dei sistemi a torre e l'emergere di un passivo commerciale a livello di comparto di circa 147 milioni di euro.

1. Scenario energetico: stato della transizione europea e italiana

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo

Nell'Eurozona marginale riduzione dei consumi di energia, più significativo, ma insufficiente, il calo delle emissioni (-3,5%)

- Nell'area euro la crescita economica è rimasta molto modesta anche per tutto il 2024 (+0,7% rispetto al 2023, +0,1% nel IV trimestre rispetto al III), ancora penalizzata dalla performance molto negativa della produzione industriale (-3,4% quella dei beni intermedi, più energivori), in particolare in Germania e Italia.
- Sui mercati dell'energia all'ingrosso il prezzo del gas ha subito nel 2024 una nuova flessione, con un valore medio annuo del TTF pari a 34 €/MWh (-15%), comunque superiore di circa il 60% rispetto alla media del decennio 2010-'20 e pari a circa quattro volte il prezzo sul mercato USA. Il prezzo del gas è inoltre tornato stabilmente al di sopra dei 40 €/MWh nell'ultimo trimestre dell'anno, fino a superare i 50 €/MWh tra dicembre e gennaio 2025.
- Anche i prezzi dell'elettricità hanno subito una flessione su base annua, compresa tra il -15% della borsa italiana e il -40% della borsa francese, ma anch'essi restano molto al di sopra delle medie di lungo periodo, e nell'ultimo trimestre hanno subito rialzi consistenti, fino a valori ben superiori ai 100 €/MWh in Italia.
- I consumi di energia primaria dell'eurozona sono stimati in calo marginale, pari a circa mezzo punto percentuale. Tra le fonti si segnalano un nuovo drastico calo dei consumi di carbone (-14%, ma concentrato nel I semestre) e una contrazione del petrolio (-1,5%, ma dati parziali). Si è invece fermato il calo dei consumi di gas, rimasti invariati, ed è aumentata ancora la produzione di elettricità da fonti rinnovabili e nucleare (entrambe +5%).
- La concentrazione del calo dei consumi di energia sulle due fonti fossili più carbon intensive ha permesso di ridurre le emissioni di CO₂ (-3,5%) in misura molto maggiore della riduzione dei consumi.
- Ciononostante, il calo delle emissioni è stato pari a quasi la metà di quello che sarebbe stato necessario per spostare la traiettoria delle emissioni su quella coerente con il target 2030, che dunque a fine 2024 risulta più lontano di quanto fosse un anno fa: a fine 2023 la riduzione necessaria per raggiungere il target era del 6,5% medio annuo, a fine 2024 è salita al 7% medio annuo (Figura 1-2).

Figura 1-1 – Consumi di energia primaria per fonte nell'Eurozona, variazione tendenziale (Mtep)

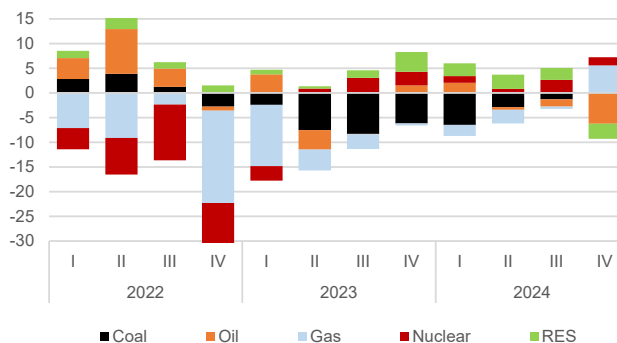


Figura 1-2 - Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – variazioni tendenziali nell'anno scorrevole (%) e tasso medio annuo di variazione delle emissioni necessario per il target 2030



Tabella 1.1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici dell'area euro

	2014-'21 (t.m.a.)	2022	2023	2024
PIL	+1,4%	+3,6%	+0,5%	+0,7%
Prod. industriale beni intermedi	+0,9%	-1,5%	-5,6%	-3,4%
Energia primaria (Primary Energy Consumption Eurostat)	-0,5%	-4,1%	-3,5%	-0,6%
Consumi energia finale	+0,1%	-2,6%	-1,7%	-
Emissioni CO ₂ (da fuel combustion)	-1,7%	-0,6%	-6,2%	-3,5%

Fonti: Eurostat, ISTAT, stime ENEA per i dati di energia 2023-2024 e di emissioni 2022-2024

1.2. Tendenze del sistema energetico italiano

La dinamica del sistema italiano si conferma simile a quella dell'Eurozona, ma sono tornati ad aumentare i consumi finali di energia, in linea con i driver della domanda

- La dinamica di fondo del sistema energetico italiano resta simile a quella dell'eurozona: i consumi di energia *primaria* sono in leggera contrazione (-0,5% se stimati adottando la metodologia Eurostat; NB: i consumi primari risultano in aumento di oltre l'1% se stimati invece mediante il "partial substitution method"²), e anche il calo delle emissioni di CO₂ è simile a quello dell'insieme dei paesi dell'area Euro.
- Un dato significativo dell'evoluzione italiana è che nell'ultimo anno sono tornati su una traiettoria ascendente i consumi *finali* di energia (che non risentono della metodologia di stima), perché la dinamica della domanda resta ancorata a quella dei suoi principali driver. I consumi totali di energia dei settori di uso finale sono infatti stimati in aumento (+1,5%) simile a quello dell'indice ENEA dei driver della domanda di energia³ (Figura 1-3):
 - La crescita del PIL è rimasta debole per tutto il 2024, azzerandosi nel II semestre (in termini congiunturali). Ha continuato a pesare la caduta della produzione industriale, che nel 2024 ha riguardato non solo i beni intermedi (-3,7%, dati destagionalizzati e corretti per il calendario) ma più in generale tutta la manifattura (-3,9%). Nei settori più energy intensive i livelli produttivi sono inferiori tra il 10 e il 20%. In linea con questi dati, i consumi energetici industriali hanno avuto nell'anno un'altra forte contrazione (-3%).
 - A differenza dell'ultimo biennio, nel 2024 il clima non ha contribuito a contenere i consumi di energia, perché l'effetto delle temperature più miti dei primi mesi dell'anno è stato più che compensato dalle temperature decisamente più rigide nell'ultimo trimestre: i consumi di gas delle reti di distribuzione sono quindi tornati ad aumentare (+2%).
 - Per il quarto anno consecutivo sono risultati in aumento gli indicatori di mobilità veicolare, e i trasporti sono infatti il settore di maggiore crescita dei consumi energetici (+3%). A fine 2024 l'Indice di Mobilità Rilevata di ANAS si colloca su valori superiori di oltre il 5% rispetto al 2019, prima del crollo della mobilità legato al Covid (Figura 1-4).

Figura 1-3 – Consumi di energia finale, Indice ENEA dei driver della domanda di energia e sue componenti (variazioni % sull'anno precedente)

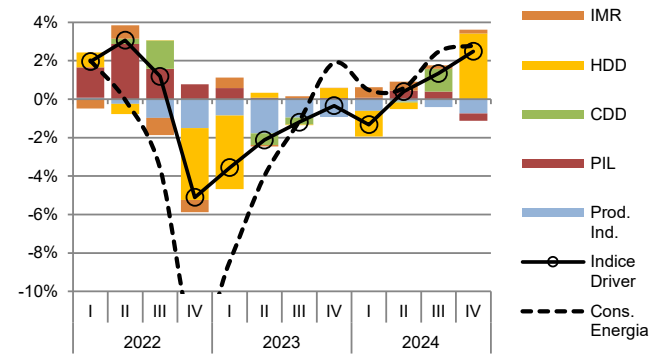


Figura 1-4 – Indici ANAS di mobilità rilevata (veicoli totali e pesanti) e consumi di energia per trasporto stradale (2019=100)

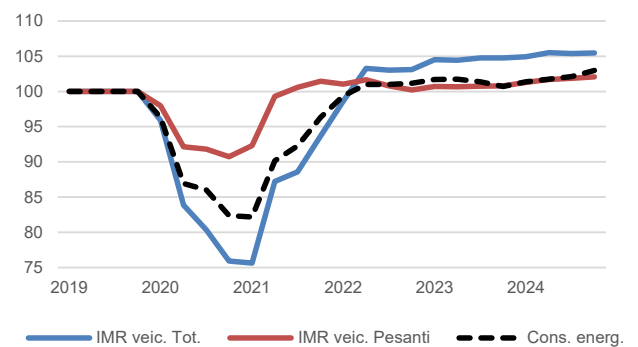


Tabella 1.2 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici italiani

	2014-'21 (t.m.a.)	2022	2023	2024
PIL	+0,6%	4,8%	+0,8%	+0,5%
Prod. industriale beni intermedi	+0,6%	-2,4%	-5,0%	-3,7%
Indice driver consumi di energia	+1,1%	0,3%	-1,8%	+0,7%
Energia primaria (Primary Energy Consumption Eurostat)	-0,4%	-4,3%	-3,0%	-0,5%
Consumi energia finale	-0,8%	-3,1%	-2,1%	+1,3%
Emissioni CO2 (da fuel combustion)	-0,6%	+0,2%	-8,1%	-2,8%

Fonti: Eurostat, ISTAT, stime ENEA per i dati di energia 2023-2024 e di emissioni 2022-2024

² La differenza tra le stime prodotte dai due metodi è dovuta in gran parte alla convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili: il metodo del "physical energy content", utilizzato per i bilanci Eurostat, oppure il "partial substitution method", utilizzato per i bilanci energetici pubblicati fino al 2018 dal Ministero dello Sviluppo Economico, l'attuale Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. In questo paragrafo viene riportata la stima effettuata con il metodo Eurostat, per un confronto coerente con i dati dell'Eurozona analizzati nel paragrafo 1.1. Nel capitolo 2 la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita invece valorizzando l'elettricità

rinnovabile con il "partial substitution method", per coerenza con la serie storica dei bilanci energetici prodotti dal Ministero italiano.

³ L'indice dei driver elaborato dall'ENEA ha l'obiettivo di fornire un valore sintetico degli impulsi sui consumi energetici provenienti in ogni trimestre da PIL, produzione industriale, mobilità stradale, gradi giorno riscaldamento e gradi giorno raffreddamento, e presenta una elevata correlazione con i consumi di energia. Esso permette di analizzare e valutare la dinamica dei consumi energetici andando oltre il semplice confronto fra questa dinamica e quella del PIL, come avviene quando si fa riferimento all'indicatore dell'intensità energetica.

1.3. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)⁴

ISPRED al minimo delle serie storica, penalizzato dalle difficoltà nelle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi energia e competitività

- Alla fine del 2024 l'indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia e competitività, Decarbonizzazione) si colloca sul livello più basso della serie storica, in calo del del 25% rispetto a un anno prima (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'arco di tempo analizzato, cioè tra il 2010 e oggi).

Mai così lontani gli obiettivi 2030 relativi alle emissioni di CO₂ e alla quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali

- Il peggioramento dell'indice della transizione nel 2024 è riconducibile per la gran parte alla dimensione **Decarbonizzazione**. Tutti gli indicatori utilizzati per rappresentare questa dimensione sono infatti al minimo della serie storica, con l'unica eccezione delle emissioni dei settori ETS.
- Il calo delle emissioni totali di CO₂, stimato al -2,8%, è stato infatti ampiamente inferiore a quello necessario per raggiungere il target 2030 a partire da fine 2023 (pari a circa il -5,5% medio annuo). L'obiettivo 2030 si è dunque ulteriormente allontanato: è ora necessaria una riduzione media annua del 6% circa (Figura 1-6).
- In particolare, il dato più negativo riguarda le emissioni dei settori non-ETS, che nel 2024 sono aumentate di quasi il 2%, e negli ultimi 5 anni si sono ridotte di appena l'1% m.a. (Figura 1-7). Per centrare il target 2030 nei prossimi sei anni dovrebbero ora ridursi di oltre il 5% medio annuo, mentre il tasso medio annuo necessario un anno fa era di poco più del 4%.
- Anche a fine 2024 resta invece in linea con gli obiettivi la traiettoria delle emissioni dei settori ETS, che si sono ridotte più del tasso medio annuo necessario per raggiungere i target 2030 a partire da fine 2023 (Figura 1-8). Nei prossimi sei anni è ora necessario un calo delle emissioni settoriali di circa il 4%, minore del -6% medio annuo registrato negli ultimi cinque anni (NB: a fine 2023 il tasso di riduzione necessario per raggiungere il target 2030 era leggermente inferiore perché il PNIEC 2024 ha alzato l'obiettivo di riduzione dal 62% al 66%).
- Anche la crescita del peso delle fonti rinnovabili nel sistema energetico italiano resta decisamente inferiore a quella coerente con il target 2030. Il 2024 ha registrato una forte accelerazione delle installazioni di impianti fotovoltaici (+6,8 GW, un dato inferiore solo all'aumento record del 2011), ma la quota di rinnovabili elettriche è stimata al 40% circa, contro il 43% previsto dal PNIEC 2024, mentre la quota di rinnovabili totali sui consumi finali è stimata di poco inferiore al 20%, un dato già inferiore di oltre 2,5 punti percentuali rispetto all'obiettivo fissato nel PNIEC 2024, che per il 2024 prevedeva una quota del 22,6%.

Figura 1-5 – Indice ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

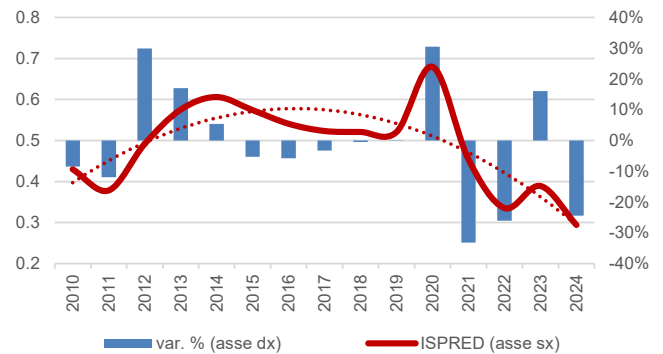


Figura 1-6 – Variazione media annua delle emissioni totali di CO₂ negli ultimi 5 anni e tasso medio annuo necessario per raggiungere il target 2030 (%)

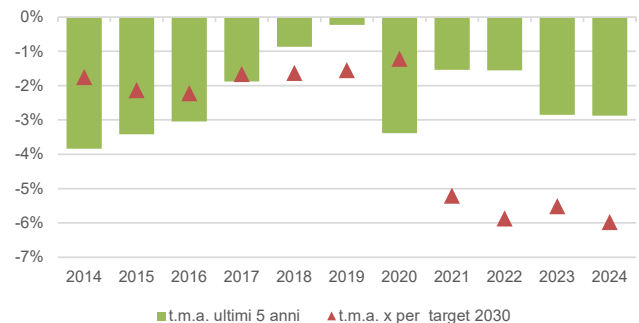


Figura 1-7 – Variazione media annua delle emissioni di CO₂ dei settori non-ETS negli ultimi 5 anni e tasso medio annuo necessario per raggiungere il target 2030 (%)

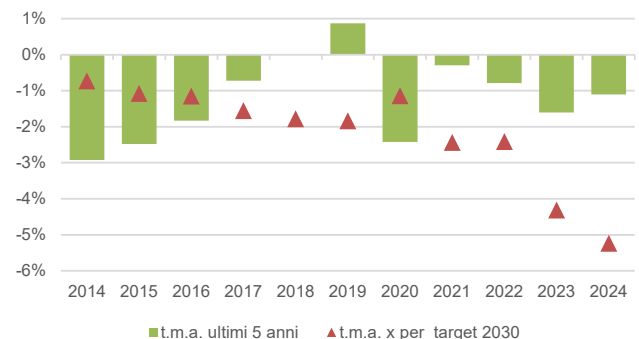
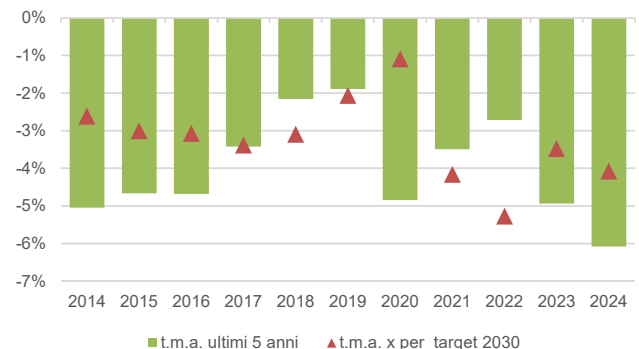


Figura 1-8 – Variazione media annua delle emissioni di CO₂ dei settori ETS negli ultimi 5 anni e tasso medio annuo necessario per raggiungere il target 2030 (%)



⁴ L'ISPRED è un indice composito che utilizza un insieme di indicatori rappresentativi delle tre dimensioni del cosiddetto trilemma energetico per valutare l'andamento della transizione energetica italiana

Balzo dei premi dei prezzi italiani sui mercati all'ingrosso. In calo i prezzi di elettricità e gas per le imprese

- Lato Prezzi dell'energia l'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta pressoché invariato rispetto a un anno prima, ma anch'esso continua a collocarsi su valori molto bassi, di poco superiori al minimo della serie storica. Si segnalano in particolare due dati negativi:
 - il deciso ampliamento del premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (108 €/MWh la media annuale) rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei (78 €/MWh in Germania, 63 €/MWh in Spagna, 58 €/MWh in Francia; [Figura 1-10](#));
 - il nuovo aumento dello spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello di riferimento europeo (TTF), che nella seconda metà dell'anno è tornato anche a superare i 3 €/MWh, un valore non spiegabile con i costi di trasporto tra i due hub.
- Con riferimento ai prezzi al dettaglio, secondo stime basate sugli indici dei prezzi Eurostat (HICP) nel 2024 sia il prezzo dell'elettricità sia il prezzo del gas hanno registrato un nuovo calo dopo quello del 2023, che seguiva però i massimi storici del 2022: per l'elettricità si stima un calo nell'ordine del 10%, per il gas nell'ordine del 20%.
- Per fasce di consumo associabili a un'impresa medio-piccola il prezzo dell'elettricità resta comunque maggiore del 40% rispetto alla media del quinquennio pre-2022, quello del gas del 60%. Anche per i domestici i prezzi delle due commodity restano vicini ai massimi storici.
- Gli ultimi dati disponibili per un confronto con gli altri paesi europei fanno riferimento al I semestre 2024, quando si registrava il dato positivo di una contrazione del premio dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane rispetto alla media UE (+17% per la fascia di consumo 500-2000 MWh, in drastico calo rispetto al +90% del II semestre 2022), mentre nel caso del prezzo del gas il prezzo pagato dalle imprese con consumi medio-bassi (tra 1000 e 10000 GJ) è tornato ad essere inferiore a quello medio UE, a fronte del picco del +50% nel II semestre 2023).
- Un indicatore degli effetti dei mercati energetici sul sistema industriale, e sulla sua competitività, è dato dal confronto tra la dinamica della produzione industriale dell'intera industria manifatturiera e quella dei principali settori energivori (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia). In Italia, come anche in Germania, la caduta della produzione dei settori più energy intensive sembra essersi fermata, ma lo scarto negativo maturato nell'ultimo biennio rispetto alla produzione dell'intera industria manifatturiera resta elevatissimo: per il 2024 l'indice dell'intera industria è pari a 96 (2021=100), la media dei settori energy intensive è ferma a 82 ([Figura 1-11](#)).

Indicatori di sicurezza energetica sui valori medi di lungo periodo

- Gli indicatori di sicurezza energetica, nelle tre componenti relativa ai sistemi del petrolio, del gas e dell'elettricità, restano sui valori medi di lungo periodo, a indicare un livello di criticità moderato, inferiore dunque a quello delle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi.
- Negli ultimi anni sulla dimensione Sicurezza energetica ha avuto un effetto positivo il calo dei consumi di gas, che nonostante la leggera ripresa nel 2024 sono rimasti sui minimi di lungo periodo, e inferiori di oltre il 20% rispetto al massimo degli ultimi quindici anni. Ne ha beneficiato il margine di adeguatezza del sistema: anche nel giorno di maggiore utilizzo di tutte le infrastrutture del sistema gas (di importazione, stoccaggio, produzione) è rimasta non utilizzata e disponibile una capacità superiore al 20% della domanda, un valore ampiamente maggiore rispetto ai minimi registrati nell'ultimo decennio, quando il sistema si

- era trovato più volte in situazioni critiche. In Europa resta comunque un potenziale deficit di offerta, con il rischio di pressioni sui prezzi per la necessità di ricostituire gli stoccaggi a partire da livelli più bassi di quelli di un anno fa.
- Resta inoltre il rischio che si rendano necessarie misure aggiuntive pari al 15% della domanda per evitare il rischio di demand curtailment, in particolare nel caso di situazioni estreme come l'azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline, un inverno molto freddo, una bassa disponibilità di GNL (ENTSO-G, 2024).
- Lato petrolio, invece, un dato rimarchevole del 2024 è il calo del tasso di utilizzo delle raffinerie e della quota di consumi di gasolio e benzina coperta con produzione interna.
- Infine, nel sistema elettrico l'ultimo biennio ha visto un leggero miglioramento dal fronte dell'adeguatezza del sistema, grazie all'entrata in funzione di nuova generazione termoelettrica, dopo molti anni. E per tutto il 2024 è rimasto sui minimi storici il costo dei servizi del dispacciamento.

Figura 1-9 – Quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia (%) – dati storici (stima ENEA per il 2024) e traiettoria prevista nel PNIEC 2024

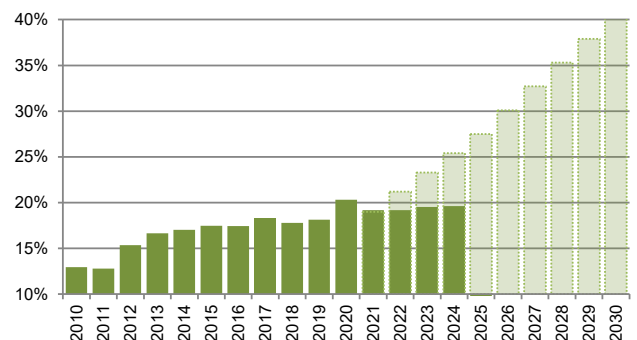


Figura 1-10 – Scostamento % del prezzo italiano dell'elettricità sulla Borsa italiana rispetto al prezzo mediano di Germania, Francia e Spagna

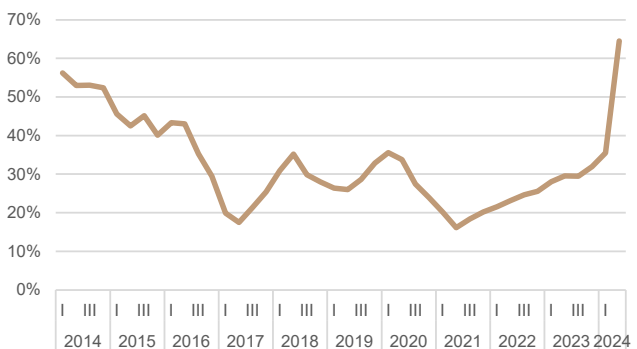
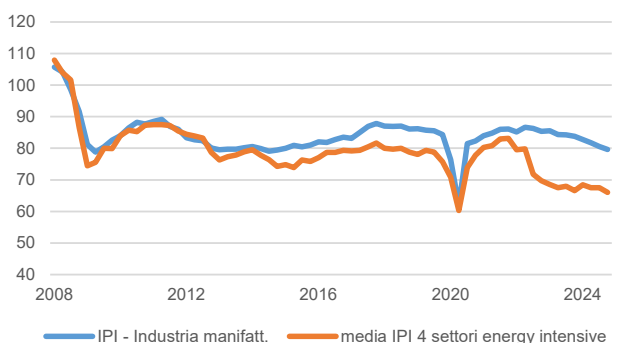


Figura 1-11 – Indice della produzione industriale dell'intera industria manifatturiera e media dei settori energy intensive



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Consumi di energia primaria

Torna a crescere il fabbisogno di energia primaria. In lieve aumento l'intensità energetica

- Secondo le stime ENEA nel 2024 i consumi di energia primaria in Italia si sono attestati sotto i 159 Mtep, in aumento di oltre l'1% sul 2023 (NB: stima effettuata con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018; la stima effettuata con la metodologia Eurostat, riportata nel par. 1.2, indica invece un calo dello 0,5%, vedi nota 2). La ripresa, quasi 2 Mtep in più sul 2023, è maturata nella II metà dell'anno, quando il fabbisogno è cresciuto del 2%, tasso più che doppio rispetto alla prima parte dell'anno.
- Il rialzo del 2024 fa seguito alle due contrazioni del biennio precedente (-3% in media, Figura 2-1). Alla fine del 2024 il fabbisogno di energia primaria resta comunque poco al di sopra del minimo di lungo periodo registrato nel 2020, e inferiore di 6 Mtep rispetto alla media dei 10 anni precedenti (-4%).
- La ripresa dei consumi stimata per il 2024 è avvenuta in concomitanza con un incremento solo modesto del PIL: l'intensità energetica del PIL risulta quindi in aumento di quasi 1 punto percentuale rispetto al 2023. Si tratta della prima variazione positiva degli ultimi 10 anni⁵ (Figura 2-2): il calo dell'intensità energetica è stato modesto tra il 2000 ed il 2010 (meno dello 0,5% medio annuo), più deciso nel decennio successivo (-1% in media) e soprattutto nel triennio 2021-'23 (-4% medio), in particolare per la flessione marcata del 2022 (-7%) grazie all'inverno mite e al forte calo dell'attività produttiva dei settori industriali energy. Come evidenziato più volte nell'Analisi trimestrale ENEA, i dati dell'ultimo anno confermano come le pur notevoli riduzioni dell'intensità energetica dell'economia registrate nell'ultimo biennio derivassero in misura solo molto parziale da cambiamenti strutturali del sistema verso una direzione meno energivora
- Se si considera il valore medio dell'intensità energetica nell'ultimo triennio (per ridimensionare l'effetto di fattori contingenti), a fine 2024 questa risulta comunque inferiore di circa 15 punti percentuali rispetto a dieci anni prima, e sui minimi storici (anche rispetto al 2020).

Continua a diminuire il peso dei combustibili fossili, nel 2024 sotto la soglia del 70%, nuovo minimo storico

- Nonostante l'aumento complessivo del fabbisogno di energia primaria, nel 2024 le fonti fossili risultano in calo, scendendo sotto la soglia dei 110 Mtep: oltre 1 Mtep in meno rispetto al 2023 (-1,4%), oltre 12 Mtep in meno della media del quinquennio precedente, e risultano inferiori anche ai livelli minimi del 2020 (112 Mtep, anno contraddistinto dal crollo della domanda di petrolio).
- Nel 2024 la quota di fossili è quindi scesa al 69% del mix energetico, due punti in meno dell'anno precedente, che rappresentava il precedente minimo storico. Fattore chiave è stato il nuovo forte calo del carbone (che ha più che compensato l'aumento di gas e petrolio), cui si è aggiunta la crescita delle rinnovabili elettriche e il persistente elevato ricorso alle importazioni nette di elettricità (al 7% del fabbisogno elettrico), sui livelli dell'anno precedente (contro il 5% medio dei precedenti dieci anni).

Figura 2-1 - Consumo interno lordo di energia, valori assoluti (Mtep, asse sin) e variazione tendenziale (% , asse dx)

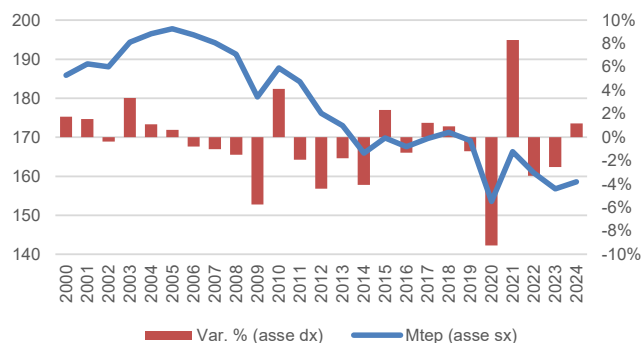


Figura 2-2 - Intensità energetica del PIL (tep/000€, asse sin) e variazione tendenziale (% , asse dx)

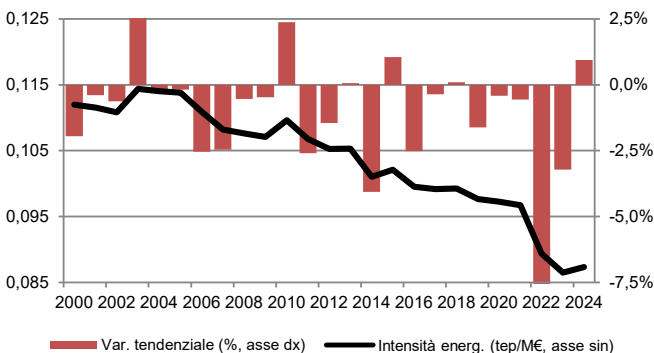
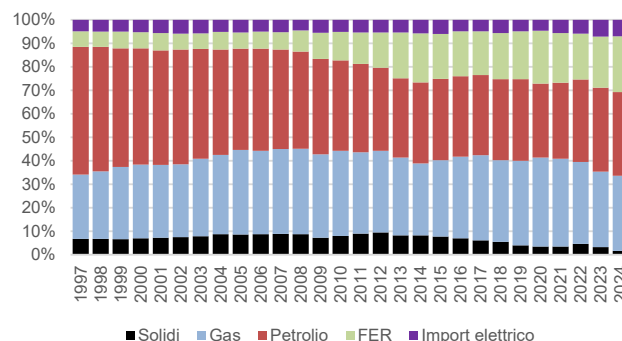


Figura 2-3 - Ripartizione delle fonti di energia primaria per fonte utilizzate in Italia (quote percentuali)



⁵ Fino all'ultima recente revisione della serie storica del PIL effettuata dall'ISTAT l'intensità energetica risultava in aumento anche nel 2021,

ma con la revisione al rialzo della crescita del PIL del 2021 (da +6,9% a +8,9%) anche nel 2021 l'intensità energetica risulta in calo.

Forte aumento per le rinnovabili, ma in ripresa anche gas e petrolio (oltre 1 Mtep nell'insieme)

- I consumi di gas sono stimati in aumento di circa l'1% sul 2023 (+0,4 Mtep), dopo le decise contrazioni del biennio precedente (-10% in media). La ripresa è da ascrivere esclusivamente ai consumi per usi diretti, dove la richiesta di gas è cresciuta del 2% sul 2023 (+0,6 Mtep), mentre i consumi sono in calo nella generazione elettrica (-1,6%). L'anno ha visto una forte flessione del gas nel I semestre, in primis per l'aumento della produzione da FER, seguita da una notevole ripresa nel II semestre, quando la domanda è aumentata sia nella termoelettrica (+0,7 Mtep, +8%) sia negli usi diretti (+0,7% nel IV trimestre, +8%), per il clima più rigido rispetto a un anno prima. Nonostante la lieve ripresa i consumi di gas del 2024 risultano sugli stessi livelli minimi del 2014 e, nell'ultimo biennio, inferiori di 6 Mtep rispetto ai consumi di petrolio (Figura 2-5).
- Nell'anno sono aumentati anche i consumi di petrolio (+0,7 Mtep sul 2023, +1,2%), tornati sui livelli del 2022 (56,6 Mtep), dopo la flessione del 2023. Oltre la metà del risultato del 2024 è maturato nei mesi estivi (+3% nel III trimestre, +7% a luglio), mentre la crescita è stata più modesta nei mesi primaverili (+1%) e marginale nel I e IV trimestre. A favorire la ripresa anche il calendario, che ha visto 4 giornate lavorative in più rispetto al 2023. I consumi di petrolio del 2024 (56,5 Mtep) restano comunque ben al di sotto ai livelli pre-Covid (58 Mtep in media nel quinquennio 2015-19).
- Le fonti rinnovabili hanno registrato un altro notevole incremento, e nel 2024 sono stimate superiori a 37 Mtep, oltre 3 Mtep in più del 2023 (+10%, oltre i livelli massimi del 2020 (circa 35 Mtep)). Principale driver di questa crescita è stata la performance della produzione idroelettrica, superiore del 30% rispetto al 2023 (e di oltre il 15% rispetto alla media dei 10 anni precedenti). Ma anche la produzione da fonti intermittenti è cresciuta di oltre l'8%, raggiungendo nel 2024 un nuovo record storico: il risultato positivo del fotovoltaico (+19%) ha più che compensato il calo dell'eolico (-5%).
- Dopo il calo del 2022 e la ripresa del 2023, nel 2024 le fonti rinnovabili hanno coperto oltre il 23% dei consumi di energia primaria, 1 punto in più del massimo del 2020.

Altro crollo del carbone, ormai marginale nel mix. Importazioni di elettricità ancora sui massimi storici

- I consumi di carbone hanno registrato un altro crollo, dimezzandosi rispetto ai livelli del 2023, quando pure erano diminuiti di circa un terzo sull'anno precedente. Il risultato è da ricercare in gran parte nella termoelettrica, dove la produzione da solidi si è fermata ad appena 3,5 TWh, contro i 12 del 2023 (dati TERNA).
- Si conferma dunque il carattere congiunturale della ripresa dei consumi di carbone nel biennio 2021-'22 (+15% in media), spinto dai prezzi del gas e dal piano di contenimento dei consumi di gas. A fine 2024 i consumi di carbone sono inferiori ai 3 Mtep, di gran lunga il minimo storico, e coprono ormai meno del 2% del mix nazionale, contro il 4% del quinquennio precedente e l'8% dei 20 anni ancora prima.
- Anche nel 2024 si sono confermate su livelli elevati le importazioni nette di elettricità, pari a 11,2 Mtep, appena sotto i massimi del 2023 (-0,5%) ma superiori di quasi un quinto rispetto al quinquennio precedente e sui massimi da inizio anni 2000 (Figura 2-5).

Figura 2-4 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione assoluta rispetto all'anno precedente, Mtep)

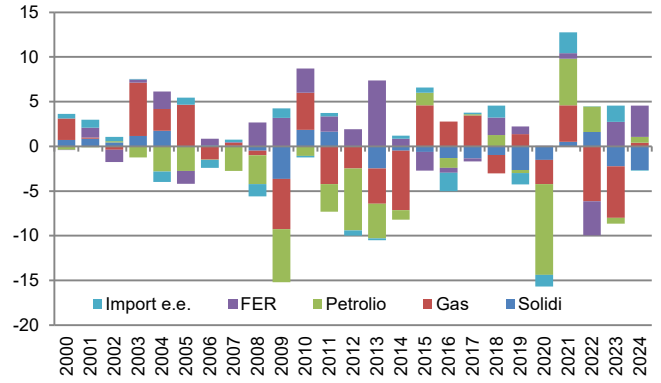
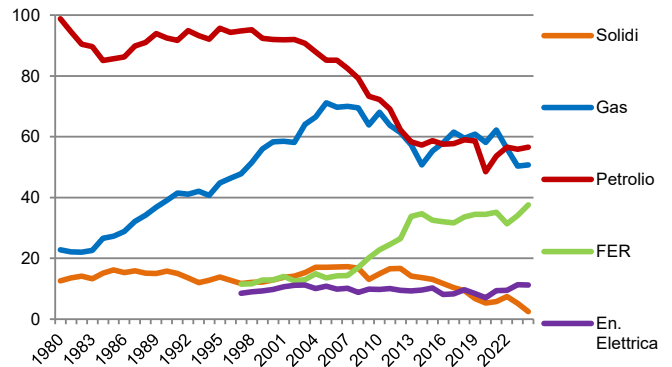


Figura 2-5 - Consumi annuali per fonte (Mtep)



2.2. Consumi finali di energia

Torna a crescere la richiesta di energia dei settori di uso finale. Aumentano prodotti petroliferi, gas ed elettricità

- I consumi finali di energia del 2024 sono stimati sui 117 Mtep, circa l'1,5% in più rispetto ai livelli dell'anno precedente. Dopo un I semestre di variazione tendenziale marginale, nella seconda parte dell'anno la richiesta di energia dei settori di impiego finale è poi cresciuta di oltre 2 pp rispetto allo stesso periodo del 2023, trainata in modo particolare dai trasporti nei mesi estivi, dalla climatizzazione nel civile tra ottobre e dicembre. Il risultato del 2024 fa seguito alle due flessioni del 2022-'23, superiori al 3% medio annuo. I consumi finali di energia restano comunque sui minimi dal 1990 e superiori solo ai livelli 2020 e 2023.
- Ad eccezione dei solidi, nel 2024 tutte le commodity sono stimate in ripresa, ma il contributo principale è arrivato dal petrolio (+1 Mtep sul 2023). Le vendite di prodotti petroliferi sono infatti aumentate del 2% rispetto al 2023, quando avevano subito un lieve calo sull'anno precedente dopo i rialzi del 2022 (+3%) e il rimbalzo del 2021 (+12%). La ripresa è stata del 2% circa nei primi due trimestri, del 3% nei mesi estivi e di 1 pp negli ultimi tre mesi dell'anno.
- In termini di prodotti, nel 2024 sono ancora in rialzo i carburanti per l'aviazione (+470 kton, +11%) e per autotrazione (+730 kt nell'insieme, +2%), oltre che i bunkeraggi (+81 kt, +3%). Ancora in flessione invece i consumi della petrolchimica (-80 kt, -3%, dopo il -10% del 2023), e gasolio altri usi (-100 kton circa).
- La domanda di gas è cresciuta di circa 0,6 Mtep sul 2023 (+2%), dopo la netta contrazione del biennio 2022-23 (-7 Mtep nell'insieme, -10% in media). La ripresa del 2024, così come la precedente flessione, sono spiegabili in primis con il fattore clima: i dati SNAM indicano infatti sulle reti di distribuzione un deciso incremento della richiesta di gas negli ultimi tre mesi dell'anno (+0,7 Mtep, +10% la variazione tendenziale), coerente con le temperature mediamente più rigide rispetto al periodo ottobre-dicembre '23, che ha più che compensato la modesta flessione della I parte dell'anno (-0,2 Mtep, -2%). Anche nell'industria la richiesta di gas è risultata in marginale (+0,1 Mtep, +1,5%), dopo la netta flessione del precedente biennio (-2 Mtep nell'insieme, -10% in media).

Stabile l'elettrificazione, lontana dai target 2030

- E' tornata a crescere anche la domanda di elettricità (+2,2%) dopo le flessioni del 2023 (-3%) e 2022 (-1,5%, Figura 2-7). La ripresa, +7 TWh sull'anno precedente, è stata particolarmente decisa nel III trimestre (+4% tendenziale), mentre negli altri trimestri ha oscillato tra il +1% e il 2%. Hanno contribuito alla crescita sia il calendario (+4 giornate lavorative) sia il clima: il dato TERNA corretto ridimensiona infatti la crescita da 2,2% a 1,5%.
- L'incremento dei consumi elettrici nel corso del 2024 è sostanzialmente in linea con l'aumento dei consumi di gas e prodotti petroliferi: il tasso di elettrificazione del sistema energetico (stimata pari al 21%) resta di fatto invariato rispetto all'anno precedente, e sugli stessi livelli massimi del 2020. Nel corso dell'ultimo quinquennio la quota di elettricità sui consumi finali è cresciuta di appena 1 pp rispetto alla media dei 10 anni precedenti (Figura 2-7).

Ripresa dei consumi trainata dai trasporti e civile

- In termini di settori, l'aumento dei consumi finali è imputabile alla maggiore richiesta di energia proveniente dai trasporti (+3%) e dal civile (+2,5%, mentre i consumi dell'industria hanno registrato una nuova flessione (Figura 2-8).

Figura 2-6 - Consumi finali di energia (var. annua, Mtep, asse sx) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)

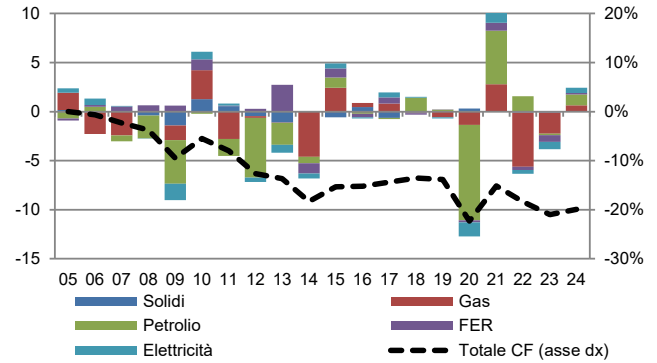


Figura 2-7 - Variazione annua della domanda elettrica (asse sx., %), consumi elettrici e quota sui consumi finali (media mobile 3 anni, 2005=100, asse dx)

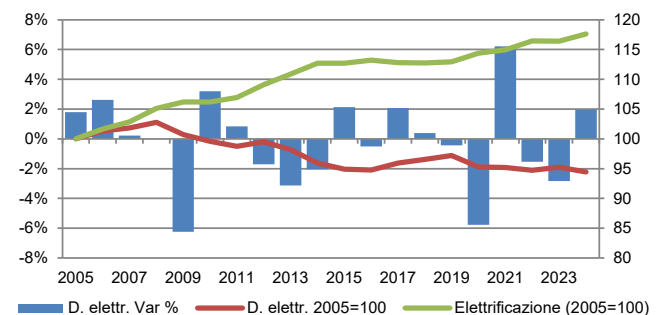
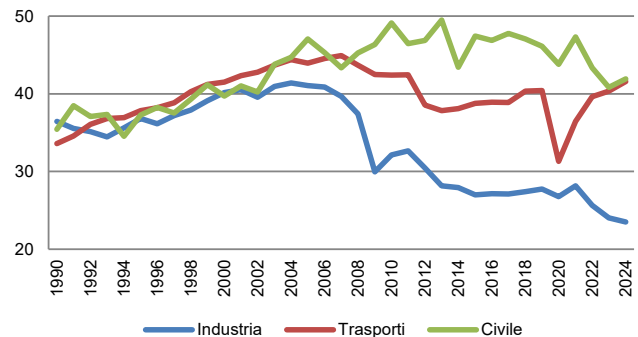


Figura 2-8 - Consumi finali di energia per settore (Mtep)



Nel 2024 è tornata ad aumentare la domanda di energia nel civile, dopo un biennio di forti flessioni

- Dopo un biennio di forte flessione (-7% in media), per il 2024 si stima che i consumi energetici del settore civile siano aumentati di circa il 2% (+1 Mtep sul 2023), in linea con il clima e con la dinamica della domanda di elettricità del settore dei servizi.
- Il clima, che era stato il primo driver dei cali dei consumi nel biennio precedente, ha quest'anno fornito un impulso all'aumento della richiesta di gas per la climatizzazione invernale, che è aumentata di circa mezzo Mtep rispetto al 2023 (+2%, dati SNAM). Tra gennaio e aprile le temperature sono state ancora più miti di quelle dell'anno precedente (+1° in media), e infatti i consumi delle reti di distribuzione hanno subito una marginale contrazione, ma sono invece risultate più rigide nell'ultimo trimestre dell'anno, determinando una significativa ripresa della richiesta di gas (+0,7 Mtep, +10% tendenziale).
- Anche i consumi elettrici del settore sono stimati in netto aumento (+4% sul 2023), un dato coerente con l'indice ISMER elaborato da Terna per il comparto dei Servizi. Aumenti particolarmente notevoli si sono registrati nei mesi estivi (+5% medio, anche per il clima di agosto, più caldo di oltre 2° rispetto all'anno prima).
- La ripresa dei consumi del civile, cui ha contribuito anche il calendario (+4 giornate lavorative) sembra tornata a muoversi in coerenza con la dinamica delle variabili guida del settore (HDD, CDD, VA servizi), dopo che nel biennio 2022-'23 si era rilevato un parziale disaccoppiamento virtuoso (Figura 2-9), spiegabile con le misure di contenimento dei consumi e l'effetto degli alti prezzi dell'energia.

Ancora un aumento dei consumi dei trasporti

- Dopo il +2% del 2023, i consumi dei trasporti hanno continuato ad aumentare anche nel 2024, e in modo anche più marcato (+3%), grazie alla continuazione della vivace dinamica della mobilità (sia stradale sia aerea), in aumento per il quarto anno consecutivo e ormai ben maggiore dei livelli pre-Covid.
- Relativamente al trasporto su strada le vendite di carburanti sono cresciute di quasi 720 mila tonnellate rispetto al 2023 (+2%), anche per le 4 giornate lavorative in più. E' notevole in particolare il nuovo aumento delle vendite di benzina (+5% sul 2023, quando erano aumentate di quasi il 4% sul 2022). Il risultato della benzina - 8,6 milioni di tonnellate, ai massimi degli ultimi 15 anni - è spiegato solo in parte dall'aumento del traffico veicolare (l'indice della mobilità di ANAS indica una crescita dei volumi di traffico sulla rete stradale dell'ordine dell'1%). Un ruolo lo ha anche la diffusione della motorizzazione a benzina (soprattutto nelle auto ibride, arrivate a rappresentare il 40% del mercato nel 2024), a conferma di quanto già osservato nel 2023.
- E' stato invece più modesto l'incremento delle vendite di gasolio, che segue la flessione del 2023 (-2%) ed è ascrivibile probabilmente al trasporto pesante, per il quale l'indice ANAS relativo ai mezzi pesanti vede un aumento di superiore al punto percentuale.
- Infine, un altro forte incremento hanno avuto i consumi di carboturbo (quasi 500 mila tonnellate in più del 2023, +11%), un dato in linea con il traffico aereo negli aeroporti nazionali (+11% il traffico passeggeri, dati ASSAEROPORTI). A valle della ripresa del periodo 2021-'24, i consumi di jet fuel sono ora tornati anche oltre i livelli pre-Covid (+2%, Figura 2-10).

Ancora un calo, ma più lieve, per i consumi industriali

- I consumi di gas, elettricità e prodotti petroliferi nel settore industriale sono stimati complessivamente sugli stessi livelli dell'anno precedente. I dati SNAM rilevano infatti un modesto incremento della richiesta settoriale di gas naturale (+2%, 0,15 Mtep), di fatto compensati dal calo della domanda di prodotti petroliferi. In calo solo marginale invece i consumi di elettricità: i dati TERNA rilevano infatti una flessione minima dell'IMCEI (-0,3% sull'anno precedente).
- Considerando anche i combustibili solidi (dimezzati rispetto al 2023), i consumi di energia settoriali risultano in lieve flessione sull'anno prima, un risultato in linea con il nuovo calo della produzione industriale (-2,4%). Nel biennio precedente la contrazione dei consumi industriali era stata più marcata (Figura 2-11): -5% nel 2023 (in linea con la produzione industriale dei beni intermedi), di quasi il doppio nel 2022 (quando alla contrazione della produzione industriale si erano aggiunti i prezzi record dell'energia).

Figura 2-9 - Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, indice 2010=100)

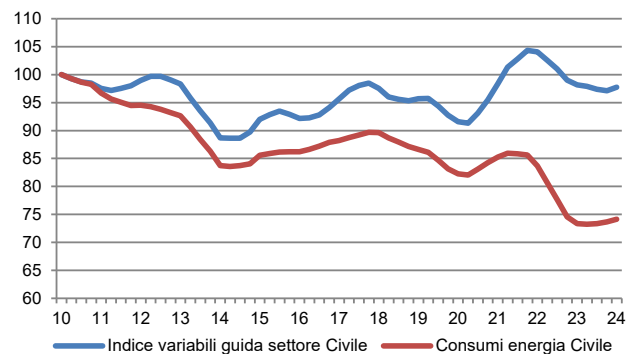


Figura 2-10 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sx, ktep), e aereo (asse dx, ktep)

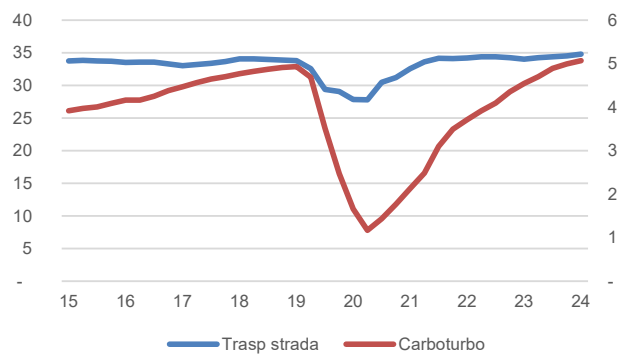


Figura 2-11 - Consumi di energia dell'industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)



3. Decarbonizzazione

Emissioni di CO₂ ancora in calo su base annua ma in ripresa nel secondo semestre

- Nel 2024 le emissioni di CO₂ (da combustione) del sistema energetico nazionale sono stimate in riduzione sull'anno precedente di quasi il 3%, un calo maggiore di quello della domanda di energia primaria e dell'insieme delle fonti fossili (-1,5% circa per entrambi, v. cap. 2), spiegabile con la drastica caduta del carbone.
- Il risultato è maturato nel I semestre, quando le emissioni sono diminuite di quasi 10 Mt di CO₂, per i cali del 7% nel I trimestre, del 5% circa nel II (Figura 3-1). Dopo il trimestre estivo di variazione solo marginale, tra ottobre e dicembre le emissioni sono invece stimate in rialzo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+3% circa), spinte dalla ripresa dei consumi energetici.
- Il calo su base annua è riconducibile all'ampio ricorso alle FER (in particolare nella I parte dell'anno) e alla nuova drastica caduta del carbone, gli stessi fattori che avevano già prodotto una riduzione anche più marcata nel 2023 (insieme all'aumento delle importazioni nette di elettricità). Le due flessioni consecutive del biennio 2023-2024 hanno riportato le emissioni del sistema energetico italiano sui minimi di lungo periodo, al di sotto del 2020 (circa 7 Mt in meno, oltre il 2% in meno).
- Per raggiungere i target previsti al 2030 dal pacchetto Fitfor55 si stima che ora sia necessario ridurre le emissioni di oltre 80 Mt di CO₂ (circa un terzo delle emissioni annue degli ultimi anni), ad un ritmo del -6% medio annuo, più che doppio di quello registrato nell'ultimo quinquennio (favorito tra l'altro da crisi economiche e clima favorevole).

Prosegue il trend di contrazione nei settori ETS, ma sono in rialzo le emissioni nei non-ETS

- La riduzione delle emissioni del 2024 è da ricercare in larghissima parte nel settore della trasformazione (generazione elettrica e raffinazione), per il quale si stima un calo di circa 9 Mt CO₂ (-12% sul 2023). Più modesta la flessione nell'industria, mentre sono aumentate le emissioni nei Trasporti (+2,5% sul 2023) e in misura minore nel civile (1%, Figura 3-2).
- La riduzione delle emissioni del 2024 è da ricercare dunque nei settori sottoposti all'Emission Trading System (industria energivora e generazione elettrica), per i quali si stima un calo del 10% sul 2023, particolarmente marcata nella I parte dell'anno (oltre il 15% in termini tendenziali). Il risultato del 2024 si registra dopo quello anche più marcato del 2023 (oltre il 15% sull'anno precedente), quando ai fattori che hanno agito nel 2024 (riduzione del carbone e ampio ricorso a rinnovabili e import elettrico) si era aggiunto il calo dell'attività produttiva. La Figura 3-3 mostra come le contrazioni del biennio 23-24 hanno riportato le emissioni settoriali a un nuovo minimo e più vicine ai nuovi target 2030 (-66% sul 2005).
- Le emissioni dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora), sono invece stimate in ripresa nel 2024, di circa l'1,5% sull'anno precedente, con aumenti concentrati nella seconda parte dell'anno. La Figura 3-3 mostra come, dopo la ripresa del 2021, le emissioni settoriali fossero tornate e ascendere nel biennio successivo (-3% medio annuo), grazie però in primis al fattore clima. Il rialzo del 2024 rende ora sempre più sfidante il raggiungimento del target 2030 (-43,7% rispetto al 2005), per il quale è necessario procedere a un ritmo di contrazione di circa il 5% medio annuo, circa cinque volte la riduzione media annua registrata negli ultimi cinque anni.

Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO₂ nell'anno scorrevole e target 2030 (asse sx, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

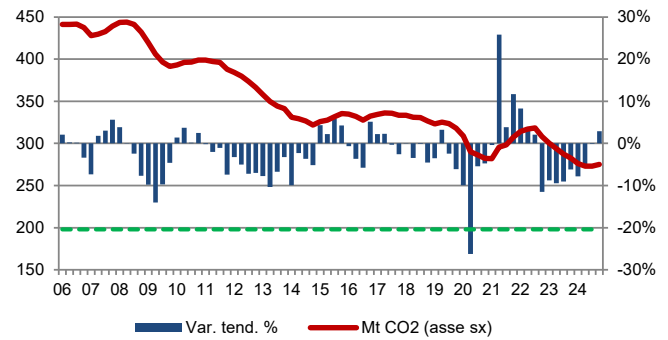


Figura 3-2 - Emissioni di CO₂ per settore – variazione tendenziale (kt CO₂)

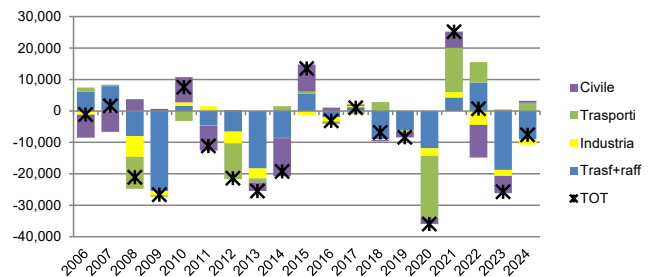
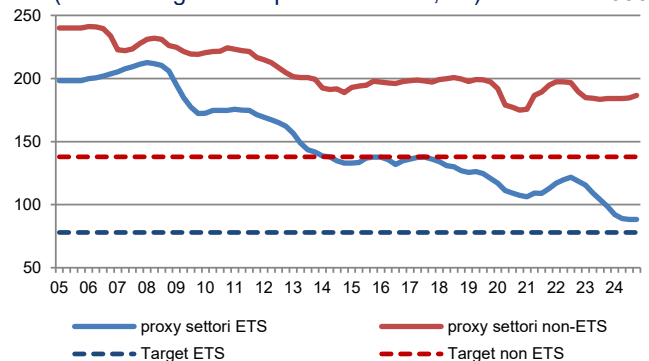


Figura 3-3 – Stima delle emissioni di CO₂ dei settori ETS e non-ETS (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030



Emissioni della generazione elettrica ai minimi storici: import e rinnovabili ai massimi, carbone ai minimi

- Le emissioni di CO₂ della generazione elettrica sono stimate in calo di circa il 15% rispetto al 2023, quando diminuivano ad un ritmo anche più sostenuto (oltre il 20%). La flessione dell'ultimo biennio ha quindi riportato le emissioni settoriali su un trend di contrazione, dopo i rialzi del 21-22, ad un ritmo anche più rapido rispetto al -8% del triennio 2018-20 e del 3% del 2010-17 (Figura 3-4). A fine 2024 le emissioni settoriali, stimate a circa 50 Mt CO₂, sono ad un nuovo minimo, ben inferiori anche al 2020.
- Il calo delle emissioni settoriali si è concentrato nella prima metà dell'anno, -30% e -20% rispettivamente nel I e II trimestre, mentre nella seconda metà si stima una variazione complessivamente marginale (-3% in estate, +3% tra ottobre e dicembre).
- In Figura 3-5 si scompone la variazione tendenziale delle emissioni settoriali di ogni trimestre in tre componenti⁶: a) la variazione tendenziale della generazione elettrica totale, b) la variazione tendenziale della quota di produzione termica sul totale, c) la variazione tendenziale dell'intensità carbonica della produzione termica. Se ne ricava che nel 2024 la riduzione delle emissioni settoriali è imputabile per la gran parte alle seconde due componenti, che hanno agito in particolare nella I metà dell'anno. Nel dettaglio:
 - Diversamente da quanto osservato nel 2023, nel 2024 l'aumento della produzione nazionale, di circa 6 TWh (+3% circa sull'anno precedente), ha fornito un impulso alle emissioni settoriali.
 - Circa la metà del calo delle emissioni del 2024 è imputabile alla minore produzione termoelettrica, che nei 12 mesi si è ridotta di quasi 10 TWh sul 2023 (-13 TWh nel I semestre), a causa del maggiore ricorso alle rinnovabili). Nei 12 mesi la produzione termica, inferiore ai 147 TWh, ha coperto appena il 47% della domanda elettrica, nuovo minimo di lungo periodo, ben 4 punti in meno del 2023 e 10 in meno rispetto alla media dei 10 anni precedenti (58%).
 - Una netta contrazione ha riguardato anche l'intensità carbonica della produzione termoelettrica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto), responsabile di circa la metà del risultato del 2024. Le emissioni specifiche del parco termoelettrico nazionale sono diminuite su base d'anno di circa 10 pp, in primis grazie al nuovo crollo dei consumi di carbone 2/3 rispetto ai livelli dell'anno precedente.

Nuova capacità di impianti FER, nel 2024 accelera il PV (quasi 7GW), mentre resta insufficiente il passo dell'eolico

- Il risultato positivo della generazione da rinnovabili è ascrivibile sia ai livelli molto elevati della produzione idroelettrica che ai nuovi record raggiunti dalle FER intermittenti. Nel 2024 la nuova capacità installata di solare fotovoltaico è stata pari a 6,8 GW (superando quota 37 GW installati, dati TERNA), un dato che conferma e migliora il risultato del 2023 (5 GW), decisamente in rialzo rispetto alla media dei cinque anni precedenti (1 GW/anno), ed in linea con il ritmo richiesto per raggiungere il target di 79 GW al 2030 (al netto degli impianti in dismissione). Nel caso dell'eolico la nuova capacità è stata pari a circa 685 MW (per 13 GW totali installati a fine anno), in aumento quindi rispetto ai 487 MW del 2023, ma ancora insufficienti rispetto ai 2 GW/anno necessari per arrivare al target di 26 GW entro il 2030.

Figura 3-4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica (indice 2005=100)

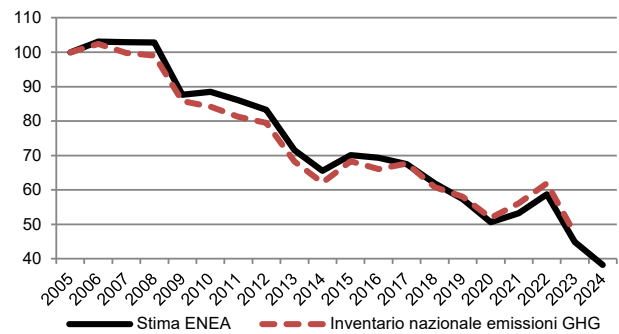


Figura 3-5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali

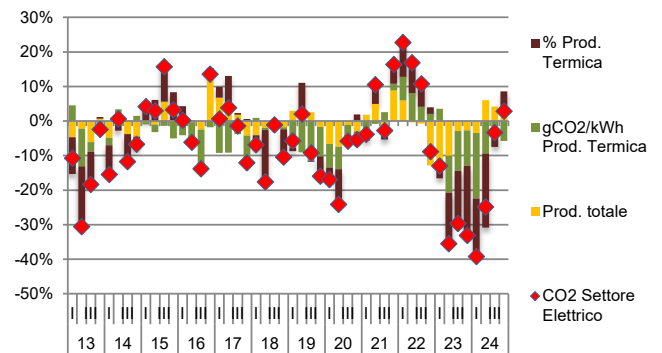
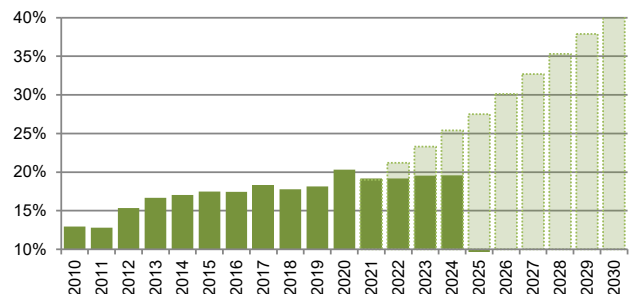


Figura 3-6 - Quota del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia – dati storici e traiettoria PNIEC verso target 2030

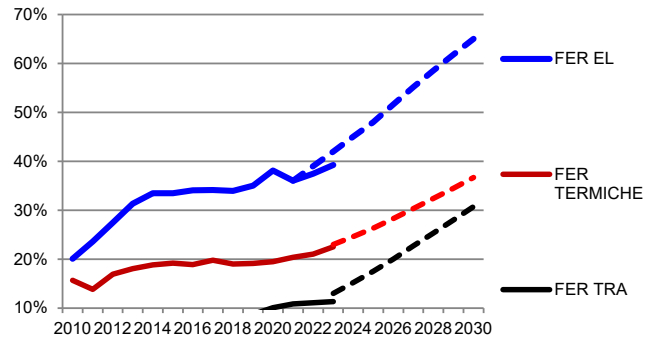


⁶ La somma delle variazioni delle tre componenti corrisponde alla variazione totale delle emissioni settoriali di ogni trimestre.

Quota di rinnovabili sui consumi finali di energia in lieve aumento, stimata poco al di sotto del 20%

- Secondo le stime ENEA nel 2024 i consumi di energia da fonti rinnovabili (calcolati secondo la metodologia Eurostat utilizzata per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi europei⁷) sono stati pari a poco più di 23 Mtep, in aumento del 3% rispetto al 2023. Il ritmo di crescita dei consumi di FER resta modesto: nell'ultimo decennio sono cresciuti da poco meno di 20 Mtep a circa 23 Mtep.
- In conseguenza dell'aumento dei consumi finali di energia, che è il denominatore su cui si calcola la quota di FER, quest'ultima è stimata in aumento piuttosto contenuto, e dovrebbe ancora collocarsi poco al di sotto della soglia del 20%.
- Con riferimento al solo settore elettrico, i consumi da FER (N.B.: calcolati sempre con la metodologia Eurostat, Figura 3-7) nel 2024 sono stimati pari a quasi 11 Mtep, in aumento sul 2023 di quasi il 4% (nonostante l'aumento della produzione idroelettrica sia del 30%, dal momento che la procedura di normalizzazione ne ridimensiona gli effetti).
- In termini assoluti le FER elettriche sono cresciute in modo costante, dai 5 Mtep medi del quinquennio 2005-2010 fino ai 10 Mtep del 2020.
- Nel 2024 la quota di FER sui consumi elettrici è stimata vicina al 40%, oltre mezzo punto percentuale in più rispetto al 2023 e nuovo massimo storico, ancora però lontano dal target PNIEC (65%).
- A fine 2024 i consumi da FER nel settore termico sono stimati di poco superiori ai 10 Mtep, sostanzialmente sugli stessi livelli del 2010, mentre al 2030 per il PNIEC prevede livelli di consumo doppio. In termini relativi a fine anno la stima è ancora superiore alla soglia del 20%, quindi su livelli massimi, ma resta lontana dai target 2030 (36%).
- Un discorso simile vale per il settore trasporti, in cui nell'ultimo decennio la quota di rinnovabili nei trasporti è cresciuta da poco meno del 6% a poco più del 10%.

Figura 3-7 – Quote settoriali del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia e traiettorie PNIEC verso i target 2030



⁷ La metodologia Eurostat utilizzata per il raggiungimento degli obiettivi europei prevede tra le altre cose la normalizzazione della produzione

idroelettrica ed eolica, per cui tende naturalmente a smussare le variazioni sui base annua.

4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Tendenza ribassista dei prezzi del greggio per gran parte del 2024. Crescita della domanda inferiore alle aspettative

- Nel 2024 la quotazione media del Brent si è attestata a 80,5 \$/bl, in calo del 2,4% rispetto agli 82,5 \$/bl del 2023. Il prezzo medio del WTI è stato di 76,6 \$/bl (-1,4% rispetto ai 77,6 \$/bl del 2023). Il mercato ha seguito un trend moderatamente rialzista nella prima metà dell'anno, ma dopo una fase altalenante i prezzi hanno subito una decisa contrazione tra luglio e settembre, in primis per le preoccupazioni sulla domanda globale, stabilizzandosi a circa 75 \$/bg il Brent, a circa 70 \$/bl il WTI.
- La crescita della domanda è risultata in effetti minore delle attese di inizio anno, fermandosi a +830.000 b/g del 2024 (dato IEA), a fronte di previsioni che alla fine del I trimestre dell'anno erano ancora dell'ordine di +1,3 Mb/g (con la correzione al ribasso concentrata in Asia).
- Dal lato dell'offerta la produzione USA ha raggiunto nuovi record (13,2 Mb/g nel 2024, +300.000 b/g) e la produzione complessiva OCSE è aumentata di quasi 800 kb/g, mentre ha registrato un aumento solo marginale la produzione dei Paesi non-OCSE non aderenti all'OPEC+.

Resta forte incertezza sulla domanda, si conferma la situazione di eccesso di offerta

- Nel breve periodo il mercato è caratterizzato dall'estrema incertezza che circonda le prospettive di crescita dell'economia mondiale, in particolare a seguito della politica di dazi della nuova amministrazione USA, ma sia l'International Energy Agency (IEA) sia l'Energy Information Administration (EIA) USA prevedono per il 2025 una crescita della domanda globale di petrolio superiore al milione di b/g, (dato IEA). E' notevole che secondo la IEA in Cina, che pure continua a guidare la crescita dei consumi globali, le materie prime petrolchimiche forniranno l'intera crescita poiché la domanda di combustibili raffinati raggiungerà un plateau.
- Lato offerta si stima che l'OPEC+ inizi a ridurre i tagli produttivi, a partire da un incremento contenuto a partire da aprile (di poco superiore ai 100.000 b/g), ma l'offerta globale di petrolio è già in aumento, perché la produzione USA continua ad aumentare in modo sostenuto: secondo l'EIA ha già raggiunto i 13,5 Mb/g nel IV trimestre 2024, e per il 2025 si prevede un aumento di 400.000 b/g. Aumenti produttivi significativi – superiori ai 100.000 b/g sono inoltre previsti anche in Canada, Brasile, Guyana.
- Questo quadro sembra dunque confermare l'eccesso di offerta che ha caratterizzato il mercato globale negli ultimi anni, che potrebbe perfino accentuarsi nel 2025, con conseguente pressione al ribasso sui prezzi.

Continua a contrarsi la quota OPEC

- In termini di distribuzione dell'offerta globale (Figura 4-3) si conferma il trend di contrazione della quota OPEC, prevista al 31% nel 2025, un punto in meno del 2024, laddove ancora nel 2017 era di poco inferiore al 40%.
- In parallelo continua ad aumentare il peso della produzione non-OPEC (dei paesi OCSE in particolare, grazie ai record della produzione USA), mentre resta costante la quota di mercato del greggio russo.

Figura 4-1 - Produzione globale di petrolio per aree (Mbl/g, asse sx) e bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse dx) – dati storici e previsioni IEA / EIA per il 2025

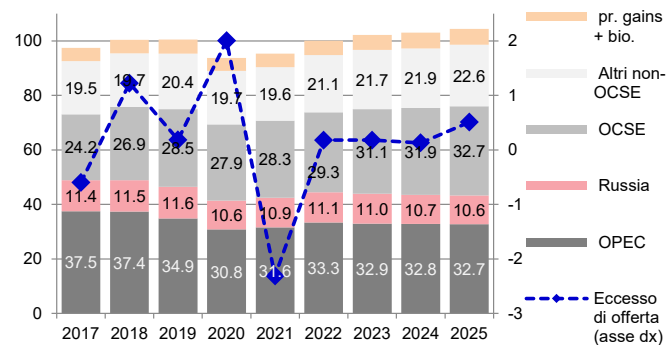


Figura 4-2 - Produzione di petrolio negli Stati Uniti (asse sx, kb/g) e prezzo del greggio (media UK Brent, Dubai, WTI, asse dx, \$/bl)

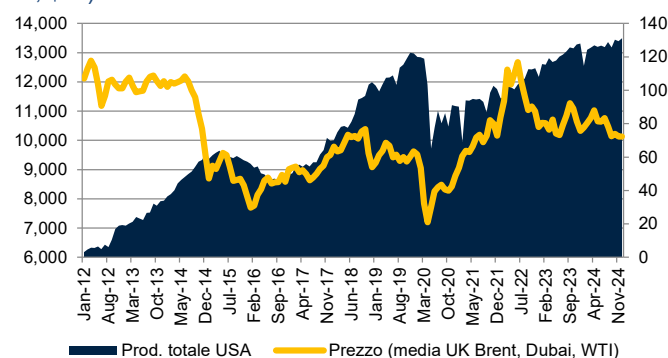
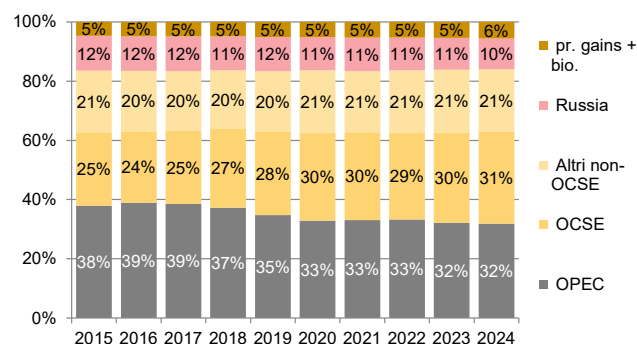


Figura 4-3 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale)



Netto calo delle importazioni di greggio italiane, poco sopra i minimi storici. In leggero aumento la produzione interna

- Nel 2024 le importazioni italiane di greggio sono diminuite di oltre 5 milioni di tonnellate (quasi dieci punti percentuali in meno, secondo dati parziali), scendendo al di sotto dei 55 milioni di tonnellate. Si tratta di un valore che costituisce un minimo di lunghissimo periodo, con l'unica eccezione del dato peculiare del 2020, condizionato dalla pandemia.
- Sono invece salite nell'anno le importazioni di greggio sia in Germania, dove restano sui minimi di lungo periodo, sia in Spagna, sui massimi di lungo periodo.
- E' invece tornata ad aumentare la produzione interna di greggio, salita a quasi 4,5 milioni di tonnellate (+6%), dopo tre anni di contrazioni.

Libia primo paese fornitore italiano nel 2024. Oltre il 50% del greggio arriva da tre Paesi

- Relativamente alle fonti di approvvigionamento (NB: dati parziali), dopo la redistribuzione seguita al completo azzeramento dell'import di greggio dalla Russia, nel 2024 si è consolidato il ruolo dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan) come prima area di fornitura del greggio, con una quota che nei primi nove mesi si è avvicinata a 1/3 del totale. E' in netta crescita anche il peso del greggio africano, che rappresenta più del 36% del totale (era al 31% un anno prima), e in particolare di quello libico, che con il 21,5% rappresenta il primo paese fornitore, distanziando Azerbaijan e Kazakhstan, ciascuno con una quota del 16%.
- Hanno invece perso peso tutte le altre aree di approvvigionamento: la quota di greggio medio-orientale (Arabia Saudita e altri paesi) è scesa al 17%, minimo dell'ultimo decennio, e dopo i forti incrementi dell'ultimo biennio si è un po' ridotto il peso del greggio americano, che resta comunque al di sopra del 10% dell'import totale.
- In conseguenza di queste dinamiche, nel 2024 è aumentata la concentrazione del mix di fonti di importazione italiane, perché tre paesi (Libia, Azerbaijan e Kazakhstan) sono arrivati a coprire oltre il 50% dell'import totale.

In calo gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane

- Causa principale della contrazione del greggio importato è stato il calo delle lavorazioni delle raffinerie. Nel 2024 gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane sono stati pari a poco meno di 60 milioni di tonnellate, in calo di oltre 4 milioni di tonnellate, quasi il 7% in meno del 2023. Va detto però che sul calo ha inciso la fermata della raffineria di Livorno, di cui ENI ha avviato la conversione in bioraffineria.
- Dopo due anni positivi – il 2022 in particolare - è quindi tornato a scendere il tasso di utilizzo delle raffinerie italiane (calcolato sulla sola lavorazione di greggio), stimato al di sotto del 72%, di nuovo sui valori minimi di lungo periodo. Un dato quest'ultimo che accomuna l'Italia alla Germania, dove pure il tasso di utilizzo è aumentato nel 2024, mentre si è confermata anche nel 2024 la buona performance delle raffinerie spagnole e la continuazione della ripresa di quelle francesi dopo il biennio critico 2020-2021.

Margini di raffinazione tornati a ridursi nel corso del 2024

- Il 2024 ha visto un deciso peggioramento della redditività del settore della raffinazione su tutti i mercati, con un calo drastico in particolare nel III trimestre, per i ridotti crack spread dei prodotti.
- Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) si è attestato a 5,1 \$/bbl, contro gli 8,1 \$/bbl del 2023. Evoluzione molto simile ha avuto il margine stimato da Total per l'area del Nord-Ovest Europa, che è sceso a 5,4 \$/bbl, dai 9,4 \$/bbl del 2023.

Figura 4-4 – Importazioni di petrolio greggio in Italia (kton)

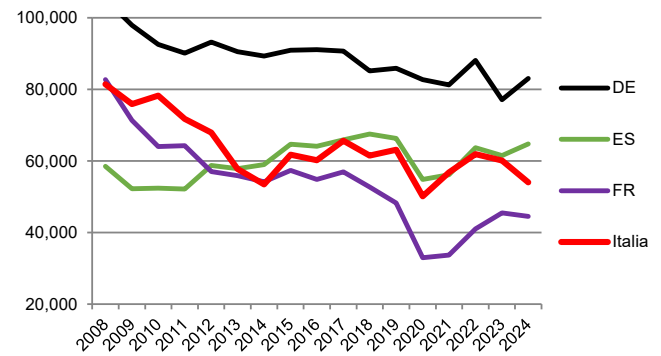


Figura 4-5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

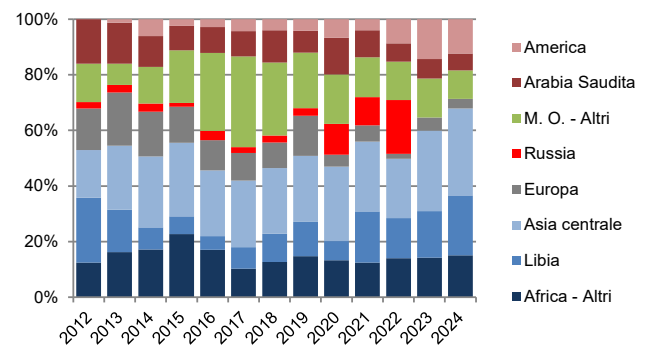


Figura 4-6 – Utilizzo degli impianti di raffinazione (%)

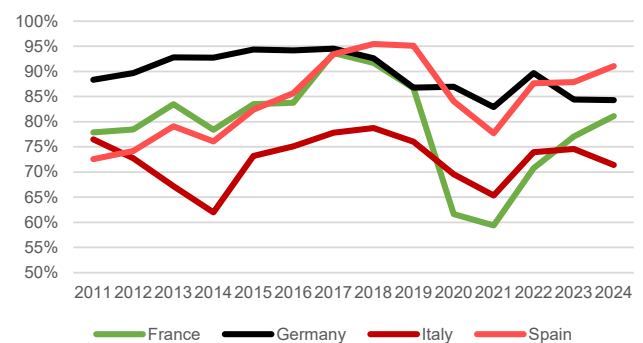
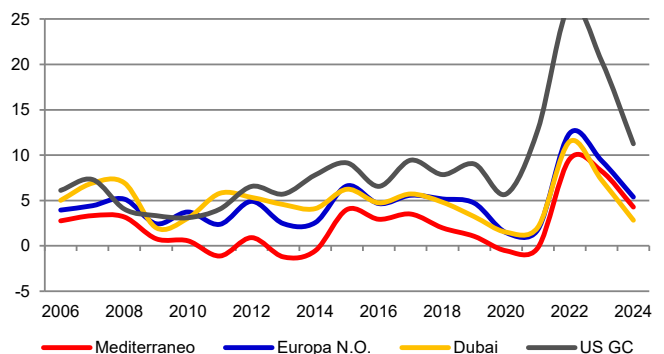


Figura 4-7 - Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bl)



Crack spread dei prodotti in calo

- Nel corso dell'anno si è registrato come detto un deterioramento dei "crack spreads" dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo), che sono stati penalizzati dalla debole domanda, in primis per la persistente debolezza della produzione industriale, e più in generale dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva dalle altre aree geografiche.
- Il crack del diesel (dati parziali) si è collocato a circa 20 \$/bl (contro i 26 \$/bl del 2023), il crack della benzina è stimato a circa 16 \$/bl (contro i 21 \$/bl del 2023). In entrambi i casi la contrazione è pari a circa 1/4 del valore 2023

Netto calo delle esportazioni nette di prodotti raffinati. Rapporto produzione/consumo di gasolio appena sopra l'unità

- Nel 2024 si è registrato un notevole cambiamento nel rapporto tra importazioni ed esportazioni italiane di prodotti raffinati: le esportazioni nette si sono ridotte in modo drastico (-30%)
- L'export netto del 2024, pari a 7 milioni di tonnellate, rappresenta un minimo di lunghissimo periodo, ampiamente inferiore al dato 2023 (poco più di 10 Mt) e anche ai dati del 2014 e 2020.
- A determinare questa evoluzione è stata la flessione delle esportazioni (-6%) e il contemporaneo forte aumento delle importazioni (+14%).
- In particolare, è notevole la caduta dell'export netto di gasolio, che si è dimezzato, passando da quasi 4 a meno di 2 milioni di tonnellate, a seguito della riduzione delle esportazioni e dell'aumento delle importazioni.
- In conseguenza di ciò il rapporto tra produzione e consumo di gasolio, storicamente ampiamente maggiore di 1, è divenuto appena superiore all'unità, minimo di lungo periodo.

Figura 4-8 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

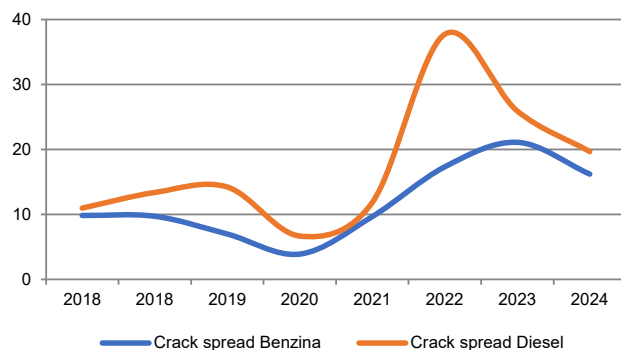
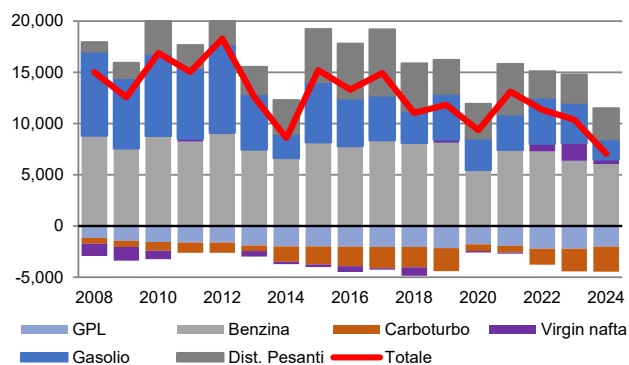


Figura 4-9 – Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)



4.2. Sistema del gas naturale

Prezzi gas in calo nel 2024, ma ancora più che doppi rispetto alle medie dello scorso decennio

- Dopo i massimi storici raggiunti nel 2022 e la netta contrazione del 2023, la tendenza discendente dei prezzi globali del gas è proseguita nel 2024, ma le quotazioni spot europee ed asiatiche restano ben al di sopra delle loro medie storiche (Figura 4-10), con in più una rinnovata tendenza rialzista nella seconda metà dell'anno, dovuta a una perdurante limitata produzione di GNL, a eventi meteorologici estremi e a tensioni geopolitiche.
- In Europa i prezzi del gas al TTF sono diminuiti del 16,5% rispetto al 2023, scendendo a una media annua di 34,6 €/MWh, comunque più che doppia rispetto a quella quinquennale 2016-2020 (15,6 €/MWh) e maggiore del 50% rispetto a quella di lungo periodo 2010-2020. La media annua è inoltre condizionata dal I trimestre, quando l'inverno mite e gli alti livelli di stoccaggio avevano ridotto i prezzi alla metà del corrispondente trimestre 2023: nei successivi nove mesi dell'anno i prezzi medi 2024 sono risultati identici ai livelli 2023 (circa 37 €/MWh). La volatilità si è attenuata rispetto ai massimi del 2022 e del 2023, pur rimanendo in media superiore di circa il 50% a quella decennale 2010-2019.
- I prezzi spot del GNL asiatico hanno seguito una traiettoria simile: le quotazioni JKM sono scese di circa il 17% rispetto al 2023 (a 37,8 €/MWh, quasi il doppio della media 2016-2020). Anche in questo caso la volatilità dei prezzi è rimasta elevata, quasi doppia rispetto al periodo 2010-2019, ma inferiore a quella europea (40% vs. 50%).
- Nella seconda parte dell'anno i mercati asiatici (JKM) hanno riguadagnato un certo premio sul TTF, per motivi inerenti i mercati europei, ovvero gli alti livelli delle scorte e la domanda contenuta. Ciò ha incentivato maggiori flussi di GNL verso i mercati asiatici (+9% nel 2024) e un crollo delle consegne in Europa (-18%).
- La correlazione tra TTF e Platts JKM è salita al massimo storico (0,95), mostrando la natura sempre più globalizzata del mercato (dove quote crescenti di GNL hanno destinazione flessibile), ma anche l'attenuazione dello schema competitivo tra le diverse aree importatrici che aveva caratterizzato il periodo post pandemico: lo spread TTF/JKM è sceso dai 4,7 €/MWh medi del 2023 a poco meno di 3 € nel I semestre 2024, un ritorno ai fisiologici valori pre-pandemici dopo la parentesi dei mercati europei fortemente a premio del 2022.
- Negli Stati Uniti i prezzi mensili all'Henry Hub sono diminuiti del 13,6% ad una media di poco inferiore ai 7 €/MWh rispetto agli 8€ del 2023. Anche in questo caso è un ritorno al passato poiché tali prezzi su base annua corrispondono ai minimi storici (con l'unica eccezione del 2020), per la combinazione di forte produzione interna e temperature invernali miti nel primo trimestre dell'anno.

Nuovo massimo storico per la domanda globale di gas

- La domanda globale di gas ha raggiunto un nuovo massimo storico nel 2024, destinato ad essere aggiornato al termine del 2025 grazie al traino dei mercati asiatici e dei settori industriali. Secondo dati preliminari il consumo globale di gas naturale è aumentato nell'anno del 2,8%, pari a 115 miliardi di m³, una crescita superiore a quella media 2010-2020 (2%). L'Asia-Pacifico ha rappresentato quasi il 45% dell'aumento 2024.
- La domanda globale di gas resta supportata dalla sua funzione sostitutiva di petrolio e derivati, in molte aree e settori: in Medio Oriente lo switch petrolio-gas nel settore energetico; in Cina nel trasporto pesante, a livello mondiale in ambito marittimo. Sembra inoltre emergere sempre più la

reattività della domanda di gas agli eventi meteorologici estremi e la sua funzione di back up per fronteggiare le fasi di insufficienza dell'apporto delle fonti rinnovabili.

- Lato offerta, nel 2024 l'offerta di GNL è aumentata solo del 2,5% (pari a 13 mld di m³), stesso ammontare dell'anno precedente, ancora ben al di sotto del tasso di crescita medio dell'8% registrato tra il 2016 e il 2020.
- Nel 2025 l'offerta di GNL è tuttavia prevista in accelerazione, al +5% (poco più di 25 mld m³), in linea con la progressiva entrata a regime dei primi tra i numerosi grandi progetti GNL avviati negli ultimi anni (in Usa e Qatar), in risposta alle strozzature della fase pandemica.

In Europa resta un potenziale deficit di offerta, con rischio di pressioni sui prezzi

Nonostante ciò, in caso di ulteriore calo delle forniture russe in Europa si può stimare un deficit nell'ordine di 15 mld m³, che sommato ai minori stoccaggi a fine inverno (vedi oltre) potrebbe porre le basi per un aumento della domanda nel corso dell'estate per ricostituire le scorte, con conseguenti maggiori importazioni. Si riproporrebbe in tal caso lo schema competitivo con l'area asiatica, con possibili pressioni sui prezzi, e in ultima analisi una retroazione sulla domanda europea del 2025, la cui crescita potrebbe tornare al di sotto del 2%.

Figura 4-10 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh) – medie mensili

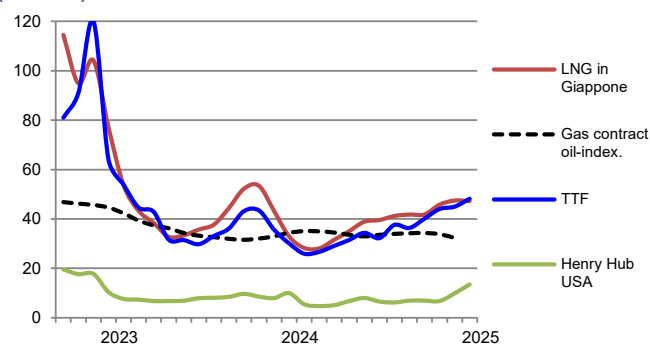
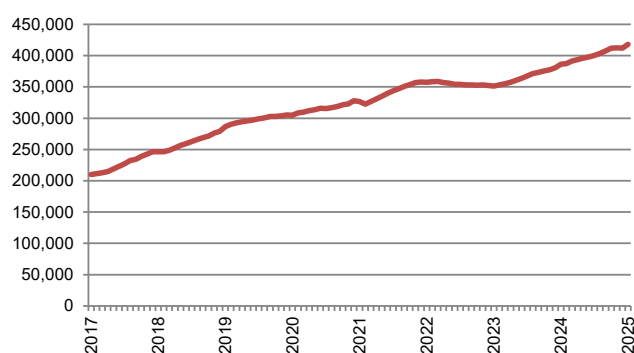


Figura 4-11 – Consumo interno di gas naturale in Cina (mln m³)



Domanda UE invariata rispetto al 2023, è ancora in linea con il target del -15%

- Dopo il drastico calo del 2022 (-14%) e quello marcato del 2023 (-7,5%), nel 2024 la domanda europea di gas si è stabilizzata appena al di sopra dei minimi trentennali dell'anno precedente (a 332 mld m³, +0,6%).
- Il dato complessivo racchiude andamenti contrapposti della generazione elettrica (-2 mld m³, -6,8%) e degli usi civili e industriali (+7 mld m³, +2,7%). L'andamento di lungo periodo della domanda della termoelettrica mostra un trend discendente – pur in presenza del ridimensionamento dei prezzi – che fa seguito alla rapida salita dai 60 mld m³ del 2015 a un plateau di circa 90 nel quadriennio 2019-2022.
- Evidentemente una condizione necessaria, sebbene forse non sufficiente, perché la domanda di gas torni ad essere elastica ai prezzi, è che questi ultimi tornino sui livelli delle medie di lungo periodo, che restano ancora molto inferiori ai livelli attuali.
- L'obiettivo di riduzione del consumo di gas (-15% rispetto alla media 2017-22, Regolamento Ue 2022/1369), e poi esteso ad aprile 2024 (Regolamento Ue 2023/706), risulta tuttora raggiunto e superato: nel 2024 i consumi di gas dell'UE sono stati inferiori del 17% rispetto alla media 2017-'22. Ciononostante sembra ancora valida la valutazione espressa nell'Analisi trimestrale n.1/2024, secondo cui la discesa dei prezzi dalle vette del 2022 non indica ancora una distensione dei mercati, se per tale si intende il ritorno all'eccesso di offerta registrato fino al 2021, quanto piuttosto una fase di equilibrio congiunturale, nella quale la crescita di domanda dell'area asiatica è stata compensata da una diminuzione dell'area europea (e dei mercati asiatici "maturi").
- Lato offerta, l'import via gasdotto (che nel precedente biennio era calato di 105 mld m³, -60 nel 2022 e -45 nel 2023), ha recuperato 36,4 mld m³ (risalendo a 176,4)..
- Di contro hanno accusato un drastico calo (-30 mld m³, a 127, -19,4%) le importazioni europee di GNL (...), dopo un intero biennio nel quale si erano mantenute invariate sui massimi storici intorno a 158 mld m³.

Negli ultimi due anni stoccaggi costantemente sui massimi storici, ma la stagione dei prelievi 2025 inizierà da livelli molto più ridotti di un anno prima

- La persistente debolezza della domanda indotta in parte dal ciclo economico, in parte dalle misure di contenimento varate in risposta al blocco delle forniture russe, in parte alla continua crescita della generazione elettrica da rinnovabili, ha mantenuto gli stoccaggi sui massimi storici, fino alla soglia tecnica della piena capacità – dunque oltre il target minimo del 90% fissato dall'UE - all'inizio della stagione dei prelievi, sia nel 2023 sia nel 2024. E anche la stagione delle immissioni 2024 era cominciata da un livello di riempimento degli stoccaggi elevatissimo, vicino al 60%.
- L'evoluzione dei consumi europei di gas tra novembre 2024 e febbraio 2025 ha però richiesto prelievi molto più consistenti rispetto agli ultimi due anni, per cui già a fine febbraio il tasso di riempimento degli stoccaggi europei era sceso al di sotto del 40% (Figura 4-15).

Figura 4-12 – Domanda di gas naturale nell'UE27 (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

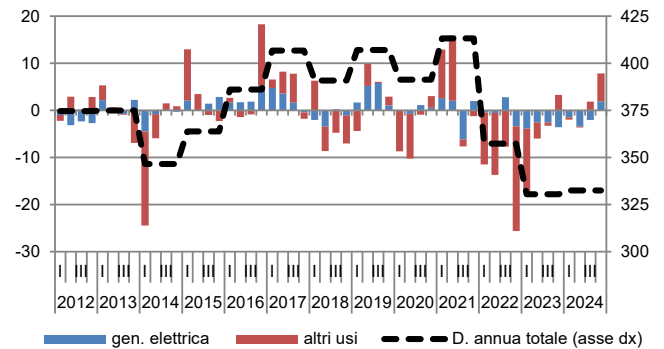


Figura 4-13 – Importazioni mensili di gas via gasdotto in Europa (mld di m³) – anni 2022, 2023, 2024 e media '17-'21

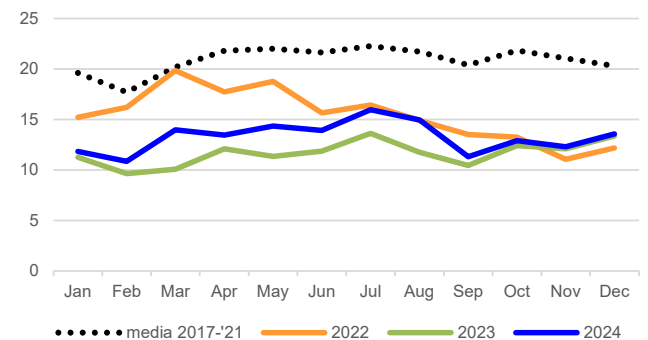


Figura 4-14 – Importazioni mensili di GNL in Europa (miliardi di m³)

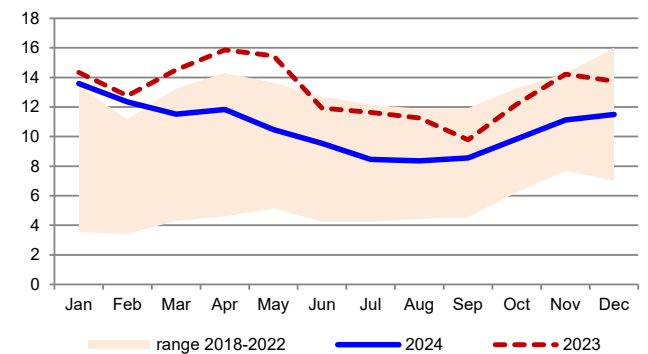
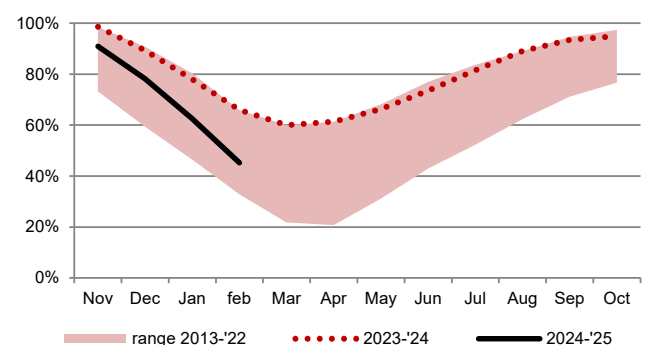


Figura 4-15 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



In Italia consumi di gas in leggera ripresa, -16% rispetto alla media 2017-2021

- In Italia nell'anno appena trascorso il consumo interno lordo di gas ha registrato una leggera ripresa: +500 mln m³, +0,8%. I consumi di gas del 2024 sono risultati comunque inferiori del 16% rispetto ai consumi medi del quinquennio 2017-2022, obiettivo dei Regolamenti UE varati per fronteggiare il crollo delle forniture russe.
- A livello settoriale, primo driver della ripresa dei consumi è stata la domanda delle reti di distribuzione, assimilabile al settore civile (residenziale e terziario), che è aumentata del 2,2% anno su anno, ma resta inferiore del 15,5% rispetto alla media 2011-2021. A determinare la ripresa è stato comunque il fattore climatico (vedi capitoli 1 e 2 di questo numero dell'Analisi trimestrale).
- Anche il settore industriale ha registrato un lieve recupero (+200 mln m³, +1,6% rispetto all'anno precedente), ma anche in questo caso resta tuttavia un pesante deficit sia rispetto al 2021 (-17,3%), prima della crisi dei prezzi del 2022, sia rispetto alla media decennale (-14,3%, quasi 2 mld m³ in meno in valori assoluti).
- Restano invece su una traiettoria discendente i consumi di gas della termoelettrica, sebbene nell'ultimo anno la discesa sia molto rallentata (-1,6% rispetto al 2023; -20% rispetto al 2021, -12% rispetto alla media decennale).
- Nel 2024 sono invece diminuite le immissioni di gas naturale nel sistema, fino a 61,5 mld m³, minimo degli ultimi 15 anni, valore che amplia la divergenza negativa rispetto alle previsioni dell'ultimo PNIEC (Figura 4-16).

Importazioni in calo. Scende il gas algerino ma resta prima fonte, leggera ripresa del gas russo

- Lato offerta (Figura 4-18), nel 2024 le importazioni sono diminuite di circa 1,9 mld m³ (-3,2%), mantenendosi sulla traiettoria discendente dell'ultimo biennio ed avvicinandosi al minimo degli ultimi 15 anni (i 55 mld m³ del 2014).
- Dopo i forti incrementi del quinquennio 2019-2023 – al netto della parentesi pandemica - culminati nei valori record del 2023 (16,3 mld m³), l'import di GNL registra la sua prima significativa inversione di tendenza (-10%), pur mantenendosi su livelli molto elevati (14,7 mld m³).
- In termini assoluti il calo maggiore riguarda il gas algerino, che diminuisce di quasi 2 mld m³ (dai 23 del 2023 ai 21 del 2024), riportandosi sui livelli del 2021, primo anno del suo exploit. Il gas russo, che nel 2023 era sceso ai minimi storici, vede un import più che raddoppiato (5,5 mld m³ vs. 2,5) pur restando su livelli circa cinque volte inferiori a quelli pre-bellici (28 mld). Diminuisce anche l'import dal Nord Europa (- 550 mln m³, pari a -8,6%), mentre il TAP risale ai massimi della sua ancor breve operatività (10,3 mld m³), soprattutto in termini di incidenza sul totale (16,7%), ormai terza fonte di approvvigionamento, con valenza strategica.
- Nel complesso si registra quindi una diminuzione contemporanea su tutti i principali canali di import, con l'unica eccezione della stabilità del TAP e la ripresa delle forniture russe.
- I dati sulle immissioni medie giornaliere (Figura 4-19) evidenziano le leggere ed uniformi diminuzioni di tutte le principali fonti: quelle algerine (57,6 mln m³ al giorno, - 8,7%) che però rimangono circa il 30% oltre le medie decennali; quelle nordeuropee (16 mln m³, circa -10%, poco sotto la media decennale), ed il GNL (40 mln m³, anch'esso circa -10% ma ancora quasi al doppio della media). Il TAP si mantiene stabile intorno a 28 mln m³.

Figura 4-16 - Domanda di gas in Italia (mln Sm³)

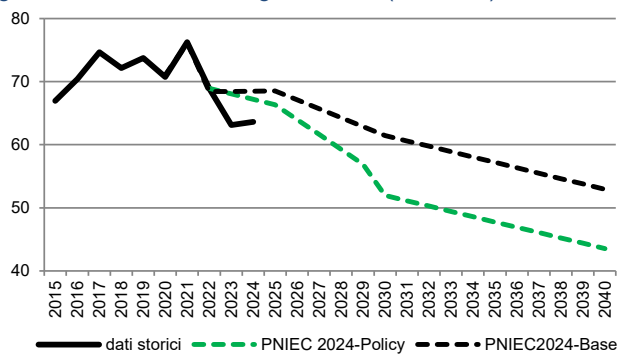


Figura 4-17 - Domanda annua di gas naturale per settore in Italia – Ultimi tre anni e media 2011-2021 (mld m³)

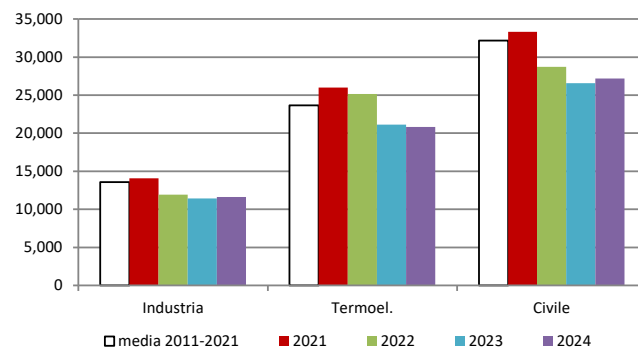


Figura 4-18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (mln m³)

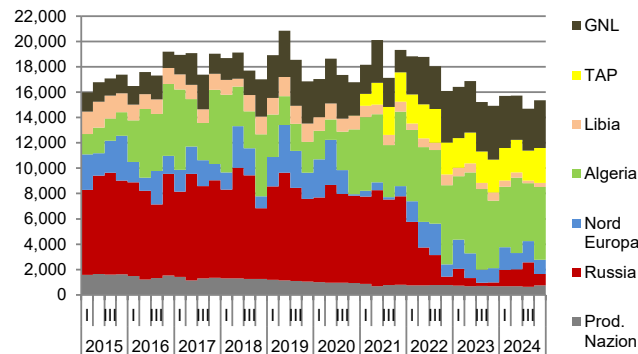
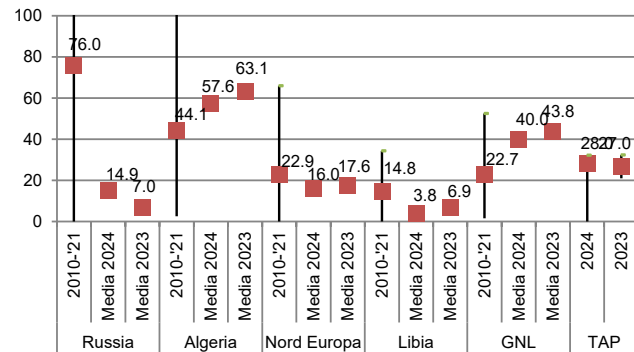


Figura 4-19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2021 e valori medi del 2023 e 2024 (mln m³)



4.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in ripresa, più marcata nei mesi estivi

- Nel 2024 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 312,3 TWh, in aumento del 2,2% sul 2023, ma ancora al di sotto dei 320 TWh medi del triennio pre-pandemia (-6% circa), e molto lontani dai massimi storici raggiunti alla fine del primo decennio del secolo, prima che la crisi del 2009 incidesse pesantemente sui consumi elettrici. Per la gran parte dei mesi dell'anno i valori mensili si sono collocati su livelli di poco superiori ai minimi di lungo periodo
- Su base trimestrale la crescita sul 2023 si è mantenuta tra il +1% e il +2%, con l'eccezione del III trimestre, quando ha superato il +4% (+8,6% ad agosto). A partire da settembre la crescita si è poi pressoché azzerata, con l'eccezione di dicembre (+2,9%), grazie però a due giornate lavorative in più e a temperature inferiori alla media (-1,6°C).

Potenza di punta vicina ai massimi di lungo periodo nei mesi estivi, vicina ai minimi nel resto dell'anno

- L'evoluzione della potenza di punta mensile ha seguito il normale andamento stagionale, e anch'essa per la gran parte dell'anno si è collocata su livelli di poco superiori ai minimi di lungo periodo.
- Fanno però eccezione i mesi estivi (da luglio a settembre), quando i picchi hanno raggiunto valori vicini ai massimi storici (57,9 GW a luglio, 55,8 ad agosto, 52,1 a settembre). Rispetto al 2023 la punta mensile è stata maggiore di 6,4 GW ad agosto (+13%) e di 3,2 GW a settembre, ma inferiore di quasi 1 GW a luglio.
- Nel IV trimestre le punte mensili sono tornate ad avvicinarsi ai minimi di lungo periodo, nonostante le temperature più rigide dell'anno precedente. La punta di 51,6 GW registrata a dicembre è inferiore di 1 GW rispetto alla media di lungo periodo.

Quota della termoelettrica al minimo storico, massimo storico per la produzione da rinnovabili

- Nel 2024 la quota di produzione termoelettrica sulla domanda ha toccato un nuovo minimo di lunghissimo periodo, fermandosi al 47%, ben 4 punti percentuali in meno del minimo precedente del 2023. Il calo si è concentrato nel I semestre (-17% rispetto al 2023), compensata dalla crescita di idroelettrico, eolico, solare e importazioni. La produzione termoelettrica si è poi stabilizzata nel III trimestre ed è tornata a crescere nel IV (+9% rispetto allo stesso periodo del 2023), tornando a superare il 50% della richiesta, per compensare il calo della produzione idroelettrica ed eolica (-2% la produzione da FER).
- Grazie al nuovo forte aumento della produzione idroelettrica (+30%, dopo il +42% del 2023, con una quota del 17% della domanda totale, secondo valore massimo degli ultimi quindici anni) nel 2024 la produzione da FER ha raggiunto un nuovo massimo storico, pari a 128 TWh (+13,4% sul 2023), arrivando a coprire il 41% della domanda, 4 punti percentuali più del 2023, ma ancora 6 punti al di sotto dell'obiettivo fissato nel PNIEC per il 2025.
- Anche la produzione da fonti rinnovabili variabili (solare ed eolico) ha raggiunto un nuovo massimo pari a 58 TWh (+8,4%), con una quota del 19% della domanda, un punto percentuale in più del precedente massimo del 2023, ma ancora ben al di sotto del fissato nel PNIEC per il 2025
- Le importazioni nette sono state pari a 51 TWh, sullo stesso livello del 2023 (-0,5%), restando dunque sui massimi di lunghissimo periodo.

Figura 4-20 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

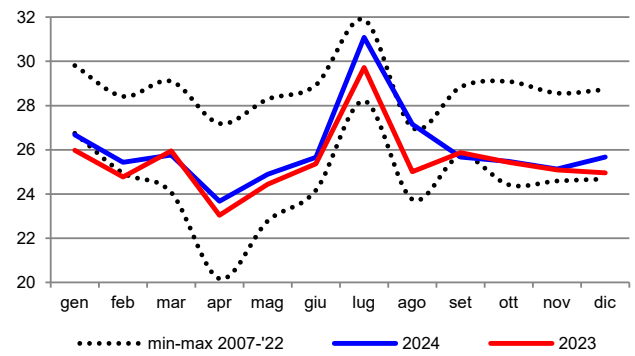


Figura 4-21 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

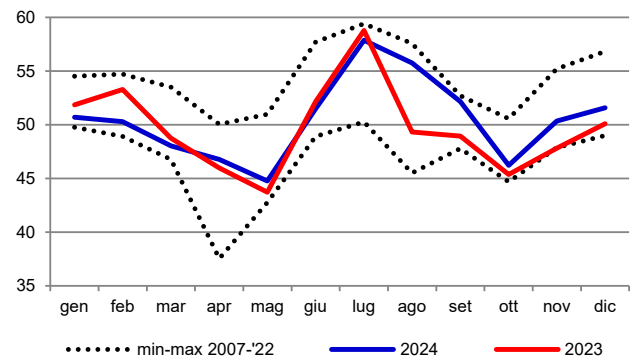


Figura 4-22 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)

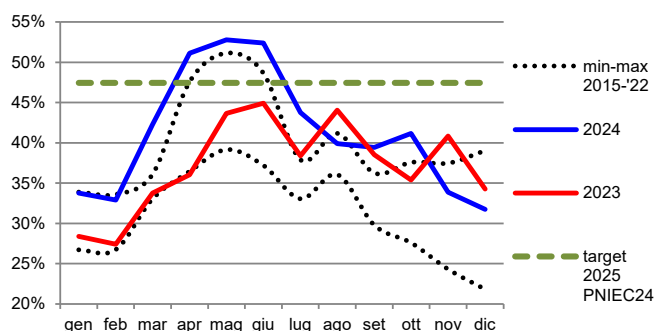
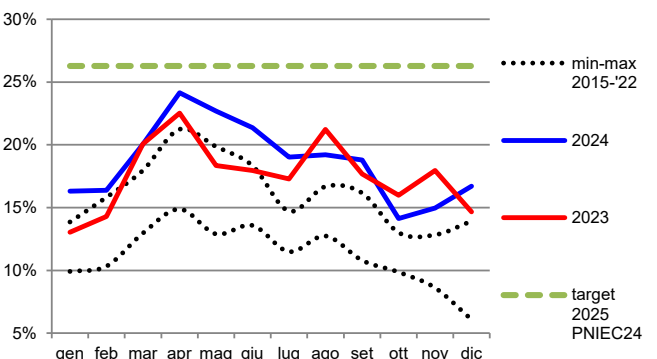


Figura 4-23 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)



Nuovi massimi storici di penetrazione oraria delle rinnovabili nel 2024

- Nel 2024, le fonti rinnovabili hanno raggiunto nuovi massimi di copertura oraria della domanda elettrica: nell'1% delle ore di massima penetrazione delle FER queste hanno coperto almeno l'88% della domanda, in netto progresso rispetto al 76% del 2023, massimo precedente.
- Nel II trimestre dell'anno la domanda coperta da FER nell'1% delle ore di massima penetrazione si è avvicinata al 100%.
- Anche le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) hanno raggiunto nuovi massimi di copertura oraria della domanda, arrivando a rappresentare, nell'1% delle ore di loro massima penetrazione, i 2/3 della domanda (e i 3/4 nel II trimestre), contro il 61% del 2023, massimo precedente.

Nuovi massimi delle variazioni orarie della produzione intermittente

- Nel 2024 si è registrato un nuovo massimo nelle variazioni orarie della produzione intermittente su base oraria (Figura 4-25): la massima variazione oraria in aumento è stimata superiore al 20% della domanda, la massima variazione in diminuzione superiore al 19%. E anche la deviazione standard di queste variazioni (al 5%) risulta la più alta della serie storica.
- Con l'aumento della produzione fotovoltaica nelle ore diurne si è accentuato ancora il divario tra il minimo della domanda residua nelle ore centrali e il picco serale, non solo nei giorni festivi (quando la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve"), ma anche nella media su base annua. Per i giorni festivi nel 2024 si stima una nuova riduzione sia del valore minimo medio della domanda residua da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata (circa 14 GW, contro i 15 GW del 2023), sia valori massimi serali medi (29 GW, contro i poco più di 28 GW dell'anno precedente). Risulta dunque ancora in aumento la risalita pomeridiana media della domanda residua, arrivata a quasi 15 GW (contro i poco più di 13 GW del 2023 e gli 11 GW del 2021 (Figura 4-26).

Adeguatezza del sistema elettrico leggermente migliorata nell'ultimo biennio, ma restano potenziali criticità

- Nel 2024 la leggera ripresa della domanda elettrica ha determinato una leggera riduzione del margine di adeguatezza del sistema elettrico rispetto al 2023. 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 a circa 5 GW, un valore pari a circa il 10% della domanda registrata in quell'ora, in leggero calo rispetto all'11% stimato per il 2023.
- Come osservato negli anni passati il margine di adeguatezza risulta più ridotto in particolare nei mesi estivi, quando anche nel 2024 la punta della domanda oraria è risultata vicina al massimo storico. Nell'1% delle ore del III trimestre con il margine più basso si stima che questo sia stato pari a circa il 7% della domanda, in particolare in corrispondenza di valori ridotti della generazione eolica e/o idroelettrica, e di importazioni nette su livelli contenuti.
- L'ultimo biennio ha comunque visto un leggero miglioramento sul fronte dell'adeguatezza del sistema, grazie all'entrata in funzione di nuova generazione termoelettrica dopo molti anni (Figura 4-27).

Figura 4-24 – Massima quota oraria della produzione da fonti rinnovabili intermittenti (in % del carico) – valore corrispondente al 99° percentile

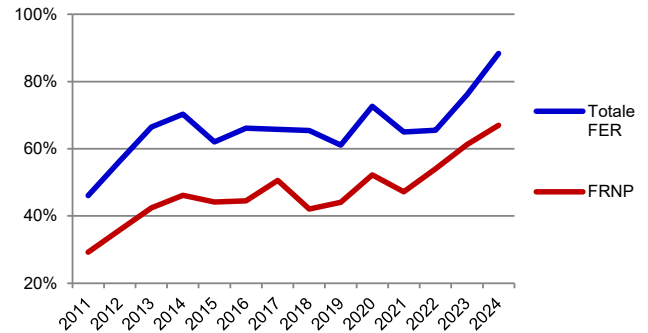


Figura 4-25 – Massime variazioni orarie (in aumento e in diminuzione), e deviazione standard, della produzione intermittente (in % del carico totale)

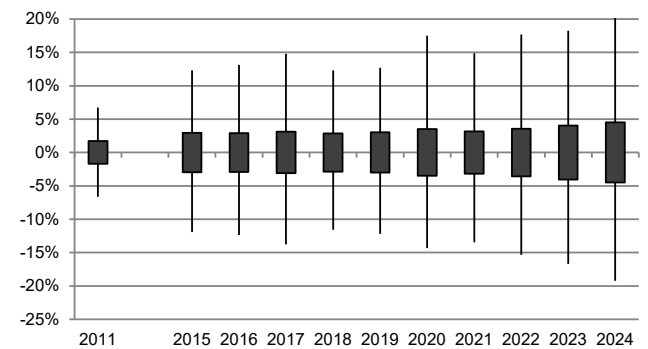


Figura 4-26 – Curva oraria della domanda residua media – giorni festivi

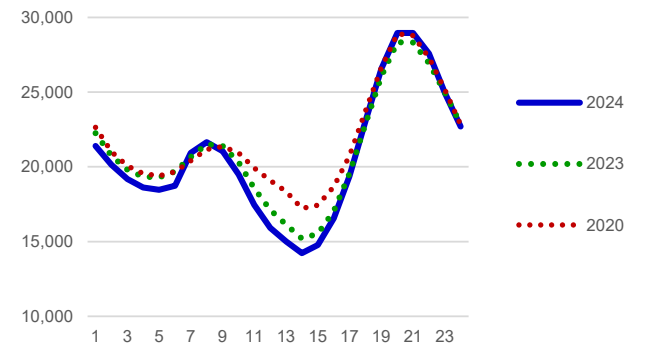
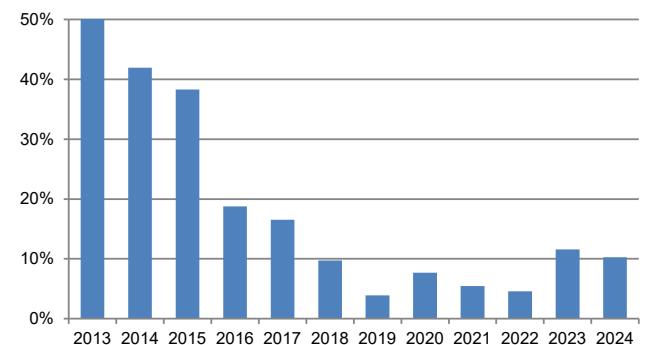


Figura 4-27 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 99° percentile)



Nota: margine di capacità "effettivo", cioè capacità disponibile (calcolato ipotizzando disponibilità nulla delle FER) in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) nel 99° delle ore di ogni periodo (99° percentile).

5. Prezzi dell'energia e competitività italiana

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

Prezzo dell'elettricità in calo su base annua, ma a fine anno di nuovo sui livelli 2023

- Nel quarto trimestre 2024 il PUN è cresciuto ulteriormente rispetto al trimestre precedente, passando da 119 a 127 €/MWh. Il balzo si è avuto in particolare nel mese di novembre (+12% rispetto al mese precedente), ed è proseguito nell'ultimo mese dell'anno.
- La media annuale del PUN è pari a 108 €/MWh, in calo del 15% rispetto al 2023, tuttavia la dinamica di crescita del prezzo nel 2024 ha riportato il valore medio dell'ultimo trimestre al livello della media annuale del 2023 (Figura 5-1).
- Le dinamiche del PUN e del costo marginale della generazione termoelettrica - determinato dal costo variabile del ciclo combinato a gas naturale – sono rimaste fondamentalmente parallele anche nel 2024, ma è interessante che le due curve sembrano presentare una leggera divaricazione a partire dalla metà del 2024. A conferma di ciò, la correlazione tra le due serie limitatamente ai dodici mesi del 2024 sia pari 0,94, valore significativamente inferiore al valore di 0,99 che si registra se la correlazione è calcolata su un arco temporale più lungo.
- 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 2024 il gas sia risultato marginale nell'intorno del 60% in tutte le zone di mercato (Figura 5-2). In particolare, la percentuale si assesta al 61% nella zona Nord (rilevante per concentrazione della domanda di energia) e al 63% nella Sud (rilevante per concentrazione di impianti FER). Questo conferma la forte influenza della commodity gas nella formazione del prezzo dell'energia elettrica, con le centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT) che hanno fissato il prezzo dell'energia elettrica per più della metà delle ore annue anche nelle zone caratterizzate da una forte presenza di rinnovabili. La marginalità di queste ultime supera il punto percentuale solo nelle zone di mercato meridionali e insulari (4% in Sardegna), al netto dell'idroelettrico che fissa il prezzo in circa il 15% delle ore nelle varie zone (18% nella Nord).

Prezzo sulla Borsa italiana diminuito meno che sulle altre Borse europee. Prezzo medio 2024 ancora più che doppio rispetto alla media pre-2022

- Analizzando il prezzo dell'elettricità nelle principali Borse elettriche europee (Figura 5-3), nella media annua l'Italia è il Paese dove il prezzo di Borsa si è ridotto meno rispetto al 2023 (-15%); Germania (-18%), Spagna (-28%) e Francia (-40%) hanno infatti fatto tutte registrare cali maggiori.
- Su questo dato hanno pesato in particolare i primi nove mesi dell'anno, perché nell'ultimo trimestre la minore crescita del PUN rispetto ai prezzi sulle altre Borse ha un po' assottigliato il differenziale: l'ultimo trimestre 2024 ha infatti visto una crescita del prezzo medio molto contenuta in Italia (+3% sul IV trimestre 2023), più marcata in Germania (+25%), Francia (+8%), Spagna (+25%).
- Rispetto ai prezzi medi del quinquennio precedente alla crisi dei prezzi del 2022, il prezzo medio di Borsa è stato nel 2024 maggiore del 110% in Italia, del 114% in Germania, del 32% in Spagna, del 39% in Francia.

Figura 5-1 - Prezzo Unico Nazionale e costo variabile del ciclo combinato - medie mensili (€/MWh)

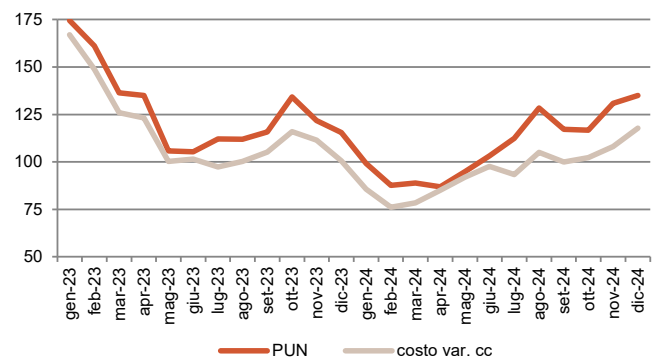


Figura 5-2 - Indice di tecnologia marginale per le varie zone (percentuale) nel 2024

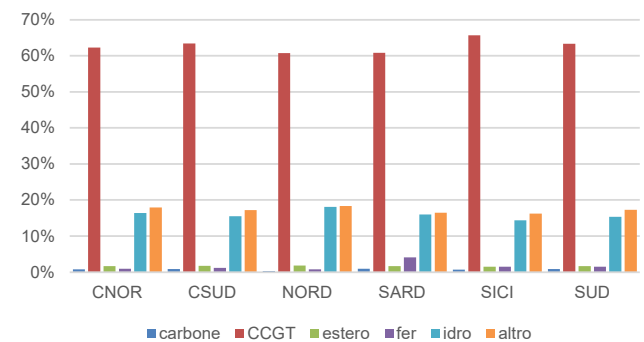


Figura 5-3 - Prezzo dell'elettricità sulle principali borse elettriche europee

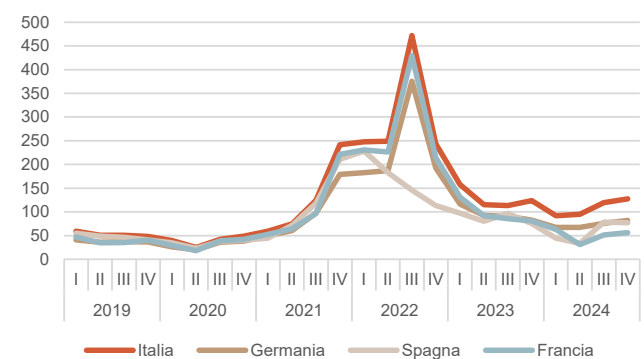
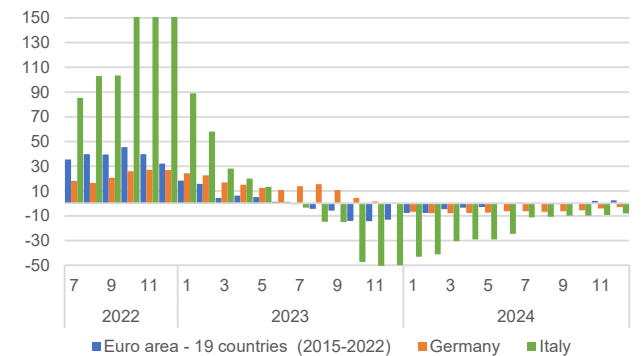


Figura 5-4 - Harmonized Index of Consumer Prices - Elettricità (variazione % sullo stesso mese dell'anno precedente)



Indici Eurostat dei prezzi al consumo italiani in calo maggiore che nella media Eurozona

- Lato utenti finali, la dinamica mensile dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) nel corso dell'ultimo anno indica che in Italia l'indice del prezzo dell'elettricità ha visto una contrazione decisamente più marcata rispetto alla Germania e alla media dei paesi dell'Eurozona. D'altra parte, gli aumenti del prezzo erano stati in Italia molto maggiori nella fase più acuta della crisi dei prezzi del 2022 (Figura 5-4).
- In mancanza dei dati Eurostat aggiornati al II semestre 2024, il prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici (fascia di consumo di riferimento, associabile a un'impresa medio-piccola) è stato stimato sulla base della dinamica dell'HICP (Figura 5-5), secondo cui la contrazione del prezzo italiano è stata maggiore di quella registrata a livello di media UE27. Ne consegue una stima del prezzo pagato dalle imprese italiane che torna ad avvicinarsi ai valori medi dell'Eurozona, dopo la fase di estrema divaricazione che ha toccato il massimo nel 2022: il premio del prezzo italiano è stimato intorno al 10%, a fronte del 15% del 2023.

Sul mercato tutelato prezzo dell'elettricità in calo tendenziale a fine anno

- 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 di quest'anno è andato progressivamente a riguardare i soli clienti in regime di vulnerabilità.
- Il quarto trimestre 2024 ha registrato un nuovo rialzo dopo quello del trimestre precedente, il che ha riportato il prezzo finale allo stesso livello di inizio 2024 (Figura 5-6). Rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, la riduzione negli ultimi tre mesi del 2024 risulta apprezzabile (-11%), trainata dal calo della spesa per la materia energia (-23%).

I prezzi sul mercato libero restano ben maggiori di quelli sul tutelato

- Con la fine del regime di maggior tutela e il conseguente obbligo di passaggio al mercato libero, i dati relativi ai prezzi di quest'ultimo si sono diradati per via della pluralità di soggetti coinvolti. Tuttavia, il monitoraggio dell'ARERA consente di ricavare un indicatore di prezzo delle offerte presenti nel mercato libero e confrontarlo con il corrispettivo nel regime di maggior tutela (Figura 5-7 e Figura 5-8). Si evince come il prezzo nel mercato libero, sia con tariffa fissa che variabile, continua ad essere superiore a quello vigente nel regime di maggior tutela, che oggi è disponibile ai soli clienti in condizioni di vulnerabilità.

Figura 5-5 - Prezzo per i consumatori non domestici (€/kWh) - fascia di consumo IB (20-500 MWh, dati Eurostat e stima ENEA per il II semestre 2024)

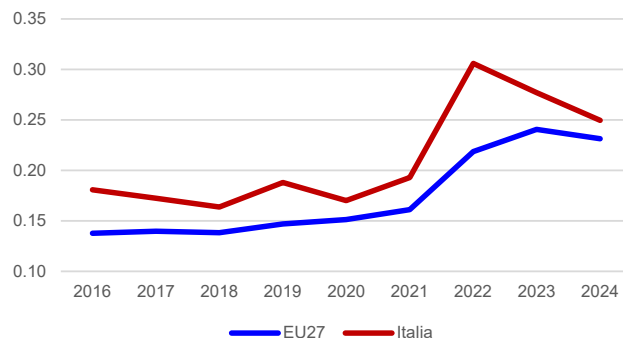


Figura 5-6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

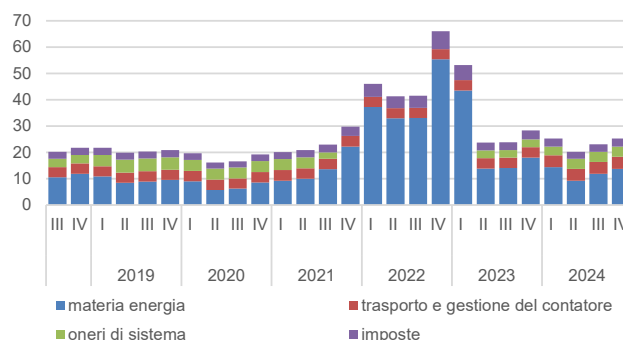


Figura 5-7 – Spesa per la fornitura di energia elettrica nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo variabile (€/kWh)

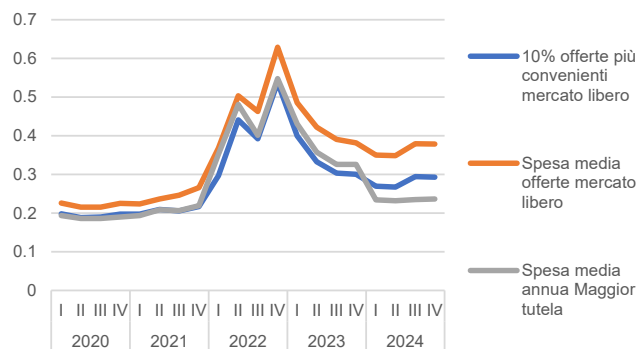
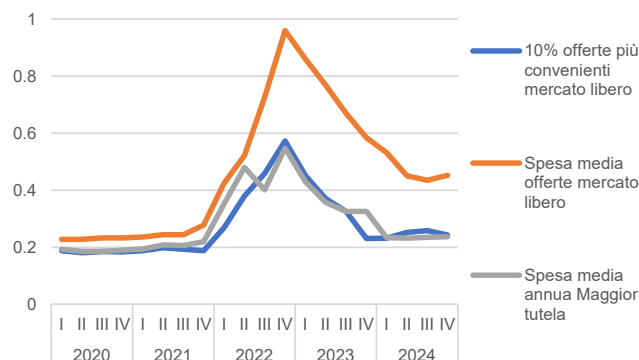


Figura 5-8 – Spesa per la fornitura di energia elettrica nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo fisso (€/kWh)



5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzo del gasolio in calo costante nel 2024

- Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del 2024 è stato pari a circa 1,72 €/litro, in calo rispetto all'1,79 € dell'anno precedente (-4,3%).
- Nel corso del 2024 si è registrata una riduzione continua del prezzo, che è passato da 1,78 €/litro medio del primo trimestre a 1,64 €/litro dell'ultimo trimestre 2024 (-8%). Rispetto al 2023, si conferma la contrazione del prezzo durante i mesi primaverili, ma nel 2024 la dinamica di riduzione prosegue per il resto dell'anno, a differenza del 2023 quando dove nel terzo trimestre si era registrato un rimbalzo del prezzo.
- 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, è poi seguito un trend di riduzione, seppur non uniforme. Il valore registrato a luglio 2024 (1,61 €/litro) rappresenta il minimo da tre anni a questa parte, tornando sui livelli di fine 2021.

Il prezzo del gasolio italiano resta maggiore che nelle principali altre economie UE, nonostante un prezzo industriale inferiore

- Nell'insieme del 2024 nel resto dei Paesi UE il prezzo medio del gasolio è stato pari a 1,6 €/litro, oltre 10 €cent in meno rispetto al prezzo italiano, che si conferma il più alto tra le principali economie europee.
- Nel 2024 il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,79 €/litro, in calo del 7% rispetto all'anno precedente. Anche in questo caso il 2024 è caratterizzato da una dinamica di decrescita del prezzo lungo i 12 mesi, passando da 0,84 €/litro del primo trimestre a 0,73 €/litro dell'ultimo (-13%). Il calo si è registrato soprattutto nel passaggio ai mesi estivi, laddove si è passati da un prezzo di 0,82 a 0,77 €/litro.
- Anche a livello UE il prezzo industriale nel corso del 2024 è diminuito, dell'8% rispetto all'anno precedente, attestandosi su 0,82 €/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 nel 2024. A seguire Germania e Francia, con la Spagna che invece registra un prezzo superiore alla media.

Figura 5-9 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

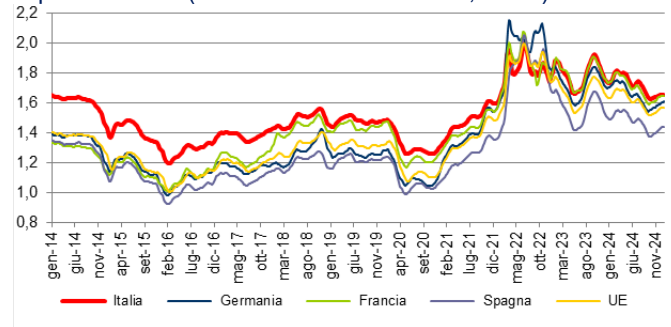
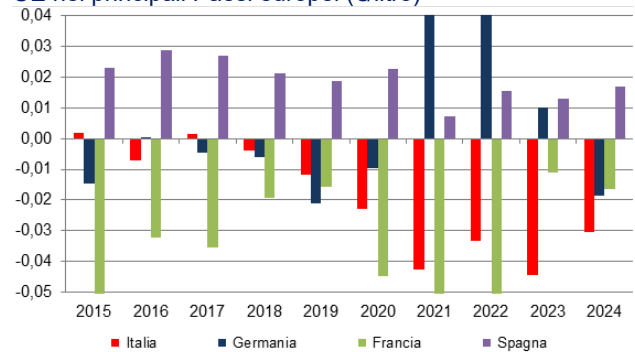


Figura 5-10 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)



5.3. Prezzi del gas naturale

Spread PSV-TTF di nuovo su livelli elevati

- In media d'anno lo spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e sul mercato olandese TTF, di riferimento europeo, si è collocato sugli stessi elevati livelli del 2023, superiori a 2 €/MWh. Nella seconda metà dell'anno lo spread è inoltre tornato a più riprese (su base mensile) a superare i 3 €/MWh, un valore non spiegabile con i costi di trasporto tra i due hub.
- Sebbene nella media trimestrale il dato del IV trimestre sia tornato a 2 €/MWh, si tratta comunque di un valore più che doppio rispetto al corrispondente periodo del 2023, quando lo spread si era contratto al di sotto di 1 €/MWh.

Indici Eurostat dei prezzi al consumo italiani in calo maggiore che nella media Eurozona

- Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, anche in questo caso mancando l'ultimo aggiornamento Eurostat si è proceduto ad una stima sulla base dei valori dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo, (la cui dinamica è riportata in Figura 5-13).
- Secondo i dati HICP la contrazione del prezzo italiano è stata maggiore di quella registrata a livello di media UE27. Ne deriva che nella media 2024 il prezzo medio italiano risulta inferiore alla media dei Paesi dell'UE (Figura 5-14).
- Sull'intero 2024 il prezzo medio riferito ai consumatori non domestici (fascia di consumo di riferimento I2, associabile a un'impresa medio-piccola), si assesta in Italia a circa 21 €/GJ, in calo del 18% rispetto al 2023.

Anche per il gas prezzi sul mercato libero maggiori di quelli sul tutelato

- Infine, per i clienti domestici sono disponibili anche per il gas delle elaborazioni su dati ARERA relativi al mercato libero a partire dal 2020. Distinguendo tra le offerte a prezzo fisso (Figura 5-15) e variabile (Figura 5-11), si nota in entrambi i casi una riduzione della spesa media per le offerte del mercato libero a partire dal 2023, nonostante questa si mantenga superiore alla spesa per il servizio di maggior tutela, in particolare per le tariffe a prezzo fisso.
- In valore assoluto, come prevedibile le tariffe a prezzo variabile nel mercato libero risultano più vantaggiose di quelle a prezzo fisso, con un differenziale medio di circa 10 €/smc nel 2024.

Figura 5-11 – Andamento della spesa per la fornitura di gas naturale nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo variabile (€/smc)

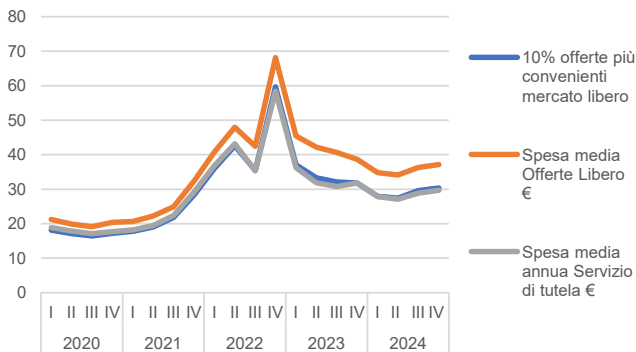


Figura 5-12 – Spread PSV/TTF (€/MWh, asse dx) e prezzo del gas sui due mercati (€/MWh, asse sx)

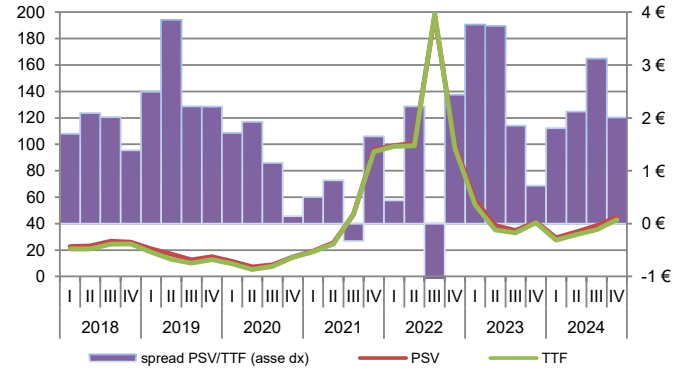


Figura 5-13 – HICP (Indice, 2015=100) percentuale delle principali economie dell'area euro (gas)

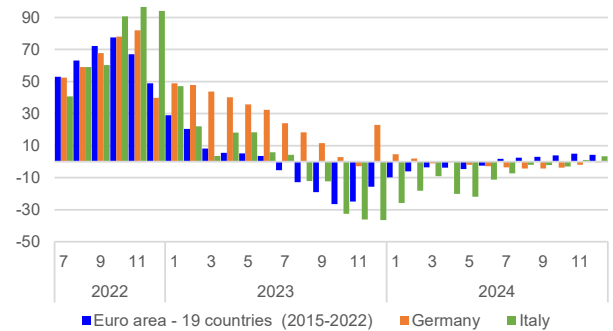


Figura 5-14 – Prezzo per i consumatori non domestici (€/GJ) - fascia di consumo I2 (1000-10000 GJ, dati Eurostat e stima ENEA per il II semestre 2024)

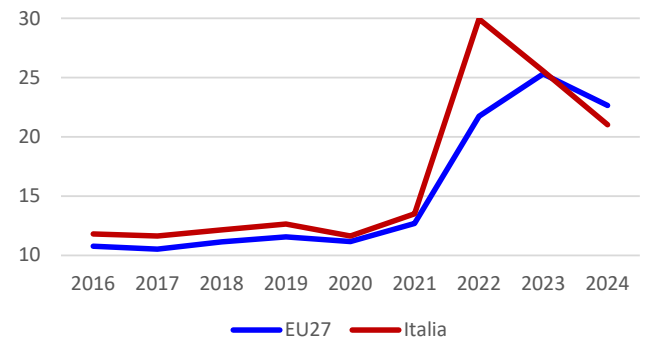
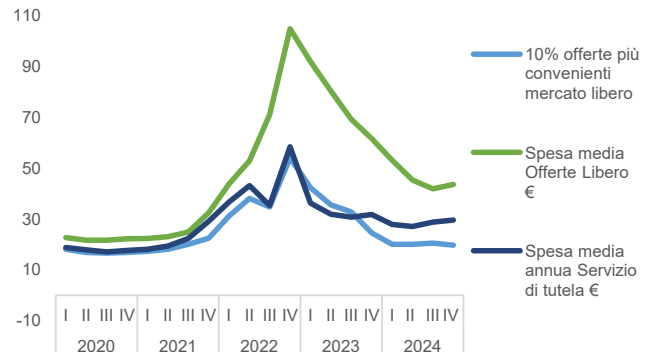


Figura 5-15 – Andamento della spesa per la fornitura di gas naturale nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo fisso (€/smc)



5.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon

Nel 2024 il deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low-carbon diminuisce del 14%, attestandosi su un valore di quasi 5,5 miliardi di euro e interrompendo la precedente tendenza alla flessione. Il valore dell'interscambio complessivo registra inoltre una significativa contrazione, in aperta controtendenza rispetto alla sostanziale stabilità riscontrata per il valore totale dell'intero commercio manifatturiero.

Nel 2024, valutato come anno mobile compreso tra dicembre 2023 e novembre 2024 in ragione dei dati più aggiornati disponibili al momento della redazione del presente testo, il passivo commerciale relativo al comparto delle tecnologie low-carbon presenta un significativo miglioramento, arrestando la tendenza al forte peggioramento registrata nell'ultimo quinquennio. Il deficit si attesta su un valore di 5 miliardi e 497 milioni di euro, diminuendo del 14% rispetto all'anno (mobile) precedente. Tale riduzione discende inoltre da una contrazione del 23% dell'interscambio complessivo, che contrasta con quella, pari a solo l'1%, rilevata per il commercio totale dell'intero comparto manifatturiero. In particolare, le esportazioni si portano su un valore di 3 miliardi e 906 milioni di euro, registrando una contrazione in termini percentuali superiore a quella delle importazioni (-28% contro-20%), che però diminuiscono di più in termini assoluti in ragione degli assai più elevati livelli di partenza, attestandosi su un valore 9 miliardi e 403 milioni di euro. Estremamente bassa risulta nondimeno l'incidenza sul totale dell'export manifatturiero raggiunta dalle esportazioni, che passa dallo 0,9% allo 0,65%, mentre la corrispondente quota relativa alle importazioni si

attesta sul 2%, riportando una riduzione di mezzo punto percentuale rispetto al 2023.

La riduzione del deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low-carbon sottende importanti modifiche del contributo all'interscambio complessivo da parte delle produzioni di maggior peso, con ampie variazioni dei valori di importazione riconducibili sia a fattori di domanda (collegati a mutamenti dell'attività produttiva interna) sia a effetti di prezzo.

La consistente riduzione della voce di importazione rilevata a livello aggregato è riconducibile alla forte contrazione dell'import registrata per gli accumulatori agli ioni di litio e per i pannelli fotovoltaici (rispettivamente del 39 e 45%), due tra i settori di maggior peso sulla domanda di importazioni del comparto delle tecnologie low-carbon, con una quota complessiva che nel 2023 è superiore al 50%.

Tale dinamica sembra però rispondere all'operare di fattori diversi nei due casi. In particolare, il crollo delle importazioni degli accumulatori agli ioni di litio si registra in corrispondenza del crollo ancora più forte delle esportazioni di autoveicoli BEV (-65%), verosimilmente collegato a una specifica crisi produttiva interna (che, alla luce del positivo andamento delle esportazioni, non sembra toccare i veicoli PHEV). È peraltro interessante osservare come il quasi dimezzamento del deficit rilevato per gli accumulatori agli ioni di litio (che passa da 3 miliardi a 1 miliardo e 779 milioni) risulti più che compensato dal forte balzo del passivo commerciale registrato per gli autoveicoli BEV, che da 407 milioni arriva a superare i 2 miliardi.

Tabella 5.1 - Commercio internazionale dell'Italia nel comparto delle tecnologie Low-Carbon nel biennio (mobile) 2023-2024

	Export 2023*	Import 2023*	Saldo 2023*	Saldo 2023*	Export 2024**	Import 2024**	Saldo 2024**	Saldo 2024**
Prodotti	(mln euro)	(mln euro)	(mln euro)	norm	(mln euro)	(mln euro)	(mln euro)	norm
Accumulatori a idruro di nichel-metallo	5.32	17.35	-12.02	-0.53	4.36	19.60	-15.24	-0.64
Accumulatori ioni di litio	223.45	3301.08	-3077.63	-0.87	235.32	2,014.65	-1,779.33	-0.79
Accumulatori nickel-cadmio	11.67	22.99	-11.32	-0.33	13.19	29.45	-16.26	-0.38
Accumulatori piombo acido	748.27	789.53	-41.26	-0.03	747.55	864.25	-116.70	-0.07
Altri accumulatori	15.27	27.96	-12.69	-0.29	13.70	28.63	-14.93	-0.35
Componentistica accumulatori	114.30	141.11	-26.81	-0.10	117.23	134.81	-17.57	-0.07
Totale Accumulatori	1118.28	4300.02	-3181.74	-0.59	1,131.36	3,091.39	-1,960.03	-0.46
Energy Management	82.02	277.29	-195.27	-0.54	64.38	202.45	-138.07	-0.52
Generatori eolici	2.77	76.87	-74.10	-0.93	5.74	106.01	-100.26	-0.90
Sistemi a torre	168.60	67.75	100.85	0.43	137.01	183.73	-46.72	-0.15
Totale Eolico	171.36	144.61	26.75	0.08	142.75	289.73	-146.98	-0.34
Turbine idrauliche a bassa potenza	4.96	1.36	3.60	0.57	4.09	1.11	2.98	0.57
Turbine idrauliche a media potenza	4.98	2.25	2.73	0.38	4.84	1.67	3.17	0.49
Turbine idrauliche ad alta potenza	9.64	0.00	9.64	1.00	3.30	5.68	-2.38	-0.27
Componentistica turbine idrauliche	47.96	18.84	29.12	0.44	82.92	10.29	72.63	0.78
Totale Turbine idrauliche	67.54	22.45	45.09	0.50	95.14	18.75	76.40	0.67
Elettrolisi	161.63	53.82	107.81	0.50	171.85	65.02	106.83	0.45
Reattori nucleari	0.04	0.03	0.01	0.10	0.08	0.00	0.08	0.99
Componentistica nucleare	0.18	0.73	-0.54	-0.60	5.84	4.18	1.66	0.17
Totale Nucleare	0.22	0.76	-0.54	-0.55	5.92	4.18	1.74	0.17
Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	3.54	27.41	-23.87	-0.77	2.48	34.34	-31.86	-0.87
Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	81.65	2114.96	-2033.32	-0.93	80.23	1,161.48	-1,081.25	-0.87
Totale fotovoltaico	85.19	2142.37	-2057.19	-0.92	82.71	1,195.82	-1,113.11	-0.87
Solare termico	227.07	79.82	147.25	0.48	140.99	48.14	92.85	0.49
Automobili BEV	2475.51	2882.01	-406.50	-0.08	847.05	2,911.88	-2,064.83	-0.55
Automobili PHEV	1043.32	1912.60	-869.28	-0.29	1,224.01	1,576.03	-352.01	-0.13
Totale Automobili elettriche	3518.83	4794.61	-1275.78	-0.15	2,071.06	4,487.91	-2,416.85	-0.37
Totale Low-Carbon	5432.14	11815.76	-6383.62	-0.37	3,906.16	9,403.38	-5,497.22	-0.41

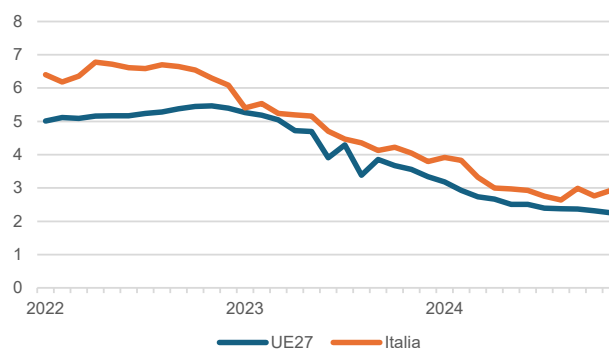
Fonte: elaborazioni su dati Eurostat Comext (aggiornamento del 17 febbraio 2025)

Sul versante del fotovoltaico il drastico calo del valore delle importazioni dei pannelli fotovoltaici risulta invece associato a fattori di prezzo/costo specifici del settore, come emerge con netta evidenza dalla flessione del 37% dei valori medi unitari delle importazioni, confermata in misura analoga (41%) anche dal dato relativo all'aggregato dei 27 paesi dell'UE (Figura 5-16). A fronte di esportazioni sostanzialmente stabili, il passivo commerciale relativo ai pannelli fotovoltaici registra un quasi dimezzamento, attestandosi su un valore di poco più di 1 miliardo, ammontare molto prossimo a quello riscontrato relativamente alla riduzione del deficit commerciale dell'intero comparto delle tecnologie low-carbon.

L'arresto del peggioramento del deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low carbon non traduce un miglioramento del quadro competitivo.

Il saldo commerciale normalizzato relativo all'intero comparto delle tecnologie low-carbon scende da -0,37 a -0,41, indicando un (sia pur lieve) aumento dello svantaggio competitivo. Il dato generale risente del forte peggioramento della despecializzazione commerciale rilevata per gli autoveicoli BEV, con un saldo normalizzato che passa da -0,08 a -0,55. Pur a fronte del forte miglioramento registrato dal passivo commerciale, assai elevata rimane altresì l'entità del saldo normalizzato nei casi degli accumulatori agli ioni di litio (-0,79) e dei pannelli fotovoltaici (-0,87). Nel settore delle energie rinnovabili continua, inoltre, a deteriorarsi la posizione commerciale dell'eolico, con l'emergere di un passivo commerciale per i sistemi a torre (componente di maggior peso nell'import-export del settore) che dà luogo a un saldo normalizzato pari a -0,15, determinando uno svantaggio competitivo per l'intero settore (con un saldo normalizzato che passa da 0,08 a -0,34). Saldamente positiva rimane infine la specializzazione relativa al solare termico, all'elettrolisi e alle turbine idrauliche, con effetti però trascurabili sulla competitività complessiva del comparto delle tecnologie low carbon, data la scarsa incidenza del corrispondente l'import - export su quest'ultimo.

Figura 5-16 - Andamento del valore medio unitario delle importazioni di celle fotovoltaiche assemblate in pannelli (rapporto tra import in valore e import in quantità espressa in quintali)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat Comext (aggiornamento del 17 febbraio 2025)

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
enea.it

Marzo 2025