



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2023



1/2024

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2023

n. 1/2024

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2023

n. 1/2024

2024 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, Andrea Colosimo, Daniela Palma, Alessandro Zini

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Colosimo, B. Baldissara
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara
- FOCUS : D. Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Scenario energetico: una valutazione dello 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	11
2.1. Consumi di energia primaria.....	11
2.2. Consumi finali di energia	13
3. Decarbonizzazione	15
4. Sicurezza del sistema energetico	18
4.1. Sistema petrolifero	18
4.2. Sistema del gas naturale.....	21
4.3. Sistema elettrico	26
5. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon	29
5.1. Prezzi dell'energia elettrica	29
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	30
5.3. Prezzi del gas naturale	31
FOCUS - Il rilancio della spesa pubblica in ricerca energetica nel post-pandemia e la posizione dell'Italia nel contesto europeo	32

Sintesi dei contenuti

Superata la crisi dei prezzi, ma gas ed elettricità ancora ben sopra le medie storiche. Consumi energia dell'Eurozona in calo di oltre il 3%, emissioni di CO₂ del 6%. Fattori chiave il clima mite e la produzione industriale ai minimi trentennali

- Nel 2023 le tensioni sui mercati dell'energia sono progressivamente rientrate. I prezzi del gas e dell'elettricità, sia all'ingrosso sia al dettaglio, hanno seguito un trend marcatamente ribassista (il gas -70% nel I semestre, -20% nel II, e cali simili ha avuto l'elettricità nelle borse elettriche europee). Fattori determinanti dell'inversione del trend sono stati, sul mercato del gas, la decisa contrazione della domanda (-10% sia nell'UE sia in Italia), sul mercato elettrico la debole domanda (-3% sia nell'UE sia in Italia) e la ripresa della produzione idroelettrica e nucleare.
- Nonostante i cali registrati nel 2023 i livelli assoluti dei prezzi gas ed elettricità sono comunque rimasti su livelli storicamente elevati, tali da continuare a esercitare una pressione al contenimento della domanda: nel IV trimestre 2023 il prezzo del gas al TTF e al PSV è stato di oltre 40 €/MWh, quasi due volte le medie di lungo periodo pre-crisi 2022, il PUN italiano è stato pari a 124 €/MWh, oltre due volte le medie pre-crisi.
- Fattori più importanti per il contenimento della domanda di energia del 2023 sono stati comunque il clima mite nei primi mesi dell'anno e la persistente fase di debolezza delle economie dell'area euro (crescita zero nella seconda metà dell'anno), penalizzate dalla loro esposizione elevata alla guerra in Ucraina (FMI, 2024), che ha frenato in particolare l'attività manifatturiera.
- Grazie alla contrazione dei consumi di gas (che da agosto 2022 a novembre 2023 si sono ridotti di oltre il 17% rispetto alla media dei cinque anni precedenti, oltre il target del 15% fissato dal regolamento UE del 5 agosto 2022) e in misura minore di elettricità, il consumo di energia primaria dell'Eurozona è stimato nel 2023 in calo del 3,5% circa, con un calo anche maggiore delle emissioni di CO₂ (-6% circa). La riduzione media annua necessaria per centrare l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 resta comunque di oltre il 6%, poco meno di quella media degli ultimi cinque anni.

In Italia energia primaria in calo di circa il 2,5%, per gran parte legato al calo della domanda di gas nel I trimestre. Nuova netta contrazione dell'intensità energetica ma in buona parte grazie all'inverno mite

- I consumi italiani di energia primaria del 2023 sono stimati pari a circa 157 Mtep¹, in riduzione del 2,5% rispetto al 2022, minimo dal 1987 (con l'eccezione del 2020), circa 10 Mtep in meno rispetto alla media degli ultimi 10 anni (-6%). Vista la concomitante, seppur modesta, crescita dell'economia (+0,7%), per il secondo anno consecutivo si è dunque ridotta in una misura significativa l'intensità energetica dell'economia (-3%).
- Diversamente dal 2022, quando da metà anno il calo della domanda di energia era stato maggiore di quello spiegabile con la dinamica dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima), nel 2023 questo virtuoso disaccoppiamento fra energia e driver sembra esserci stato solo nel I trimestre, quando la netta contrazione dei consumi di gas nel civile (-2 Mtep) è stata risultata maggiore di quella riconducibile con il clima più mite rispetto al 2022, presumibilmente per il persistere degli effetti dei prezzi del gas ancora elevati che hanno indotto cambiamenti comportamentali aiutando le misure di contenimento dei consumi.
- Il calo della domanda di energia nel 2023, complessivamente superiore a 3,5 Mtep, è in effetti maturato in parte prevalente già nel I trimestre, quando l'energia primaria è diminuita di quasi 3 Mtep (-6,5%, -4 Mtep il gas, +1 Mtep l'import elettrico). Nei mesi seguenti il calo dei consumi è divenuto progressivamente più contenuto, fino alla variazione positiva del IV trimestre (+2,5%), quando i consumi di gas sono tornati ad aumentare spinti dal dicembre leggermente meno mite rispetto al 2022.
- In termini di fonti il calo dei consumi di energia primaria è la risultante di contrazioni del gas naturale (-5,6 Mtep), carbone (-2,2 Mtep) e petrolio (-1 Mtep), compensate solo parzialmente dalla maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili (+3,3 Mtep) e da maggiori importazioni di elettricità (+1,8 Mtep), salite al massimo storico.

Nei settori di uso finale le contrazioni maggiori sono nel civile e nell'industria (-6%, dopo il -11% del 2022), dove la domanda di gas è ai minimi degli ultimi quindici anni. In aumento i consumi dei trasporti, tornati ai livelli 2019

- In termini di settori di uso finale (-3% la variazione complessiva anno su anno), la maggiore contrazione dei consumi energetici si registra nell'industria (-6%). In particolare, la domanda industriale di gas del 2023 è scesa al di sotto del minimo degli ultimi quindici anni. Se nel 2022 il calo della domanda era stato conseguenza di fuel switch (per i prezzi record) e tagli alla produzione dei settori gas intensive, nel 2023 si stima che siano stati questi ultimi la causa prima del calo della domanda. La produzione industriale dei settori energivori, in Italia come anche in Germania, è infatti ai minimi degli ultimi trent'anni, con l'unica eccezione del 2020, e nel caso di settori come la chimica, la carta e la metallurgia i livelli produttivi del 2023 sono stati inferiori anche a quelli del 2020. Secondo la IEA, la delocalizzazione dell'industria europea in altre regioni dove il costo del gas è più basso rimane un grande fattore di rischio, ed è plausibile che più della metà della domanda industriale di gas persa dal 2022 non sarà recuperata (IEA, Medium-term gas market report, 2023).
- Netto calo dei consumi anche nel settore civile (-5,5%), ma concentrato nel I trimestre per il citato calo dei consumi di gas per riscaldamento. Terzo aumento annuo consecutivo invece per i trasporti (+2%), i cui consumi energetici sono tornati al livello del 2019, spinti dall'aviazione, grazie alla ripresa del traffico passeggeri (+20%).

Netta flessione delle emissioni di CO₂ (-8%) grazie al riaggiustamento del mix di generazione elettrica dopo gli eventi del 2022

- La decisa flessione dei consumi di tutte e tre le fonti fossili ha determinato nel 2023 una significativa contrazione delle emissioni di CO₂ (da combustione) del sistema energetico, -8% rispetto al 2022 (ben 25 Mt in meno). Più di 3/4 del calo si è registrato nei

¹ La stima dei consumi di energia primaria risente della metodologia statistica utilizzata, e in particolare della convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili. La serie storica dei consumi di energia primaria è qui ricostruita utilizzando il cosiddetto "partial substitution method" (l'ammontare di energia che sarebbe necessaria per produrre la stessa quantità di elettricità con impianti termoelettrici convenzionali), metodo utilizzato per i bilanci energetici pubblicati fino al 2018 dal Ministero ambiente e sicurezza energetica. Con il metodo alternativo del "physical energy content" (N.B.: utilizzato per i bilanci Eurostat) l'equivalente in energia primaria dell'elettricità rinnovabile risulta minore, e anche la variazione negativa dell'energia primaria totale risulta leggermente minore.

settori ETS (il 70% nella sola generazione elettrica), le cui emissioni sono stimate in calo del 16%, il resto è riconducibile alla contrazione dei consumi di gas nel settore civile (rientrante nei settori non-ETS, le cui emissioni sono stimate in calo del 3%).

- Nel settore elettrico il mix di generazione è divenuto decisamente meno carbon intensive, perché l'aumento dell'intensità carbonica registrato nel 2022 si è confermato fenomeno temporaneo (come previsto un anno fa). A produrre questo esito è stata una combinazione di eventi, per gran parte anch'essi non strutturali e quindi non ripetibili: il rimbalzo della produzione idroelettrica dal minimo storico del 2022 (+10 TWh), il persistere di prezzi elevati del gas (-25 TWh la produzione da gas), la fine del programma di massimizzazione dell'utilizzo di carbone (-9 TWh) e olio combustibile, il massimo storico dell'import elettrico (+8 TWh), la buona performance di fotovoltaico ed eolico (+6 TWh, unico fattore strutturale, grazie alla crescita della capacità installata), giunti a coprire il 17,5% della domanda su base annua, nuovo massimo storico.
- Anche la contrazione di consumi ed emissioni negli altri settori, civile e industria, è riconducibile a fattori prevalentemente non strutturali, come l'inverno più mite rispetto all'anno precedente, le scelte di risparmio energetico che sembrano però legate alla fase di persistenza di alti prezzi dell'energia, la performance profondamente negativa dell'industria energivora.

Migliora l'indice della transizione energetica ISPRED (+25%) ma la transizione italiana resta difficile: la riduzione della CO₂ necessaria per il target 2030 resta vicina al 5% medio annuo, i prezzi dell'energia restano elevati e penalizzanti per l'industria

- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza energetica PRezzi Energia Decarbonizzazione) ha comunque registrato nel 2023 un miglioramento significativo (+25%) rispetto al 2022, quando era crollato al minimo della serie storica (dal 2008), penalizzato dall'aumento delle emissioni e dai prezzi record dell'energia, in qualche modo funzionale a salvaguardare la Sicurezza del sistema in un anno critico. Nel 2023 si è invece assistito al superamento della crisi dei prezzi e al riaggiustamento dei fattori che avevano sostenuto le emissioni di CO₂ pur in un contesto di consumi energetici in contrazione. Ne hanno beneficiato le componenti Decarbonizzazione e Prezzi dell'ISPRED.
- Lato Decarbonizzazione, il valore dell'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta pressoché doppio rispetto ad un anno prima, ma resta tuttora sul terzo valore più basso della serie. Nonostante la flessione delle emissioni, infatti, per raggiungere l'obiettivo di riduzione del 55% (rispetto al 1990) la riduzione media annua necessaria nei prossimi sette anni resta di poco inferiore al 5%, un tasso più che doppio sia dell'1,9% medio annuo registrato negli ultimi dieci anni sia di quello che era necessario nel 2019 per raggiungere l'obiettivo allora fissato nel PNIEC.
- Lato Prezzi dell'energia l'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta in miglioramento del 20%, ma anche in questo caso si tratta di una risalita dai minimi della serie storica raggiunti un anno fa. Per il consumatore domestico tipo nel 2023 il prezzo medio del gas è sceso del 27%, attestandosi a 93 c€/mc, quello dell'elettricità è sceso del 34%, attestandosi a 32,3 €/MWh. Rispetto alla media del quinquennio pre-2022 il prezzo del gas 2023 è però superiore del 24%, quello dell'elettricità del 60%. Per i consumatori non domestici, secondo stime preliminari ENEA il prezzo medio del gas è diminuito di un valore dell'ordine del 10%, quello dell'elettricità di un valore dell'ordine del 20%. Nel caso delle imprese il prezzo del gas 2023 resta più che doppio rispetto alla media del quinquennio pre-2022, quello dell'elettricità è invece superiore del 40% circa.
- Sul fronte positivo va segnalato che, secondo gli ultimi dati Eurostat disponibili per tutti i paesi UE, il premio del prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane, rispetto alla media UE, è sceso nel primo semestre 2023 al minimo della serie storica (+17% per la fascia di consumo 500-2000 MWh). Non è vero lo stesso per il prezzo del gas, ma in questo caso il premio del prezzo italiano sulla media UE è comunque più contenuto, inferiore al 10%.

In forte espansione la spesa pubblica globale in ricerca energetica nel triennio 2019-'22, concentrata sulle tecnologie "abilitanti". Ma stazionaria in Italia, dove aumenta su idrogeno e nucleare

- Questo numero dell'analisi trimestrale include un Focus che analizza l'accentuata espansione della spesa pubblica in ricerca energetica a livello globale nel periodo 2019-2022 a cavallo della pandemia (+25%), illustrando la progressiva diversificazione che è andata caratterizzando l'investimento nelle tecnologie low-carbon, con una crescita di rilevanza delle tecnologie "abilitanti". Si segnala il consolidamento della forte crescita della spesa in efficienza energetica (quasi un quarto della spesa pubblica totale in ricerca energetica) e un rallentamento della spesa relativa alle rinnovabili. E' invece quadruplicata la spesa nelle tecnologie dell'idrogeno, concentrata nell'area europea, che ora rappresenta il 13% della spesa pubblica globale in ricerca energetica (come le rinnovabili), e crescita significativa si registra anche per le tecnologie relative alla conversione, trasmissione e stoccaggio dell'energia, soprattutto negli Stati Uniti e in Giappone. In Europa si segnala il più che raddoppio della spesa pubblica in ricerca energetica in Francia, con una crescita molto maggiore di quella tedesca.
- Risulta invece assai ridotta (+0,6%) la crescita della spesa pubblica in ricerca energetica in Italia (fino al 2021, anno di più recente disponibilità dei dati), con aumenti circoscritti ai settori dell'idrogeno (+160% circa), del nucleare (+40% circa) e delle tecnologie di conversione, trasmissione e stoccaggio dell'energia (+16%), mentre particolarmente critico appare l'arretramento della spesa in ricerca nel settore dell'efficienza energetica (-12%).

1. Scenario energetico: stato della transizione europea e italiana

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo

Superata la crisi dei prezzi, ma gas ed elettricità ancora ben sopra le medie storiche. Consumi energia dell'Eurozona in calo di oltre il 3%, emissioni di CO₂ del 6%. Fattori chiave il clima mite e la produzione industriale dei settori energy intensive

- Nel 2023 le tensioni sui mercati dell'energia sono progressivamente rientrate. I prezzi del gas e dell'elettricità, sia all'ingrosso sia al dettaglio, hanno seguito un trend decisamente ribassista (il gas -70% nel I semestre, -20% nel II, e cali simili ha avuto l'elettricità nelle borse elettriche europee). Fattore chiave dell'inversione del trend è stato, sul mercato del gas, la decisa contrazione della domanda (-10% sia nell'UE sia in Italia): in soli due anni i consumi europei sono passati dal massimo storico del 2021 al livello più basso dal 1995, con un calo di 90 mld di m³. A questo fattore si sono aggiunti, sul mercato elettrico, la debole domanda (-3% sia nell'Eurozona sia in Italia) e la ripresa della produzione idroelettrica e nucleare.
- Nel breve/medio periodo la presumibile persistenza di questi fattori, in particolare il contesto macroeconomico che resta poco favorevole a una ripresa dei consumi di energia², induce a ritenere prevalente lo scenario di una tendenza laterale o ribassista dei prezzi di entrambe le commodity, che restano però su livelli storicamente elevati e tali da continuare a esercitare una pressione al contenimento della domanda: nel IV trimestre 2023 oltre 40 €/MWh il gas al TTF e al PSV, quasi due volte le medie di lungo periodo pre-crisi 2022, 124 €/MWh il PUN italiano, oltre due volte le medie pre-crisi.
- Altri fattori determinanti per il contenimento della domanda di energia sono stati il clima mite e la persistente fase di debolezza delle economie dell'area euro (crescita zero nella seconda metà dell'anno), penalizzate dalla loro esposizione elevata alla guerra in Ucraina (IMF, World Economic Outlook Update, January 2024), che ha frenato in particolare l'attività manifatturiera: in Germania e Italia la produzione industriale dei settori energivori è scesa al di sotto dei livelli 2020, che in alcuni casi sono anche i minimi degli ultimi trent'anni.
- Nell'intero 2023 il consumo di energia primaria dell'Eurozona è stimato in calo di circa il 3,5%, ma il calo si è concentrato nel primo semestre, grazie alla caduta dei consumi di gas (-12%, pari a -16 Mtep, Figura 1-1), perché nel secondo semestre il calo dei consumi è stato di circa l'1%, e ha riguardato prevalentemente il carbone (-25% in media d'anno, pari a -25 Mtep).

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

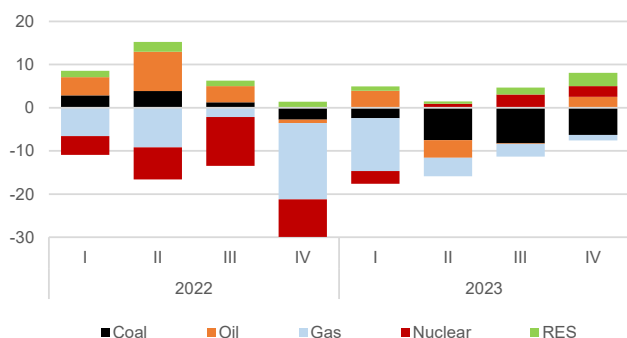


Figura 1-2 - Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – dati storici e traiettoria 2030 Fit for 55 (Mt)

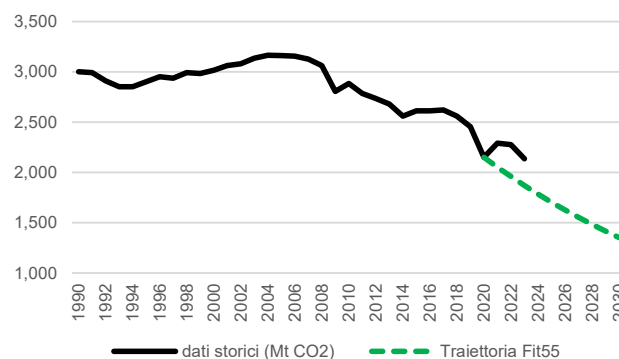


Figura 1-3 – Scostamento dei consumi mensili di gas rispetto alla media degli ultimi 5 anni, due periodi

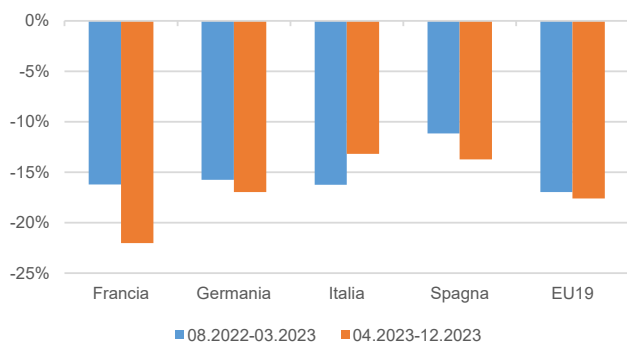
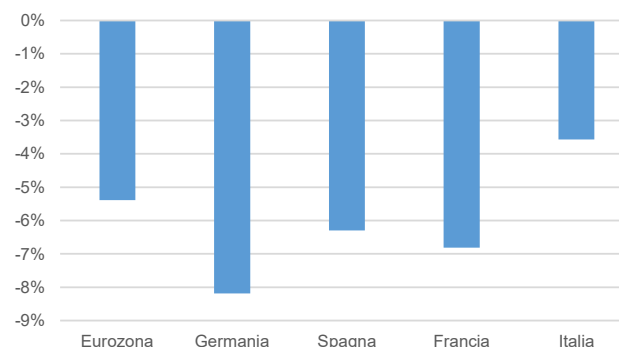


Figura 1-4 - Scostamento dei consumi mensili di elettricità rispetto alla media degli ultimi 5 anni da novembre 2022 a dicembre 2023



² Per il 2024 il Fondo Monetario Internazionale ha abbassato le sue previsioni dello 0,3% rispetto al suo precedente rapporto di ottobre e prevede che la crescita globale resti al di sotto della media degli ultimi venti anni, perché la crescita del commercio mondiale è attesa al 3,3%, molto al di sotto della media storica (+4,9%), frenata dalle "rising trade distortions and geoeconomic fragmentation". Lo scenario potrebbe inoltre anche risultare peggiore nel caso di nuove impennate dei prezzi delle materie prime dovute a shock geopolitici, che alimentano l'inflazione e portano a tassi elevati per un periodo più lungo del previsto.

- E' significativo che nel periodo agosto 2022 - dicembre 2023 i consumi di gas si siano ridotti di circa il 17% rispetto alla media dei cinque anni precedenti, dunque oltre il target volontario del 15% fissato dal regolamento UE di agosto 2022. Nel caso dell'elettricità, invece, la riduzione rispetto alla media 2017-2022 è stata del 5% circa, dunque meno del target volontario fissato nel regolamento UE 2022/1854 del 6 ottobre 2022.
- Grazie al calo dei consumi concentrato sul carbone e sul gas, per il 2023 si stima una riduzione significativa delle emissioni di CO₂ dell'Eurozona, del 6% circa. Nonostante ciò la riduzione media annua necessaria per centrare l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 resta comunque di oltre il 6%, un tasso quasi doppio di quello medio registrato negli ultimi cinque, quasi triplo di quello medio registrato negli ultimi dieci anni (Figura 1-2).

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici europei ed italiani

	2014-'19 (t.m.a.)	2020	2021	2022	2023
Eurozona					
PIL	+2,0%	-6,2%	+5,9%	+3,4%	+0,5%
Prod. industriale beni intermedi	+1,0%	-6,9%	+9,3%	-1,3%	-5,4%
Energia primaria (Primary Energy Consumption Eurostat)	+0,1%	-9,7%	+6%	-4,1% *	-3,4%
Emissioni CO ₂ (da fuel combustion)	-0,9%	-12,4%	+6,6% *	-0,6% *	-6,2%
Italia					
PIL	+1,0%	-9%	+8,3%	+3,9%	+0,7%
Prod. industriale beni intermedi	+0,3%	-11%	+15%	-2,4%	-5,4%
Indice driver consumi di energia	+0,8%	-9%	+10,5%	+1,6%	-1,8%
Consumo interno lordo energia primaria (metodologia MASE)	+0,5%	-9,2%	+8,3% *	-3,3%	-2,4%
Emissioni CO ₂ (da fuel combustion)	-0,6%	-11,3%	+8,9% *	+0,1%	-8%

Fonti: Eurostat, ISTAT e MASE per i dati 2014-2022, stime ENEA per i dati di energia 2023 e di emissioni 2022 e 2023

1.2. Tendenze del sistema energetico italiano

Anche in Italia l'inverno mite e la performance negativa dell'industria energy intensive spiegano buona parte del calo dei consumi di energia nel 2023 (-2,5%)

- In Italia, dopo il rimbalzo del 2021 (+8%) e la crescita ancora sostenuta del 2022 (+3,9%), ma già in deciso rallentamento a fine anno, la crescita del PIL è rimasta ancora positiva nel I trimestre ma è poi passata in territorio negativo nel II trimestre ed è rimasta debole nel II semestre, chiudendo l'anno con un aumento complessivo dello 0,7% (e crescita simile è attesa per il 2024, ISTAT, "Le prospettive dell'economia italiana 2023-24").
- Anche in Italia, come in Germania (l'altro principale paese manifatturiero europeo), ha pesato notevolmente la performance molto negativa della produzione industriale: nei primi 11 mesi dell'anno l'indice complessivo è risultato inferiore di quasi 3 pp rispetto al 2022, ma più decisa è stata la contrazione della produzione dei soli beni intermedi (-5%), e se si concentra l'attenzione sui quattro settori più energy intensive si registrano cali di oltre il 10% per i minerali non metalliferi, del 12% per la chimica di base, del 16% per la carta, cali che si sommano a quelli già pronunciati del 2022.
- Al debole quadro macroeconomico si è aggiunto il clima estremamente mite dei primi mesi del 2023 (secondo l'Organizzazione Meteorologica Mondiale il 2023 è stato l'anno più caldo mai registrato, con temperature medie globali di quasi 1,5 gradi più elevate rispetto all'era pre-industriale e oltre mezzo grado in più della media 1991-2020): in Italia nei primi tre mesi dell'anno le temperature sono risultate mediamente più elevate di oltre 1° rispetto allo stesso periodo 2022, favorendo in primis il calo della domanda di gas per riscaldamento. Nel complesso l'insieme di questi fattori ha prodotto un impulso negativo sui consumi di energia (sintetizzato nell'indice sintetico ENEA dei driver della domanda di energia³, Figura 1-5), in particolare nel I trimestre quando la modesta spinta positiva proveniente dalla crescita del PIL è stata più che compensata da quella negativa proveniente dal clima e dalla produzione industriale.

Figura 1-5 – Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione % trimestrale tendenziale)

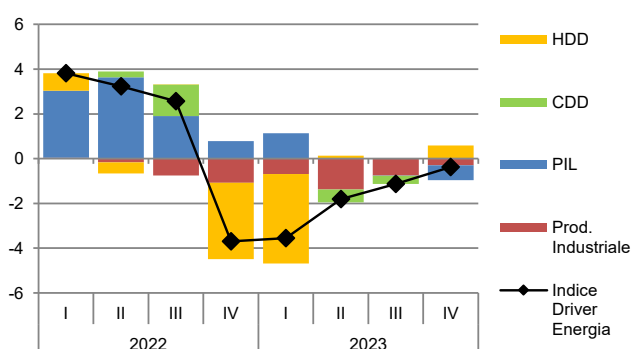
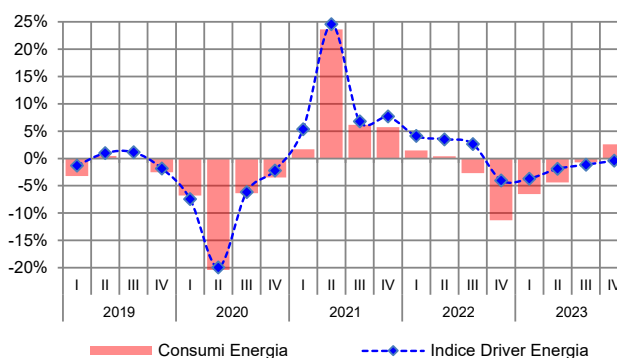


Figura 1-6 - Consumi di energia e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (var. su anno precedente, %)



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, gradi giorno riscaldamento e gradi giorno raffrescamento, 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.

Ruolo minoritario di elementi strutturali dietro al secondo calo consecutivo dell'intensità, una delle condizioni necessarie per una transizione efficace e virtuosa

- In effetti nel 2023 i consumi italiani di energia primaria sono stimati in calo di circa il 2,5%, valore molto vicino al -2% dell'indice dei driver. Ciò induce a considerare con cautela il comunque positivo nuovo calo dell'intensità energetica (-3%), prodotto della combinazione di calo dei consumi energetici e di crescita del PIL. L'analisi della dinamica parallela delle variazioni dei consumi energetici e dell'indice dei driver (Figura 1-6) fa infatti emergere che, diversamente da quanto osservato nel 2022, quando a partire da metà anno il calo della domanda di energia italiana era stato maggiore di quello riconducibile alla dinamica dei suoi principali driver, nel 2023 questo virtuoso disaccoppiamento fra energia e driver sembra evidente solo nel I trimestre, quando la netta contrazione dei consumi di gas nel settore civile (-2 Mtep) è risultata maggiore di quella spiegabile dal clima più mite rispetto a un anno prima, presumibilmente per il persistere degli effetti dei prezzi del gas ancora elevati (intorno ai 60 €/MWh), che hanno indotto cambiamenti comportamentali aiutando le misure di contenimento dei consumi.
- Una conferma di questa valutazione dall'analisi dello scostamento dei consumi di gas ed elettricità dal valore medio degli ultimi cinque anni: nel periodo agosto 2022 - novembre 2023 (oggetto del regolamento UE di agosto 2022) i consumi di gas in Italia si sono ridotti di oltre il 16% rispetto alla media dei cinque anni precedenti, a fronte di gradi giorno riscaldamento inferiori del 13%, mentre nel periodo aprile-dicembre 2023 (periodo di riferimento dell'estensione del regolamento 2022) il calo rispetto alla media dei cinque anni precedenti è stato del 15%, a fronte di gradi giorno riscaldamento inferiori del 19%. E' inoltre notevole come nel 2023 lo scostamento negativo dei consumi di gas ed elettricità italiani (rispetto alle medie del quinquennio precedente) sia risultato inferiore a quello registrato negli altri paesi europei (Figura 1-3, Figura 1-4).

1.3. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)⁴

Deciso miglioramento dell'ISPRED nel 2023 (+30%) ma rispetto al minimo della serie storica registrato nel 2022, guidato dal balzo della componente Decarbonizzazione. Progressi anche nei Prezzi dell'energia e nella Sicurezza

- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi Energia Decarbonizzazione) ha registrato nel 2023 una decisa ripresa (+33%, Figura 1-7) rispetto al minimo della serie storica raggiunto nel 2022. Nell'anno il valore medio dell'indice è pari a 0,37, dunque ancora ben al di sotto del valore soglia di 0,5 che indica uno stato della transizione equivalente a quello medio dell'orizzonte temporale, cioè dal 2010 ad oggi (N.B.: l'indice, che può variare tra 0 e 1, non esprime una valutazione *assoluta* sullo stato del sistema, ma una valutazione *relativa* rispetto allo stato del sistema nell'orizzonte temporale considerato).
- E' più positivo il dato dell'indice relativo all'ultimo trimestre dell'anno, che beneficia dei cinque miglioramenti consecutivi su base congiunturale e si colloca a 0,47, in aumento del 70% rispetto al IV trimestre 2022.
- Il miglioramento dell'ISPRED è dovuto al forte progresso registrato nella dimensione Decarbonizzazione (+90% l'indicatore specifico), accompagnato dai miglioramenti anche nelle dimensioni Prezzi dell'energia (+20% l'indicatore specifico) e Sicurezza energetica (+25%; Figura 1-8).
- Uno sguardo alla dinamica di lungo periodo dell'ISPRED sembra evidenziare un sostanziale lungo trend di peggioramento dal 2014 in poi, interrotto dal balzo in positivo del 2020, rivelatosi temporaneo e subito rientrato già nel 2021, e poi accentuato dalla caduta del 2022, parzialmente riassorbita nel 2023 grazie al superamento della crisi dei prezzi e al riaggiustamento del mix nel settore elettrico, dopo che nel 2022 prezzi record e ripresa del carbone avevano garantito la sicurezza a discapito delle dimensioni decarbonizzazione e prezzi.
- La dinamica delle diverse componenti dell'ISPRED (Figura 1-8) fa emergere alcune caratteristiche salienti dell'evoluzione del sistema energetico italiano nell'ultimo decennio: la sostanziale sovrapposizione fra l'andamento della dimensione Decarbonizzazione (linea verde) e quello dell'ISPRED (linea rossa di Figura 1-7) indica che la prima è stata il driver principale del lungo trend di peggioramento dell'ISPRED, mentre i prezzi dell'energia hanno presentato nel decennio un trend di miglioramento, grazie alla graduale, sebbene non completa riduzione del premio dei prezzi italiani su quelli medi europei. Trend di costante peggioramento nel decennio scorso ha riguardato la sicurezza del sistema elettrico (Figura 1-8, linea rossa tratteggiata), che negli ultimi due anni ha invece beneficiato del calo della domanda e degli interventi di Terna per la gestione del sistema (vedi oltre).
- Nonostante il rimbalzo, il valore medio dell'ISPRED nel 2023 resta comunque su livelli bassi, penalizzato in primo luogo dai bassi valori degli indicatori relativi alla decarbonizzazione, in secondo luogo da valori inferiori alla media di lungo periodo anche degli indicatori relativi ai Prezzi dell'energia e alla Sicurezza dei sistemi gas ed elettrico, a indicare una transizione che resta più lenta dell'auspicato e non è comunque in grado di conciliare questo insufficiente calo delle emissioni con prezzi dell'energia e sicurezza energetica tali da garantire la competitività del sistema economico.
- Il percorso di transizione energetica delineato dall'Unione Europea resta dunque estremamente complicato, perché il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni dovrebbe più che raddoppiare rispetto a quanto registrato nell'ultimo decennio, e la soluzione del cosiddetto trilemma energetico è resa più complessa dai prezzi dell'energia ancora su livelli storicamente elevati, che per un verso hanno avuto effetti già traumatici sulla competitività di alcuni comparti industriali, per un altro verso sembrano anche condizione necessaria per indurre quel disaccoppiamento tra domanda di energia e driver che nel 2023 è andato esaurendosi proprio in concomitanza con il calo dei prezzi.

⁴ L'ISPRED è un indice composito che utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle dimensioni del cosiddetto trilemma energetico.

Figura 1-7 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

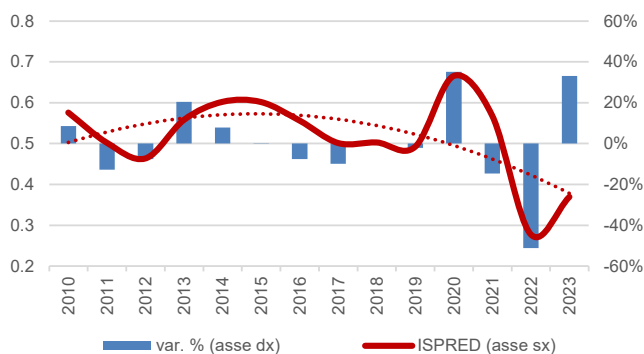
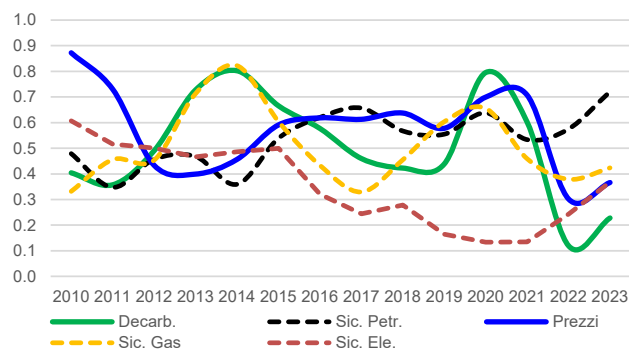


Figura 1-8 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Anche per l'Italia la traiettoria verso l'obiettivo di decarbonizzazione al 2030 resta lontana dal trend in atto. Solo la traiettoria dei settori ETS è in linea con i target e sembrano esserci all'opera elementi strutturali. Aumenta la quota FER sui consumi finali, ma per raggiungere i target di rinnovabili al 2030 sarebbe necessaria una crescita molto più marcata

- Lato Decarbonizzazione, il valore dell'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta pressoché doppio rispetto a un anno prima, ma resta tuttora sul terzo valore più basso della serie. Nonostante la flessione delle emissioni, infatti, per raggiungere l'obiettivo di riduzione del 55% (rispetto al 1990) la riduzione media annua necessaria nei prossimi sette anni resta di poco inferiore al 5%, un tasso più che doppio sia dell'1,9% medio annuo registrato negli ultimi dieci anni sia di quello che era necessario nel 2019 per raggiungere l'obiettivo allora fissato nel PNIEC.
- Inoltre il miglioramento del 2023 è legato per la gran parte al forte calo delle emissioni nel settore elettrico (-22%), per fenomeni prevalentemente congiunturali come il 'riaggiustamento' del mix delle fonti dopo le tensioni del 2022 sui mercati dell'energia: la risalita della produzione idroelettrica, la fine del programma di massimizzazione dell'utilizzo di carbone e olio combustibile, il record storico dell'import elettrico, tutti fattori non replicabili a oltranza (come il calo del carbone) o non auspicabili (come la crisi dei settori energivori). In ogni caso il trend in atto delle emissioni dei settori ETS è in linea con i target 2030: il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni è stato del 4,8% nell'ultimo quinquennio, del 3,5% negli ultimi dieci anni, mentre a fine 2023 il tasso di riduzione necessario per raggiungere il target 2030 è del 3,6% medio annuo.

Figura 1-9 - Emissioni di CO₂ in Italia – dati storici e traiettorie 2030 (Mt)

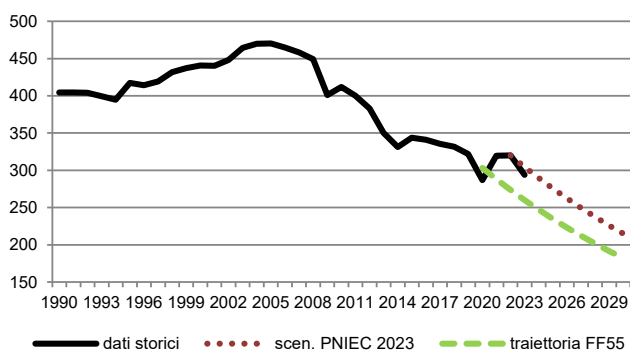
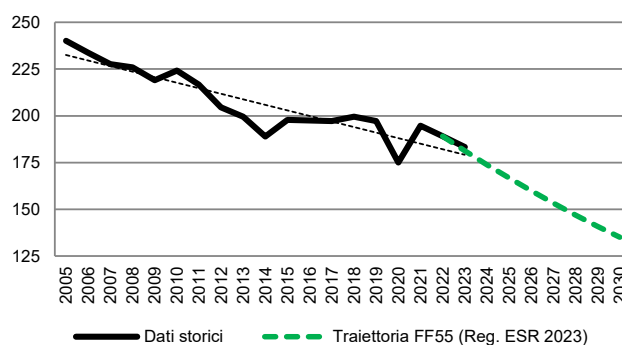


Figura 1-10 - Emissioni di CO₂ in Italia nei settori non-ETS - dati storici e traiettorie 2030 (Mt)



- Fattore positivo di carattere "strutturale" all'opera nel settore elettrico è il trend di fotovoltaico ed eolico, grazie all'accelerazione nella crescita della capacità installata negli ultimi due anni. Nonostante ciò anche la traiettoria di sviluppo delle rinnovabili resta lontana da quella coerente con il target 2030: la quota di FER sui consumi finali è stimata al 20% circa, in aumento dal 19% del 2022 (dato rivisto da Eurostat), ma la traiettoria verso il target del 40% al 2030 richiederebbe una crescita molto più marcata.
- Il raggiungimento dei target 2030 risulta invece particolarmente sfidante per i settori non-ETS (Figura 1-10), le cui emissioni di CO₂ si sono complessivamente ridotte nell'anno del 3% circa, concentrato però nel I trimestre, quando l'inverno mite ha favorito la riduzione dei consumi per riscaldamento. Nel resto dell'anno il calo è invece divenuto marginale, a indicare che, al netto del fattore clima, nel civile e nei trasporti non sono in atto dinamiche "virtuose".

Deciso ridimensionamento dei prezzi al dettaglio di gas ed elettricità, ancora ben al di sopra delle medie di lungo periodo

- Lato Prezzi dell'energia, l'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta in miglioramento del 20%, ma anche in questo caso si tratta di una risalita dai minimi della serie storica raggiunti un anno fa. Per il consumatore domestico tipo nel 2023 il prezzo medio del gas è sceso del 27%, attestandosi a 93 c€/mc, quello dell'elettricità è sceso del 34%, attestandosi a 32,3 €/MWh. Rispetto alla media del quinquennio pre-2022 il prezzo del gas 2023 resta però superiore del 24%, quello dell'elettricità del 60%.
- Per i consumatori non domestici, secondo stime preliminari ENEA il prezzo medio del gas è diminuito di un valore dell'ordine del 10%, quello dell'elettricità di un valore dell'ordine del 20%. Nel caso delle imprese il prezzo del gas 2023 resta più che doppio rispetto alla media del quinquennio pre-2022, quello dell'elettricità è invece superiore del 40% circa.

- Dato positivo dell'anno è la contrazione del premio dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane rispetto alla media UE. Secondo gli ultimi dati Eurostat disponibili per tutti i paesi UE, nel primo semestre 2023 questo premio è sceso al minimo della serie storica (+17% per la fascia di consumo 500-2000 MWh, [Figura 1-11](#)), dopo essere salito al massimo storico nel II semestre 2022.
- Nel caso del prezzo del gas, il premio pagato dalle imprese italiane rispetto alla media UE è tornato a collocarsi sui valori medi di lungo periodo (+9%), anche in questo caso dopo il picco del II semestre 2023.

Figura 1-11 – Scostamento % del prezzo italiano di elettricità e gas per i consumatori non domestici rispetto alla media UE

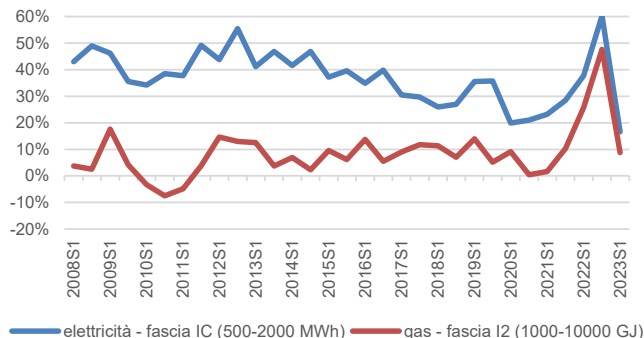
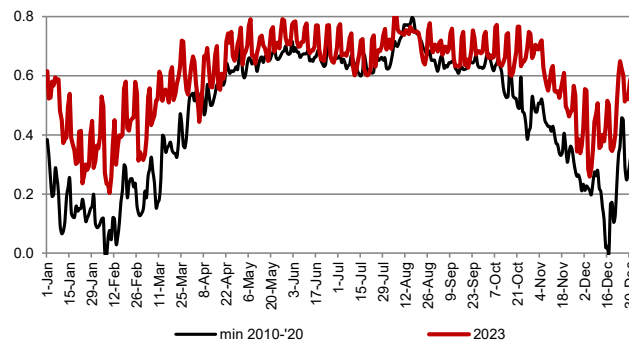


Figura 1-12 – Indice di flessibilità residua giornaliera nel sistema gas (capacità disponibile dopo il soddisfacimento della domanda in rapporto alla domanda)



Il calo dei consumi di gas e elettricità ha migliorato i margini di adeguatezza nei due settori. Calo consumi di gas oltre il target UE tra agosto 2022 e marzo 2023, sotto il target da aprile a giugno.

- Lato Sicurezza energetica, il valore estremamente contenuto dei consumi di gas ([Figura 1-3](#)) ha per un verso ridotto l'importanza relativa del gas sui consumi energetici italiani (che resta la più alta in Europa), per un altro verso ha garantito, sia nel I trimestre 2023 sia a dicembre 2023 e gennaio 2024, buoni margini di capacità nonostante il quasi azzeramento dei rifornimenti dalla Russia: nel 2023 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 pari al 20% della domanda, un valore piuttosto rassicurante, ampiamente maggiore rispetto ai valori minimi registrati negli ultimi dieci anni, nei quali il sistema si era trovato più volte in situazioni critiche.
- Il processo di sostituzione del gas russo resta comunque ancora parziale, perché per la copertura della domanda il netto calo di quest'ultima è stato fattore più importante rispetto agli incrementi delle immissioni dalle fonti di approvvigionamento diverse dalla Russia.
- Effetto simile ha avuto il calo della domanda nel sistema elettrico. Sebbene il margine di adeguatezza resti su valori molto bassi, potenzialmente critici in situazioni estreme, nel corso del 2023 si stima che il margine minimo sia rimasto su livelli maggiori che negli ultimi anni. Altro dato positivo è che nonostante i nuovi massimi storici per l'incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili, su base trimestrale, mensile, oraria, con la conseguente prevista accentuazione delle situazioni potenzialmente problematiche per la sicurezza elettrica, il 2023 ha visto un calo drastico dei costi sostenuti da Terna per i servizi approvvigionati sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento, scesi stabilmente al di sotto di 1 €/MWh, a fronte di una media 2016-2021 di 8 €/MWh, grazie a una serie di azioni introdotte da Terna a partire dal 2022 (su incentivo di Arera).
- Nel sistema petrolifero il 2023 è stato un altro anno positivo per la raffinazione, che pure mantiene tutti i suoi fattori di debolezza strutturale, mentre dal lato degli approvvigionamenti gli embarghi occidentali al gas russo hanno portato a una veloce e completa riorganizzazione dei flussi, che hanno permesso in Europa e in Italia il sostanziale azzeramento delle importazioni di greggio e prodotti russi, sebbene con tensioni che permangono in particolare sul mercato dei distillati medi.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Consumi di energia primaria

Ancora in calo il fabbisogno di energia primaria, -2,5% sul 2022. Consumi di energia maggiori solo ai minimi del 2020, altro calo dell'intensità energetica

- Secondo le stime ENEA nel 2023 il fabbisogno di energia primaria è stato pari a circa 157 Mtep (N.B.: calcolato secondo la metodologia utilizzata dal Ministero ambiente e sicurezza energetica), in riduzione di oltre il 2% rispetto al 2022, quando anche era diminuito del 3% circa sull'anno precedente. Il calo, superiore ai 3,5 Mtep, è maturato nella prima metà dell'anno, quando i consumi energetici sono diminuiti di oltre 4 Mtep rispetto allo stesso periodo 2022. La decisa contrazione di gennaio-marzo (-6%) è infatti andata progressivamente riducendosi nel corso dell'anno: -4% nel II trimestre, -1% nel III trimestre i mesi estivi, fino ad una variazione positiva del IV trimestre (+2,5%). Come emerge dalla [Figura 2-1](#), dopo il crollo del 2020 ed il rimbalzo dell'anno successivo, i cali del 2022 (-3%) e del 2023 hanno portato il fabbisogno di energia primaria ai minimi dal 1990 (ad eccezione del 2020), circa 10 Mtep al di sotto dei livelli medi dei 10 anni precedenti (-6%).
- La contrazione della domanda di energia è avvenuta a fronte di un aumento del PIL, seppure modesto. L'intensità energetica dell'economia nazionale risulta pertanto in contrazione, di circa il 3% rispetto ai valori 2022, quando aveva fatto segnare una contrazione senza precedenti (-7%, perché il calo dei consumi avveniva a fronte di una ripresa economica assai più marcata).
- In un'ottica di più ampio respiro, la [Figura 2-2](#) mostra come l'intensità energetica sia diminuita in maniera modesta per tutta la seconda metà del decennio passato, laddove tra il 2010 e il 2014 si riduceva in media del 2% l'anno. Se si considera il valore medio dell'ultimo triennio (così da ridimensionare l'effetto dei fattori contingenti sul dato puntuale), l'intensità energetica media risulta inferiore di oltre dieci punti percentuali rispetto a dieci anni prima.
- La figura evidenzia inoltre come i livelli di fine 2023 rappresentino dei minimi storici (anche rispetto al 2020, quando il calo della domanda era sostanzialmente in linea con quello del PIL). Almeno con riferimento all'ultimo biennio questa contrazione è però solo in parte virtuosa, perché da imputare in parte significativa all'inverno mite e al calo dell'attività produttiva dei settori industriali energy (v. cap. 1).

Il peso dei combustibili fossili al 71%, minimo storico

- Le fonti fossili nel 2023 sono stimate complessivamente pari a circa 111 Mtep, in netto calo rispetto al dato del 2022 (circa 9 Mtep in meno), ed inferiori anche rispetto ai livelli minimi del 2020 (di circa 1 Mtep), anno contraddistinto dal crollo della domanda di petrolio.
- La quota di fossili nel 2023 rappresenta appena il 71% del mix energetico nazionale, circa 4 pp in meno rispetto all'anno precedente, ed inferiore anche al minimo storico del 2020 (73% circa). Sul tale risultato ha inciso in primis il crollo della domanda di gas naturale e dell'uso del carbone nella termoelettrica, cui si sono aggiunti la prestazione positiva delle fonti rinnovabili elettriche e anche il massiccio ricorso alle importazioni nette di elettricità, che hanno coperto il 7% del fabbisogno (contro il 5% medio dei precedenti dieci anni).

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

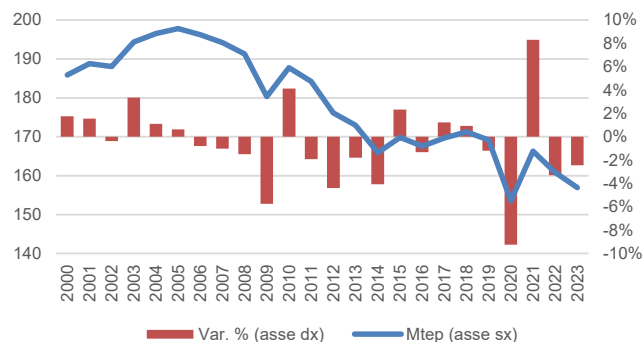


Figura 2-2 - Intensità energetica del PIL (tep/000€, asse sin) e var YoY (% , asse dx)

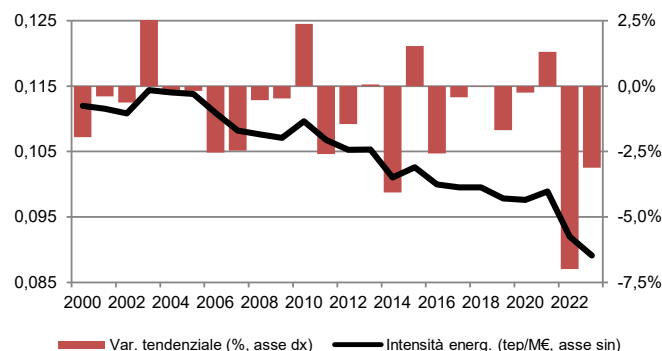
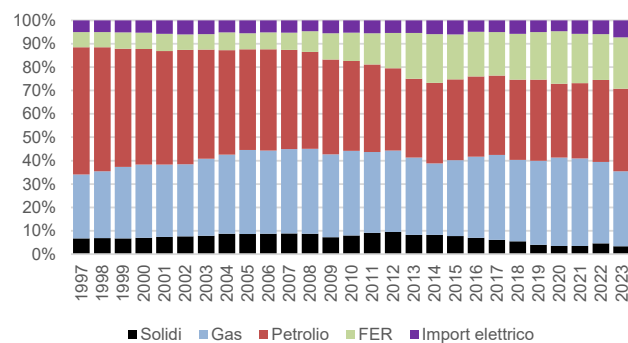


Figura 2-3 - Ripartizione delle fonti di energia primaria per fonte utilizzate in Italia (quote percentuali)



In calo gas naturale, solidi e petrolio (-9 Mtep nell'insieme), in ripresa le rinnovabili, import elettrico al massimo storico

In termini di fonti, la contrazione di solidi, gas naturale e petrolio (-9 Mtep nell'insieme) è stata solo in parte compensata dal maggior ricorso a FER e importazioni nette di elettricità (Figura 2-4). Nel dettaglio:

- I consumi di gas sono stimati in calo di circa il 10% sul 2022 (-5,6 Mtep), quando anche avevano mostrato un calo a doppia cifra sull'anno precedente. Tale contrazione è imputabile per oltre la metà alla generazione elettrica, dove la richiesta è calata di oltre 3 Mtep rispetto all'anno precedente (-16% dati SNAM), con contrazione particolarmente marcata a inizio anno (-27%, -1,5 Mtep tendenziale), in attenuazione nel II trimestre (-0,8 Mtep, -17%) e nella II metà dell'anno (-10% circa, -1 Mtep nell'insieme). A favorire tale calo una serie di fattori che hanno agito tutti nella medesima direzione: contrazione dei consumi elettrici, aumento della produzione da FER e ampio ricorso alle importazioni nette. In contrazione anche la richiesta di gas negli impieghi finali, -2 Mtep nei 12 mesi (-6% dati SNAM), nonostante la ripresa dell'ultimo trimestre (+8% tendenziale). Il calo è stimato di circa il 7% sulle reti di distribuzione (-1,7 Mtep), del 4% nel settore industriale (-0,4 Mtep, dati SNAM). Tale risultato è da ricercare nei mesi iniziali dell'anno, quando clima e contrazione dell'attività produttiva hanno fatto crollare la domanda di gas sulla rete di oltre il 17% nel civile, del 12% nell'industria. Tale variazione si è attenuata nei mesi primaverili (meno di mezzo Mtep, -7%), fino ad arrivare in campo positivo nell'ultimo trimestre dell'anno (+0,6 Mtep, +8%), quando il clima ha agito in direzione opposta (a dicembre soprattutto, con consumi in aumento nonostante 2 gg lavorativi in meno). In un'ottica di più ampio respiro, dalla Figura 2-5 emerge come i consumi di gas a fine 2023 siano ai minimi dal 1988, lievemente inferiori anche ai livelli del 2014.
- Il consumo di fonti rinnovabili nell'arco dell'anno è in aumento di circa 3 Mtep sul 2022 (+10%), e sugli stessi livelli massimi del 2020. Il risultato del 2023 è da ricercare in buona parte nella ripresa della produzione idroelettrica, +36% rispetto ai livelli minimi del 2022, ma comunque inferiore del 20% alla media dei dieci anni precedenti. In decisa crescita anche la produzione da intermittenti (+6TWh sul 2022): +10% per il solare, +15% per l'eolico. Diversamente da quanto detto per l'idroelettrico, i dati di produzione da fonti intermittenti rappresentano nuovi record storici e risultano superiori rispetto alla media del triennio 2019-21 (di quasi un quinto per l'eolico, oltre il 25% per il FV). Il peso delle fonti rinnovabili nel mix energetico, dopo il calo del 2022 (sotto il 20%), torna ad aumentare nel 2023, raggiungendo quota 22%, quasi sui livelli massimi del 2020. In un'ottica più ampia, il deciso trend di crescita delle rinnovabili osservato fino alla I metà del decennio scorso ha poi rallentato negli anni successivi (Figura 2-5), anche se il risultato del 2023 fornisce segnali positivi per le intermittenti (si veda oltre).
- In calo i consumi di petrolio nel corso del 2023, circa 1 Mtep in meno rispetto al 2022 (-1,8%). Dopo un I trimestre di variazione positiva, seppur minima (+1% tendenziale), i consumi sono poi passati su variazioni negative nei mesi successivi, marginali nel II trimestre (-1.3%), più decise nel III e IV (-3% in media). Come emerge dalla Figura 2-5, i consumi di petrolio, attestati sotto quota 56 Mtep nel 2023, sono tornati a diminuire dopo la decisa ripresa del biennio 2021-22 successiva al crollo del 2020. Tale risultato è da ricercare nella prestazione negativa della petrolchimica e raffinazione (-15% per entrambi), olio combustibile per termoelettrica (-44%) e bunkeraggi (si veda oltre).
- Anche i consumi da solidi tornano a diminuire nel 2023, di circa il 30% sul 2022. Tale risultato è da ricercare in larghissima parte nella termoelettrica: dopo un I trimestre

di variazione positiva, la produzione elettrica da solidi si è dimezzata nel II e III trimestre dell'anno (rispetto allo stesso periodo del 2022), mostrando una flessione ancora più decisa nel quarto (-70% tendenziale). I consumi di solidi, stimati in circa 5 Mtep, sono pertanto tornati sui livelli del 2020, dopo il netto aumento del biennio 21-22 (+15% in media), quando erano spinti dal caro commodity e dal piano di contenimento dei consumi di gas (si veda Analisi Trimestrale 1/2022).

- Nel 2023 sono invece in netto aumento le importazioni nette di elettricità, oltre quota 11 Mtep, quasi 2 in più rispetto al 2022 (+19%), coprendo oltre il 7% dell'intero fabbisogno energetico nazionale dell'anno. Dalla Figura 2-5 emerge come la crescita delle importazioni fosse iniziata già nel biennio 2021-2022, attestandosi sui 9,5 Mtep/anno, dopo il calo del 2020 (7 Mtep). Per ritrovare livelli di importazioni paragonabili a quelli del 2023 è necessario tornare agli inizi degli anni 2000.

Figura 2-4 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)

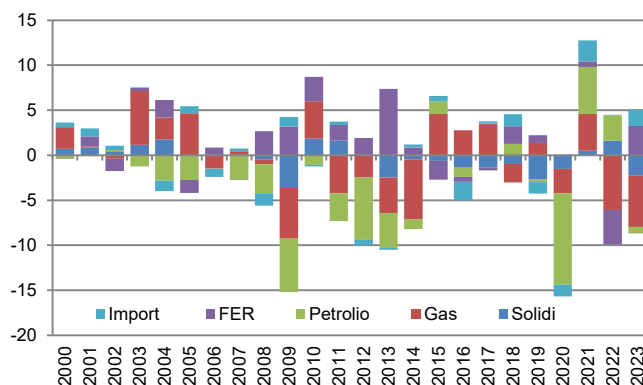
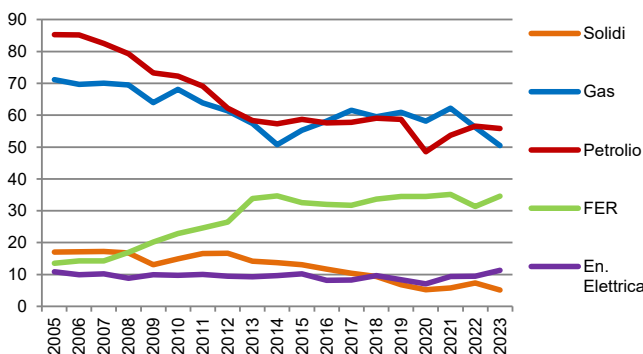


Figura 2-5 - Consumi annuali per fonte (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)



2.2. Consumi finali di energia

Domanda di energia nei settori di impiego finale in calo del 3%

- Secondo le stime ENEA nel 2023 i consumi finali di energia in Italia si sono attestati sotto i 116 Mtep, circa il 3% in meno rispetto al 2022 (-3,5 Mtep). Il calo è maturato nei primi tre mesi dell'anno (quasi 3 Mtep in meno rispetto all'anno precedente, pari al -8%). Il trend si è poi ridimensionato nei due trimestri successivi (-1 Mtep nell'insieme, -3% la variazione media tendenziale), mentre si è passati a una variazione positiva nel IV trimestre (2%). Come emerge dalla **Figura 2-6**, il risultato del 2023 fa seguito al calo anche più marcato del 2022 (-4% sull'anno precedente), dopo il crollo del 2020 ed il successivo rimbalzo. Al netto del 2020, la domanda di energia dei settori di impiego finale risulta ai minimi dal 1990, inferiore anche ai livelli del 2014 (-3%).
- Tutte le commodity sono stimate in riduzione nel 2023, anche se il contributo principale è arrivato dal gas. La richiesta di gas naturale è infatti diminuita di oltre 2 Mtep nel 2023 (-6%) sull'anno precedente, quando anche era in netta contrazione (-14%). Tale risultato è da imputare in primis a ragioni di natura climatica: sulle reti di distribuzione i dati SNAM indicano infatti una flessione di oltre 1,7 Mtep (-7%), maturato nei primi mesi dell'anno e solo in parte ridimensionato dalla ripresa dei mesi autunnali (si veda oltre). Anche il risultato della produzione industriale ha favorito il calo della richiesta di gas per usi industriali, in flessione di quasi mezzo Mtep (-4% sul 2022), tutti maturati nel corso della I parte dell'anno (si veda oltre).
- Tornano a diminuire anche le vendite di prodotti petroliferi, anche se in maniera lieve, meno di mezzo Mtep rispetto al 2022 (-1%), dopo i rialzi del 2022 (+3%) e il rimbalzo del 2021 (+12%). Le maggiori vendite di prodotti per l'aviazione (+790 kton, +21%) e bitumi (+100 kton, +7%), sono state più che compensate dalle minori vendite di prodotti per autotrazione (-170 kton, con risultati differenti per benzina e gasolio, si veda oltre), petrolchimica (-490 kton, -15%), bunkeraggi (-206 kton, -7%) ed altri usi (-260 kton). La flessione è stata più decisa nel corso del I e del III trimestre (-1% la variazione tendenziale media), marginale nei mesi primaverili ed autunnali.
- In calo infine la domanda di elettricità sulla rete (-2,8% sul 2022, quando era diminuita di meno dell'1%). I consumi elettrici nell'anno, pari a 306 TWh, sono inferiori di quasi 9 TWh rispetto al 2022, e sui livelli minimi degli ultimi 20 anni (se si esclude il 2020, con 301 TWh). La flessione è maturata nella prima metà dell'anno (-8 TWh tendenziale), proseguendo sul trend negativo di fine 2022 (-7%), mentre nella seconda metà la richiesta sulla rete è invece risultata complessivamente sui livelli dello stesso periodo 2022, dal momento che la modesta flessione dei mesi estivi (-1,4%) è stata bilanciata dall'incremento nella parte finale dell'anno (+1,9%). A incidere sul calo dei consumi elettrici del 2023 vi è sicuramente il risultato dell'attività industriale: l'IMCEI Terna è infatti in calo deciso nella prima metà dell'anno (-6,4%), in calo meno accentuato nei 6 mesi successivi (-1% circa). Anche il fattore clima ha inciso, sia sui cali di inizio anno e dei mesi estivi, sia sulla crescita dei mesi finali. Il dato TERNA corretto per il clima ridimensiona infatti la contrazione annua di quasi 1 pp (dal -2,8% effettivo a -2,1% rettificato).

Stabile l'elettrificazione, lontana dai target 2030

- Nel corso del 2023 la diminuzione dei consumi elettrici è in linea con il resto delle commodity energetiche. Ne consegue che l'elettrificazione del sistema energetico (stimata pari al 21%) è di fatti invariato rispetto all'anno precedente, e sugli stessi livelli massimi del 2020. Allargando l'orizzonte temporale, la **Figura 2-7** evidenzia come, dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici,

spinti dalla terziarizzazione del Paese, l'elettrificazione ha proseguito a crescere, sebbene a ritmi meno sostenuti, fino ad arrivare a circa il 20% nel 2012 per oscillare su quel valore fino al 2019. Dal allora l'elettrificazione è cresciuta di appena 1 pp arrivando a fine 2023 a circa il 22%, lontani dal target 2030 (27%).

Calo dei consumi da ricercare nel civile e nell'industria

- In termini di settori la riduzione dei consumi finali del 2023 è imputabile alla minore richiesta dei settori civile e industriale (nell'insieme circa 3,5 Mtep in meno rispetto all'anno precedente), mentre il modesto incremento nei trasporti (trainati dall'aviazione) è compensato dalla contrazione degli usi non energetici e bunkeraggi (quasi 1 Mtep in meno sul 2022).

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

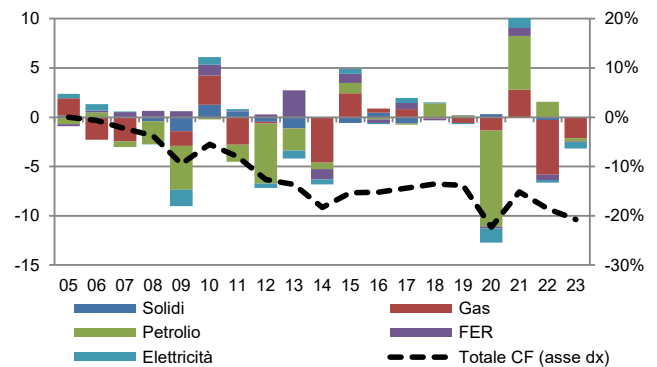


Figura 2-7 - Variazione annua domanda elettrica (asse sx., %), consumi elettrici e quota sui consumi finali (media 3 anni, 2005=100, asse dx)

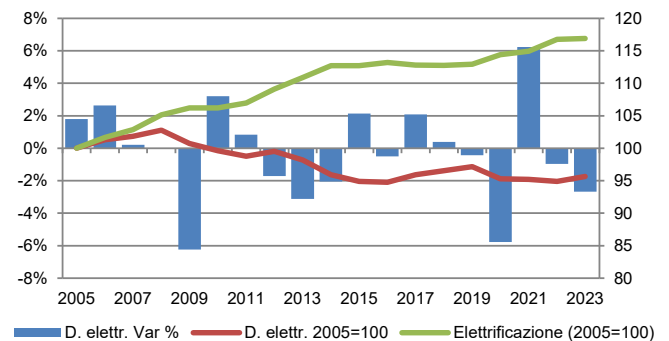
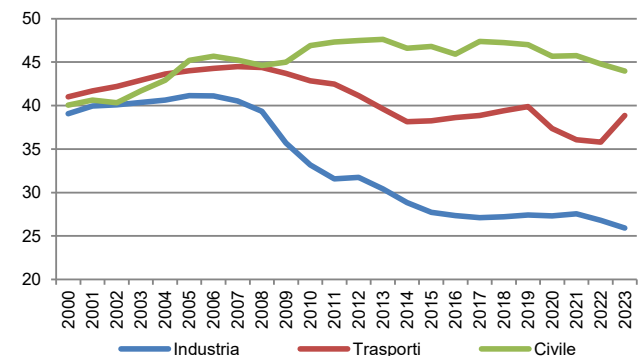


Figura 2-8 - Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)



Consumi di energia in forte calo nei settori civile e nell'industria, non compensati dall'aumento nei trasporti

- Il settore civile, per il quale si stima una contrazione dei consumi di circa 2 Mtep (-5%), è il principale responsabile del calo del fabbisogno di energia del 2023. Il calo è maturato tra gennaio e marzo (-15% la variazione tendenziale), mentre cali più modesti si sono verificati nei mesi primaverili ed estivi e una variazione positiva nel IV trimestre (+6%).
- Fattore chiave è stato il clima: le temperature particolarmente miti di inizio anno (+1,5° a gennaio, +2,5° a marzo) hanno favorito la contrazione dei consumi di gas (-18% tendenziale nel I trimestre), agendo invece in direzione opposta nel IV trimestre, quando le temperature più rigide (in particolare a dicembre) hanno spinto i consumi (+8%, nonostante 1 giorno lavorativo in meno). Nonostante il rialzo di fine anno, nei 12 mesi la richiesta di gas risulta tuttavia inferiore rispetto al 2022 di 1,7 Mtep (-8%).
- In flessione anche i consumi elettrici del settore (di quasi il 2% sul 2022), per la netta contrazione del primo semestre (-4%), solo in parte compensata dalla ripresa del IV trimestre (in coerenza con le temperature). Anche nei mesi estivi i consumi si sono ridotti (tra l'1% e il 2%), per le temperature mediamente più basse rispetto alla calda estate 2022. Nell'insieme dei 12 mesi il clima ha dunque favorito il calo dei consumi elettrici settoriali, a cui ha contribuito anche le 2 le giornate lavorative in meno rispetto al 2022. Ha agito invece in direzione opposta il la crescita del valore aggiunto del settore terziario (+2% nei primi nove mesi dell'anno).u
- Nell'insieme del 2023 il calo dei consumi del civile sembra quindi più marcato rispetto alla spinta delle variabili guida del settore (HDD, CDD, VA servizi), anche se in modo meno evidente di quanto accaduto nel 2022 (si veda Analisi Trimestrale 1/2022). Se dalla metà del decennio scorso driver e consumi procedevano in maniera sostanzialmente parallela, dalla Figura 2-9 emerge l'allargamento del divario degli ultimi anni, ascrivibile forse a una componente di risparmio come effetto del caro prezzi.
- Anche la domanda di energia dell'industria è stimata in netta riduzione nel 2023 (-5% sul 2022), dopo la contrazione anche più netta dell'anno precedente (-11%), e si attesta nettamente al di sotto sia dei livelli medi dei 5 anni precedenti (oltre il -10%) che ai minimi del 2020 (Figura 2-10). Il calo del 2023 è maturato nella I metà dell'anno (-9% la variazione tendenziale, in linea con la seconda parte del 2022), mentre si è attenuato nella seconda metà (variazione complessivamente trascurabile). Il calo ha riguardato, oltre che gas naturale (-4%, dati SNAM) ed elettricità (-4% la variazione dell'IMCEI TERNA), anche i prodotti petroliferi, data la performance negativa della petrolchimica (-15%). Nell'insieme dell'anno la riduzione dei consumi di energia è stimata anche più decisa rispetto al rallentamento della produzione industriale (-2,3%), ma è coerente con il risultato dei soli beni intermedi, più energy intensive (anch'essi in calo del 5% sul 2022). Risultati particolarmente negativi si sono registrati nei settori energy intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia) e nella petrolchimica, con cali della produzione superiori al 10% tra gennaio ed agosto. Nel 2022 la riduzione dei consumi di energia di questi settori era stata più decisa rispetto alla contrazione media dell'industria, per i prezzi alti di energia e materie prime (Figura 2-10).
- Ancora in aumento i consumi di energia nei trasporti, quasi +2% sul 2022. Tale risultato è da ricercare esclusivamente nell'aumento dei consumi di carboturbo (circa 800 mila tonnellate in più sull'anno precedente, +21%), un dato in linea con il traffico aereo negli aeroporti nazionali (+20% traffico passeggeri nei principali aeroporti italiani, dati ASSAEROPORTI). Nonostante la netta ripresa del triennio

2021-23, i consumi di jet fuel a fine anno sono ancora inferiori ai livelli pre covid (-7%, Figura 2-11).

In calo invece i consumi per il trasporto stradale, circa 170 mila tonnellate in meno rispetto al 2022 (-0,5%): dopo i primi nove mesi di variazione complessivamente marginale, nel corso del IV trimestre si rileva una contrazione del 3% circa, favorita anche da un numero inferiore di giornate lavorative (-2 a dicembre). Nei 12 mesi i consumi per il trasporto stradale sono il risultato di un deciso aumento delle vendite di benzina (+3,8%), e di un calo del gasolio (-2%). Il modesto aumento del traffico veicolare (l'indice della mobilità dell'ANAS indica per il 2023 una ripresa dei volumi di traffico sulla rete stradale superiore all'1%) spiega solo in parte il risultato della benzina, che probabilmente riflette anche una propensione degli automobilisti a favore delle autovetture a benzina su quelle a gasolio (si veda UNEM 12/2023). Il che spiegherebbe anche il calo delle vendite del gasolio, a fronte di una variazione marginale del traffico dei veicoli pesanti.

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

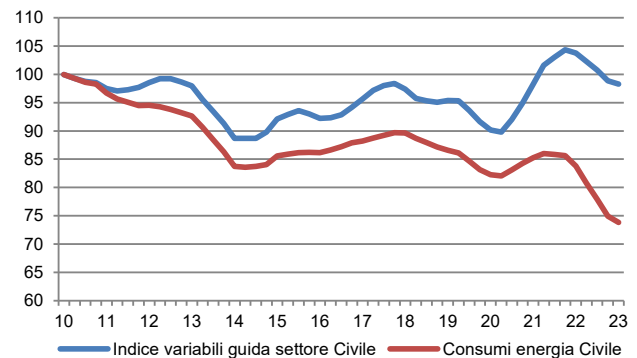


Figura 2-10 - Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

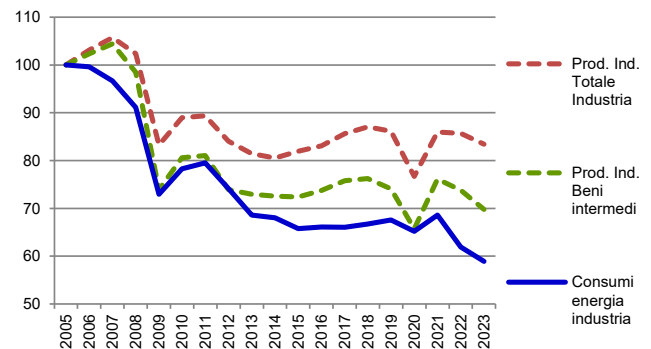
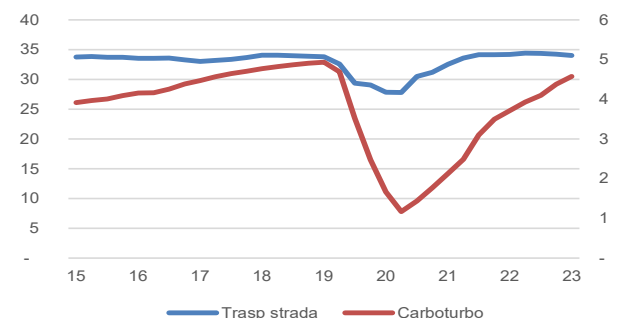


Figura 2-11 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sx, ktep), e aereo (asse dx, ktep)



3. Decarbonizzazione

Emissioni di CO₂ in netta contrazione nel 2023 (-8%): decisi cali in tutti i trimestri riportano le emissioni ai minimi del 2020.

- Nel 2023 le emissioni di CO₂ (da combustione) del sistema energetico nazionale sono stimate in netto calo sul 2022 (-8%), un calo decisamente più netto rispetto a quello della domanda di energia primaria (-2%, si veda cap. 2), ma coerente con la riduzione delle fonti fossili (oltre il 7% in meno del 2022), con cali modesti per il petrolio (-2%), più marcati per il gas (-10%) e soprattutto il carbone (-30%), la fonte più carbon intensive.
- Il calo delle emissioni ha riguardato tutti i trimestri ed è stimato del 9% circa nei primi 9 mesi, leggermente inferiore nel IV trimestre (-7%). Sebbene negli ultimi tre mesi la domanda di energia complessiva sia aumentata, e la contrazione delle fossili sia stata di "appena" il 4% (la metà rispetto al -8% dei primi nove mesi), questa ha riguardato solo solidi e petrolio, le fonti più inquinanti (mentre oltre la metà della riduzione delle fossili nei primi tre trimestri ha riguardato il gas naturale).
- Il netto calo del 2023 sull'anno precedente è da ricercare nella ripresa delle FER (dopo il calo del 2022) e nell'ampio ricorso alle importazioni nette, oltre che alla contrazione di gas e carbone (dopo i rialzi del 2022, spinti dal piano di contenimento del gas), mentre la flessione della domanda proveniente dai settori finali ha fornito un contributo minore (i consumi finali sono diminuiti del 3%).
- In un'ottica di più ampio respiro, dalla **Figura 3-1** emerge come, dopo il crollo del 2020, le emissioni erano poi tornate su livelli di poco inferiori a quelli pre-Covid del 2019 (-3%) a valle del rimbalzo del 2021 e la variazione marginale del 2022. Il risultato del 2023 - la variazione negativa più decisa mai registrata, seconda solo a quelle del 2009 e del 2020 (del 10% circa) - ha invece riportato le emissioni del sistema energetico italiano sui livelli minimi storici del 2020.
- A fine 2023, dopo che il pacchetto Fitfor55 ha portato l'obiettivo a circa 200 Mt, il raggiungimento dei target al 2030 richiede di ridurre circa 80 Mt di CO₂ (un terzo delle emissioni del 2023), ovvero di procedere ad un ritmo di oltre 10 Mt/anno, il doppio rispetto alla contrazione media degli ultimi dieci anni (in parte favorita da pandemia e clima).

Decisa riduzione nei settori ETS, meno nei non-ETS, ma per centrare i target al 2030 serve una netta accelerazione

- Circa il 70% del calo complessivo delle emissioni (25 Mni t di CO₂ in meno rispetto al 2022) è da ricercare nel settore della trasformazione (generazione elettrica e raffinazione, in riduzione di quasi il 20% sull'anno precedente), un quinto nel Civile (-7%), il rimanente 10% nell'industria (-6%), marginale il contributo dei trasporti (**Figura 3-2**).
- Oltre i ¾ della riduzione delle emissioni del 2023 è dunque imputabile ai settori sottoposti all'Emission Trading System (industria energivora e generazione elettrica), per i quali si stima una contrazione superiore al 15% su base d'anno (**Figura 3-3**). Dopo il -9% del I trimestre, la flessione delle è di fatto raddoppiata nei tre trimestri successivi (quasi -20% in media la variazione tendenziale). A favorire tale risultato il minore ricorso ai solidi nella generazione (in aumento nel I trimestre, sulla scia di quelli precedenti, ma poi in netta contrazione nei mesi successivi). Decisivo anche il contributo delle importazioni (in aumento notevole nel I e nel IV trimestre) e, dalla primavera in poi, il maggiore ricorso alle FER. Impulso positivo anche dalla flessione della domanda elettrica (in particolare nella I metà dell'anno, favorita da clima contrazione dell'attività produttiva). Nel 2022 si stimava invece un aumento delle emissioni settoriali del 6%, per il calo delle FER e il ricorso al carbone e all'olio combustibile nella termoelettrica. In un'ottica di più ampio

respiro, la contrazione del 2023 rappresenta la variazione tendenziale più marcata degli ultimi 20 anni, anche più decisa di quelle del 2020 e del 2013. Dopo il crollo del 2020 e la ripresa del biennio '21-'22, il calo del 2023 ha riportato le emissioni settoriali a un nuovo minimo storico e più vicine ai nuovi target 2030 (-61% sul 2005). Su tale risultato di strutturale c'è il "ritorno" al phase out del carbone, mentre l'ampio ricorso all'import e il calo dell'attività industriale sembrano fattori più congiunturali (insieme al clima); per le FER risultato positivo solo per le intermittenti (si vedi oltre).

- Per quanto riguarda i settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora), dopo la netta contrazione di inizio anno (-8%, favorita dal fattore clima) il calo si è prima ridimensionato nei mesi primaverili ed estivi (-2%), per passare su variazioni positive, seppur marginali, a fine anno (+1%). Nell'insieme del 2023 il calo è del 3% sull'anno precedente, un dato coerente con quello del 2022. Dopo la ripresa del 2021, la traiettoria delle emissioni settoriali nel biennio successivo è tornata a muoversi nella direzione del target 2030 (-43,7% rispetto al 2005, **Figura 3-3**): per raggiungerlo è ora necessario una riduzione di circa 45 Mt (circa il 25% delle emissioni del 2023), ovvero procedere a un ritmo di contrazione superiore alle 6 Mt CO₂/anno (meno di 2 Mt di CO₂ la media degli ultimi 10 anni).

Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

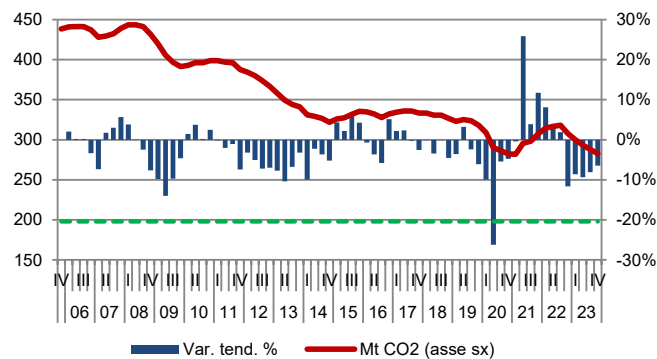


Figura 3-2 - Emissioni di CO₂ per settore (var. tend, kt CO₂)

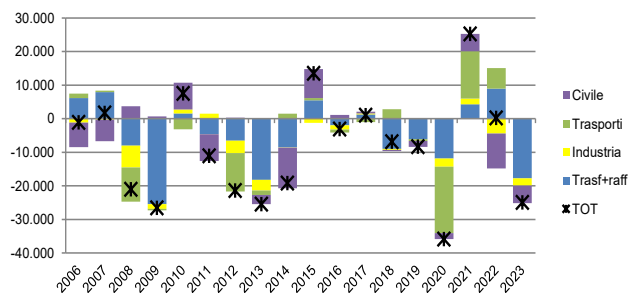
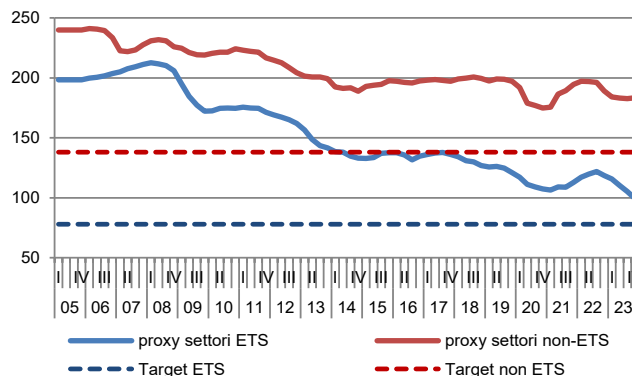


Figura 3-3 - Stima delle emissioni di CO₂ dei settori ETS e non-ETS (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030

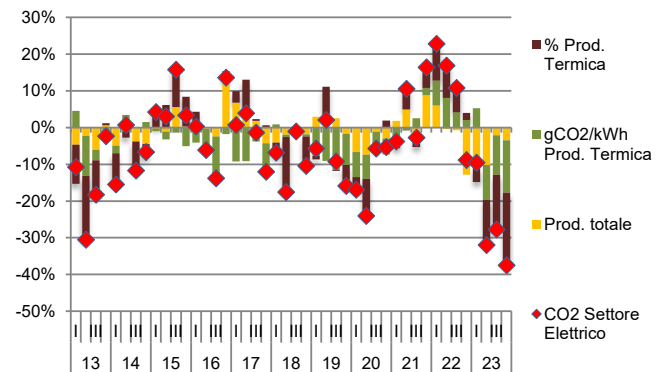


Emissioni della generazione elettrica ai minimi storici grazie a calo domanda, import e rinnovabili ai massimi, carbone ai minimi

- Per il 2023 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in calo di oltre il 20% rispetto all'anno precedente (un dato coerente con la contrazione delle fossili impiegate nella generazione elettrica). Tale risultato si registra dopo i netti rialzi del biennio 21-22 (+8% in media), successivi ai cali decisi del triennio 2018-20 (-8% in media), e a quelli meno sostenuti del precedente periodo 2010-17 (-3% medio annuo). La netta contrazione del 2023 porta le emissioni settoriali al di sotto dei livelli minimi del 2020, circa 60 Mt CO₂.
- La riduzione delle emissioni settoriali è progressivamente aumentata nel corso dell'anno: iniziata già a inizio anno (-9% rispetto allo stesso periodo 2022) è arrivata al -25% nei mesi primaverili ed estivi, fino al -30% del IV trimestre.
- Per comprendere le ragioni di tale risultato è utile scomporre la variazione tendenziale delle emissioni di ogni trimestre in tre componenti (Figura 3-4)⁵: 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 nell'insieme dei 12 mesi circa la metà della riduzione delle emissioni settoriali è imputabile al calo della quota di produzione termica, il resto in modo sostanzialmente uguale alle altre due componenti: la contrazione della produzione totale ha agito in particolare nella I metà dell'anno, mentre la riduzione dell'intensità carbonica della produzione termica dalla primavera in poi. Nel dettaglio:
 - Il deciso calo della produzione nazionale (-6% sul 2022) ha fornito un importante contributo alla riduzione delle emissioni settoriali, circa un quarto del calo totale. Tale contributo è stato particolarmente deciso nei primi due trimestri dell'anno (-10% in media, -14 TWh), favorito principalmente dal calo della domanda (-9 TWh), oltre che dal maggiore ricorso alle importazioni (+5 TWh) : Tale spinta si è poi fortemente ridimensionata nella II parte dell'anno (-3% medio, -3,6 TWh): nonostante un nuovo deciso incremento delle importazioni (+3,5 TWh solo IV trimestre, +33%), la richiesta di elettricità sulla rete è infatti rimasta complessivamente sugli stessi livelli dell'anno precedente.
 - Circa la metà del calo complessivo delle emissioni settoriali è imputabile alla produzione termoelettrica, in riduzione di oltre il 17% rispetto all'anno precedente, ad un ritmo quasi tre volte superiore rispetto a quello dell'intera produzione nazionale. Il calo della produzione termoelettrica (-33 TWh nell'anno), nei primi tre mesi è risultato in linea con la flessione della produzione totale, mentre nei trimestri successivi è diminuita in modo assai più deciso (-20% nel II e IV trimestre, -15% nel terzo), dato il maggiore ricorso alle rinnovabili (+16 TWh da aprile a dicembre). Nell'insieme dei 12 mesi la produzione termica ha coperto appena il 52% della domanda elettrica sulla rete, oltre 10 pp in meno rispetto al 2022, ma anche rispetto alla media dei 10 anni precedenti (58%), facendo segnare un nuovo minimo (inferiore al 54% del 2014).
 - In decisa contrazione anche l'intensità carbonica della produzione termoelettrica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto), responsabile di circa ¼ del calo complessivo delle emissioni settoriali. Dopo il I trimestre di variazione positiva, nei successivi 9 mesi le emissioni specifiche del parco termoelettrico nazionale sono diminuite ad un ritmo del 10% medio, in primis grazie alla decisa contrazione dei

solidi, in calo del 40% su base d'anno (+24% nel I trimestre, -60% in media nei 9 mesi successivi). Solidi e prodotti petroliferi destinati alla generazione elettrica nel 2023 sono complessivamente diminuiti ad un ritmo doppio rispetto al gas (-16%, dati SNAM). Nel corso 2022 tale componente aveva invece fornito una decisa spinta all'aumento delle emissioni settoriali, dato l'incremento dei solidi (+60% sul 2021) un fatto mai avvenuto nei precedenti 10 anni (su cui incide il piano di contenimento dei consumi di gas).

Figura 3-4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali



⁵ La somma delle variazioni delle tre componenti corrisponde dunque alla variazione totale delle emissioni settoriali nel trimestre in questione.

Nel 2023 +5 GW di impianti PV, ma sia per il solare che per l'eolico ritmi insufficienti per raggiungere i target al 2030

- Il risultato positivo della generazione da rinnovabili è ascrivibile, come detto, in parte alla ripresa dell'idro e in parte al buon risultato delle FER intermittenti. Se la produzione idroelettrica, pur se in netta ripresa rispetto ai minimi del 2022, risulta comunque decisamente inferiore ai livelli medi del decennio precedente (-9TWh), per quanto riguarda le fonti intermittenti la produzione rappresenta livelli record (si veda oltre). Come emerge dalla **Figura 3-5**, la potenza installata di solare è cresciuta nel corso del 2023 di ben 5 GW, un dato sensibilmente positivo se confrontato con la media dei cinque anni precedenti (1 GW/anno in media), ma non sufficiente a raggiungere il target di 79 GW al 2030 (circa 7 GW/anno, senza considerare gli impianti in dismissione). Per quanto riguarda l'eolico la nuova capacità installata nel 2023, circa 487 MW (dati TERNA), sono sostanzialmente in linea con i valori dei 5 anni precedenti: un ritmo quattro volte inferiore rispetto a quanto richiesto dal PNIEC per raggiungere i 26 GW di potenza installata al 2030. Si sottolinea infine come nel corso dello scorso anno la potenza di idro, solare ed eolico abbia complessivamente superato la capacità termoelettrica (Winter Outlook ENTSO E).

Consumi di energia da rinnovabili in lieve aumento in termini assoluti, al 20% la quota di FER grazie al calo dei consumi

- Secondo le stime ENEA nel 2023 i consumi di energia da fonti rinnovabili (calcolati secondo la metodologia Eurostat utilizzata per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi europei⁶) sono stati pari a circa 23 Mtep, in lieve aumento rispetto al 2022 (meno di 1 Mtep in più).
- Così come accaduto nel 2022, grazie alla contrazione dei consumi finali la quota di FER sui consumi finali è in aumento, arrivando a fine 2023 a quota 20%, sui livelli massimi del 2020, l'anno della pandemia. D'altro canto, il ritmo di crescita delle dei consumi di FER risulta decisamente modesto negli ultimi anni, appena 3 Mtep in quasi un decennio: da poco meno di 20 Mtep/anno in media tra 2010-2015 a circa 23Mtep a fine 2023. Ne deriva che l'andamento della quota di FER è dipeso sostanzialmente da quello dei consumi di energia (altalenante in particolare nel biennio 2020-'21).
- Dalla **Figura 3-6** emerge come l'obiettivo per il 2020 del 17% di FER sui consumi finali lordi di energia, sia stato di fatto raggiunto già dal 2014, ma il trend di crescita moderata degli ultimi anni porta a ritenere sfidante il target 2030.
- Con riferimento al solo settore elettrico, i consumi da FER (N.B.: calcolati sempre con la metodologia Eurostat, **Figura 3-7**) nel 2023 sono stimati pari a circa 10,6 Mtep, in lieve aumento sul 2022 (circa 2%, nonostante la ripresa dell'idroelettrico, dato che la procedura di normalizzazione ne ridimensiona gli effetti). In termini assoluti le FER elettriche sono cresciute in modo deciso dai 5Mtep medi del periodo 2005-2020 fino ai 9,7Mtep del 2017, per arrivare già nel 2020 poco sopra i 10 Mtep. La quota di FER sui consumi elettrici, data la contrazione della richiesta, nel 2023 è stimata pari al 39%, oltre un punto percentuale in più rispetto al 2022 e sui massimi storici, ma decisamente lontano dal target PNIEC (65%).
- A fine 2023 i consumi da FER nel settore termico sono stimati di poco superiori ai 10Mtep, 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 superiore alla soglia del 20%, quindi su livelli massimi, ma tale risultato, in aumento rispetto all'anno

⁶ La metodologia Eurostat utilizzata per il raggiungimento degli obiettivi europei prevede tra le altre cose la normalizzazione della produzione

- precedente di quasi 2 pp, è in buona parte da ricercare nel clima mite, e risulta in ogni caso decisamente lontano dai target 2030 (36%).
- Discorso simile 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 3-5 – Potenza elettrica installata in Italia di impianti PV ed eolici, anni storici e target 2030 (GW)

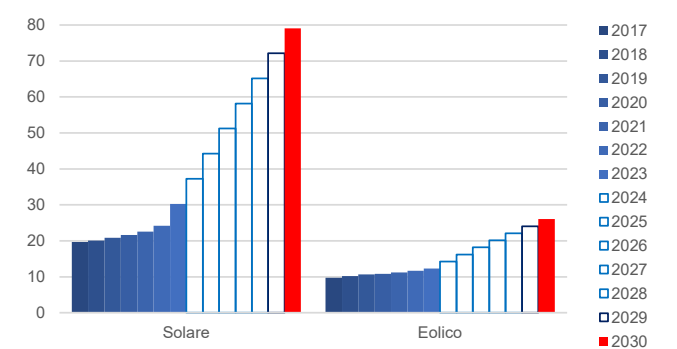


Figura 3-6 - Quota del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia – dati storici e traiettoria PNIEC verso target 2030

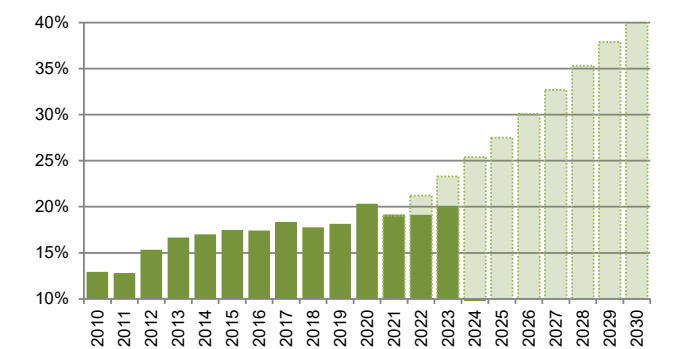
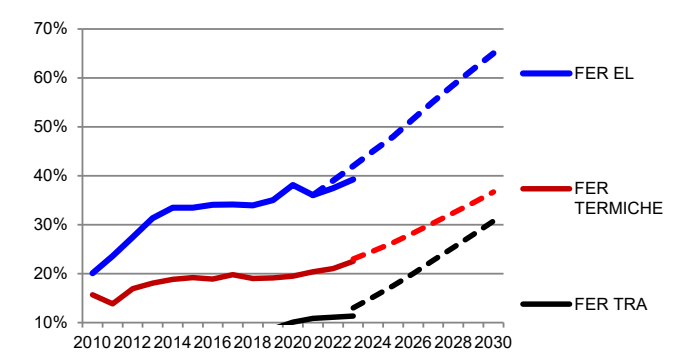


Figura 3-7 – Quote settoriali del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia



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

4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Greggio in calo tendenziale in tutti i trimestri, -18% il dato medio annuo. Forte aumento offerta non-OPEC

- Nel 2023 la quotazione media del Brent si è attestata a 82,5 \$/bl, in calo del 18% rispetto ai 100,8 \$/bl del 2022. Anche il WTI ha perso il 18%, a 77,6 \$/bl (dai 95 del 2022).
- Per tutta la prima metà dell'anno il mercato ha seguito un trend (moderatamente) ribassista, interrotto nel III trimestre quando le tensioni geopolitiche hanno riportato il Brent a oltre 90 \$/bl. Nel IV trimestre le pressioni ribassiste sono però tornate a prevalere, riportando il prezzo sui minimi annuali di inizio estate (77 \$/bl il Brent, 72 il WTI).
- Fattore chiave del trend ribassista è stato l'aumento dell'offerta non-OPEC, che ha compensato i tagli produttivi dell'alleanza OPEC+: la produzione USA ha raggiunto un nuovo record annuo, sfiorando i 13 Mb/g (1 Mb/g in più rispetto al 2022, [Figura 4-2](#)), mentre nel complesso la produzione OCSE è aumentata di quasi 2 Mb/g, e altre 500 kb/g sono venuti dai paesi non-OCSE non aderenti all'OPEC+. Secondo la stima dell'Energy Information Administration degli Stati Uniti l'aumento della produzione non-OPEC avrebbe addirittura superato i 3 Mb/g (un dato superiore alla stima della IEA, ferma a +2,3 Mb/g).
- La domanda è risultata maggiore delle previsioni di inizio anno, superando in media d'anno i 101 Mb/g, oltre 2 Mb/g in più del 2022, grazie in primis all'andamento dell'economia cinese migliore delle aspettative, ma nel corso dell'anno il mercato è rimasto comunque in una situazione di tendenziale eccesso di offerta ([Figura 4-1](#)).
- Per il 2024 la IEA prevede una crescita ancora sostenuta della produzione non-OPEC, pari a circa 1,5 Mb/g, maggiore della crescita della domanda, che è stimata di poco superiore a 1 Mb/g, confermando dunque il tendenziale eccesso di offerta.
- Anche la visione dell'EIA per il 2024 prevede il mantenimento di un marginale eccesso di offerta, nonostante un aumento della produzione non-OPEC molto più contenuto che nel 2023, perché la continuazione dell'offerta OPEC sui livelli attuali non sarebbe sufficientemente restrittiva, visto il previsto rallentamento della crescita della domanda.
- In termini di distribuzione dell'offerta globale ([Figura 4-3](#)), nel 2023 l'OPEC ha dovuto continuare la politica di contrazione della propria offerta, per cui è tornata a contrarsi la sua quota del mercato globale, stimata al 32%, un punto percentuale in meno rispetto al 2022, nuovo minimo di lungo periodo, dopo che era invece tornata a crescere nei precedenti due anni, dal precedente minimo del 32,8% del 2020 (N.B.: dieci anni fa era al 40%).
- In parallelo è aumentato il peso della produzione non-OPEC (OCSE soprattutto, grazie ai nuovi record della produzione USA), trend che è previsto consolidarsi ulteriormente nel 2024. E' notevole come la produzione di greggio russo sia rimasta sostanzialmente invariata su livelli simili (all'incirca 11 Mb/g) sia nel 2022 sia nel 2023, e sia prevista costante anche nel 2024, mentre la quota di mercato sia stata intaccata solo marginalmente (-0,3% nel 2023).

Figura 4-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni EIA



Figura 4-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

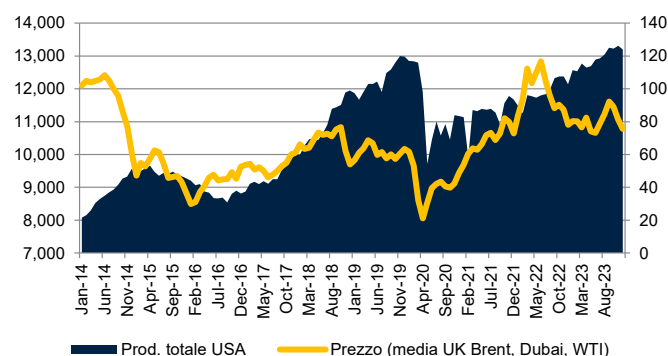
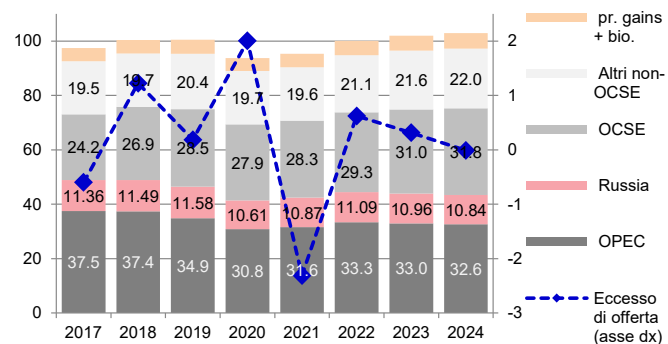


Figura 4-3 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2023 proiezioni IEA e EIA-DOE)



Greggio russo azzerato; in Italia al 30% la quota di greggio dell'Asia centrale

- A fronte della stabilità della quota di greggio russo sul mercato globale, negli ultimi due anni l'UE ha quasi azzerato le importazioni di greggio russo, che si sono evidentemente dirette altrove (Asia in primis).
- In Italia gli embarghi su greggio e raffinati russi hanno portato al completo azzeramento dell'import di greggio dalla Russia (che nel 2022 era pari al 20% dell'import totale) e a una significativa redistribuzione dei fornitori.
- Il crollo del greggio russo ha beneficiato pressoché tutte le altre fonti di approvvigionamento: nei primi undici mesi del 2023 è salita al 29% (dal 21% del 2022) la quota di greggio dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), è salito al 17% il greggio libico (dal 15%) e ha fatto un balzo il greggio americano, per la gran parte statunitense (al 14% del totale, dall'8,7% del 2022, quasi 3 Mt in più), il cui peso è arrivato a superare, sia pur di poco, quello del greggio degli altri paesi africani (Libia esclusa) e medio orientali (esclusa l'Arabia Saudita, la cui quota è tornata a salire, oltre il 7%, dopo anni di trend decrescente).

Crack spread del gasolio in calo sul 2022 ma su livelli doppi rispetto alla media degli anni precedenti. Rischio di mercato corto per il diesel nei mesi invernali

- Sebbene in tendenziale calo nell'ultimo trimestre dell'anno, penalizzato dalla contrazione degli spread tra greggi pesanti e leggeri, anche nel 2023 i margini sui prodotti petroliferi si sono mantenuti su livelli storicamente elevati, beneficiando dello sconvolgimento del mercato provocato dal conflitto in Ucraina, con l'embargo sui prodotti raffinati russi, che nel caso dei distillati medi che tradizionalmente compensava la carenza produttiva europea.
- Il crack spread sul gasolio è stimato superiore ai 25 \$/bl (dati parziali), valore inferiore del 30% rispetto al 2022 ma più che doppio rispetto al valore medio dei quattro anni precedenti. Fattori di freno del crack spread sono stati il rallentamento delle economie europee e l'aumento delle esportazioni dei raffinati russi verso i paesi non aderenti all'embargo, che a loro volta hanno aumentato le loro esportazioni dei loro raffinati. A sostegno dello spread non sono comunque mancati fattori rialzisti, come i cali produttivi delle raffinerie europee, la ridotta disponibilità di greggio sour, il temporaneo blocco delle esportazioni di raffinati deciso dalla Russia per privilegiare il mercato interno, la forte ripresa del traffico aereo e della domanda di jet fuel.
- Il crack della benzina, che nel 2022 dopo l'inizio del conflitto in Ucraina aveva registrato un balzo simile a quello dei distillati medi, ma si era poi ridimensionato nella seconda parte dell'anno, è invece aumentato in ciascuno dei tre trimestri 2023, salendo a oltre 20 \$/bl in media d'anno (dati parziali), grazie ai consumi sostenuti in Europa e Nord America. Lato offerta, in Europa hanno avuto un ruolo anche le fermate per sciopero nelle raffinerie francesi.

Margini di raffinazione in calo ma ancora su livelli storicamente elevati

- Nel 2023 i margini di raffinazione hanno registrato in tutte le aree un leggero ridimensionamento rispetto al 2022, quando si erano collocati sui valori massimi di lunghissimo periodo (Figura 4-6). Per l'area del Mediterraneo il margine medio annuo "EMC benchmark" (calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo) si colloca comunque a più di 8 \$/bl, oltre sei volte la media dei quindici anni pre-2022, mentre il margine per l'area del Nord Europa è stimato pari a oltre due volte la media di lungo periodo.

Come nel 2022, a spingere i margini di raffinazione sono stati gli aumenti della marginalità dei prodotti, tra cui anche quelli dell'olio combustibile ad alto contenuto di zolfo, apprezzatosi in conseguenza dei tagli produttivi OPEC+ concentrati sui greggi ad alto contenuto di zolfo, della domanda di olio combustibile per la generazione elettrica (in Medio Oriente), del tasso di utilizzo più ridotto delle raffinerie. In particolare, nelle raffinerie europee le lavorazioni di grezzo sono infatti rimaste in estate sotto i livelli medi storici.

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

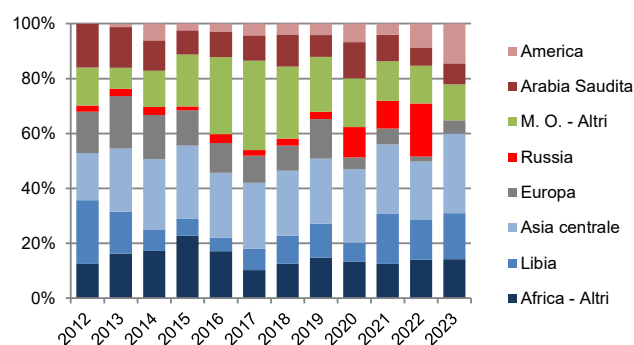


Figura 4-5 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

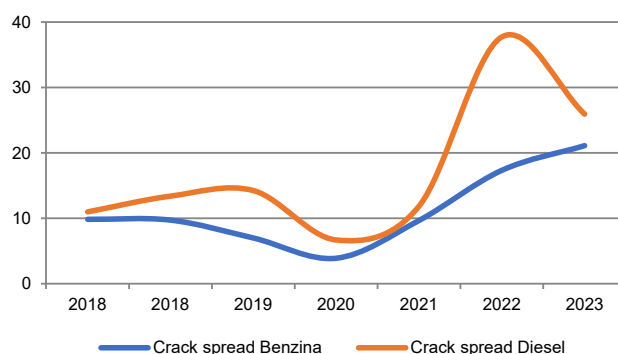
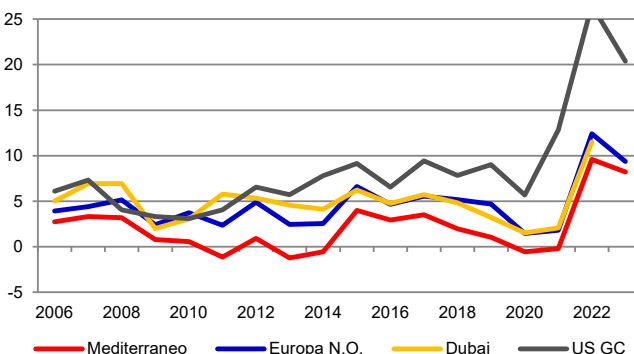


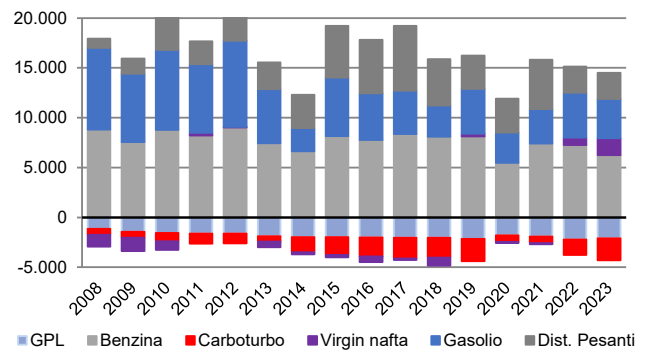
Figura 4-6 - Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bl)



Calo delle esportazioni italiane di raffinati, ma in netta ripresa nel IV trimestre

- Nel 2023 le esportazioni nette italiane di prodotti petroliferi hanno registrato un calo drastico nei primi tre trimestri (-30%), ma sono poi stimate in ripresa nel IV trimestre (dati parziali). Per l'insieme dell'anno si stima un calo limitato al 10%, che porta comunque il dato 2023 a un livello (poco più di 10 Mt) che negli ultimi quindici anni è superiore solo ai dati del 2014 e 2020.
- A spiegare questa evoluzione sono in primo luogo benzina e gasolio. Nel primo caso si è registrato un calo delle esportazioni e un aumento delle importazioni (-1 Mt l'export netto), frutto della domanda crescente. Nel caso del gasolio è diminuito l'import (per la domanda debole) ma è diminuito ancor più l'export, con un calo dell'export netto di oltre 500 kt. In forte aumento anche l'import di carboturbo, tornato sui livelli pre-covid, mentre solo nel caso della nafta si ha un aumento dell'export netto, in linea con la debolezza della petrolchimica.

Figura 4-7 – Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)



4.2. Sistema del gas naturale

Prezzo del gas in caduta nel 2023, ma ancora su valori maggiori delle medie storiche

- Nel 2023 il prezzo medio del gas al TTF è stato di 41 €/MWh (43,05 €/MWh il prezzo al PSV italiano), un valore pari a 1/3 del prezzo medio registrato nell'intero 2022 (123 €/MWh), e anche leggermente inferiore al prezzo medio 2021 (46 €/MWh). I correnti livelli di prezzo restano tuttavia doppi rispetto alla media di lungo periodo (21 €/MWh la media 2010-2020; Figura 4-8).
- E' significativo che il trend ribassista si sia confermato a dicembre (-18% al TTF sul mese precedente) e a gennaio 2024 (-16% su dicembre), dunque nella fase stagionale più critica e favorevole agli aumenti, grazie agli elevati livelli di stoccaggio europei, e a un inverno nuovamente molto mite, come quello 2023. A gennaio 2024 il prezzo al TTF è poi tornato a 30 €/MWh, un valore che non si registrava da giugno 2021 e che rientra nel range storico entro cui oscilla in Europa lo switch dal carbone al gas.
- I prezzi medi annuali 2023 sono risultati ancora quasi doppi rispetto alla media dei dieci anni pre-2022 (21,3 €/MWh al TTF), ma a gennaio lo scarto dalla media di lungo periodo si è ridotto al 40%. La discesa verso le medie di lungo periodo rimane comunque oscillante tra fattori che la favoriscono (congiunturali, come quelli climatici, e strutturali, come la transizione energetica europea) e fattori che la possono invertire, tra cui in primis la ripresa della domanda asiatica, che nel 2023 ha recuperato la flessione del 10% registrata nel 2022.

Riconfigurazione del mercato globale nell'ultimo biennio. Dinamiche in atto e tensioni latenti

- Le conseguenze della guerra Russia-Ucraina e l'embargo al gas russo non si sono ripercossi solo sui flussi tra Russia ed Europa ma hanno riconfigurato gli interi equilibri globali. Il calo delle consegne di gas russo verso l'Europa (-38 mld di m³ nel 2023, e 120 mld di m³ nel periodo 2022-2023) corrisponde ad oltre il 20% del commercio globale di GNL. Il conseguente riaggiustamento in termini di prezzi, di domanda, di offerta, tutte variabili in reciproca interazione tra le principali aree mondiali, è ancora in corso.
- Fattore importante per il trend ribassista è stato il sostanziale raggiungimento degli obiettivi di sicurezza energetica che l'Europa si era imposta nel 2022, con il contenimento della domanda e il riempimento accelerato degli stoccaggi "a qualsiasi costo" (vedi oltre). Si era dunque determinato uno schema commerciale di dirottamento dei flussi di import di GNL verso l'Europa (necessario per sostituire le forniture russe via gasdotto), mediante un incremento dei prezzi tale da provocare lo spiazzamento di parte della domanda asiatica, facendo leva sulla sua sensibilità ai prezzi e alla reattività nello switch su fonti più economiche quali carbone ed olio combustibile. A partire dalla fine del 2022 questo schema non è più stato necessario, perché gli stoccaggi europei sono rimasti sui massimi storici, anche grazie alle condizioni climatiche eccezionalmente miti (il 2023 è stato l'anno più caldo mai registrato a livello globale) e si è contratta anche in modo significativo anche la domanda dell'industria energivora, penalizzata da livelli produttivi inferiori a quelli del 2020.
- 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"). Non a caso, lo spread negativo tra mercati

europei ed asiatici è tornato su valori ampiamente positivi (quasi 8 €/MWh in media nella seconda metà del 2023).

- La tensione latente sul mercato è dovuta al fatto che nel 2023 il mercato globale del GNL ha registrato una crescita costante della domanda, salita al massimo storico di 401 milioni di t rispetto ai 390 milioni del 2022 (+2,8%, dati di Energy Outlook Advisors), mentre l'offerta globale di GNL è aumentata di soli 13 mld di m³, meno della metà degli incrementi medi nel periodo 2016-2022, ancora insufficiente a compensare il forte calo delle consegne di gas russo verso l'Europa.
- Anche per il 2024 l'offerta incrementale di GNL rischia di risultare inferiore a 20 mld di m³, per ritardi e incertezze su alcuni progetti. Ciò implica che il mercato può recuperare i volumi persi dalle forniture di gas russo non prima del 2025, quando saranno operativi i principali progetti GNL di USA e Qatar. A ciò si aggiungono crescenti vincoli alla navigazione, e possibili tensioni legate ai conflitti in corso. Fino ad allora, le rigidità dell'offerta comporteranno margini di sicurezza limitati, con il rischio di maggiore volatilità, rimasta infatti elevata nel 2023 (perché piccoli cambiamenti dell'equilibrio di mercato sono sufficienti a produrre impatti notevoli sui prezzi). E lasciano alla domanda il ruolo chiave per il riequilibrio del mercato.
- Gli Stati Uniti hanno assunto il ruolo di maggior produttore mondiale (davanti ad Australia e Qatar), con l'80% della produzione aggiuntiva, mentre la Cina è di nuovo il maggiore importatore mondiale davanti al Giappone. La domanda complessiva cinese di gas è aumentata di circa il 7% (dopo la flessione del 2022), sostenendo maggiori importazioni di GNL in misura circa doppia (72 mln t. vs. 62,4 del 2022, un aumento a/a del 13,7%), pur rimanendo al di sotto dei livelli record del 2021.

Figura 4-8 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh) – medie trimestrali

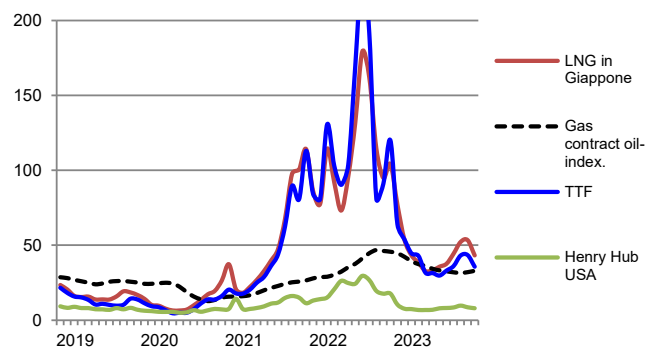
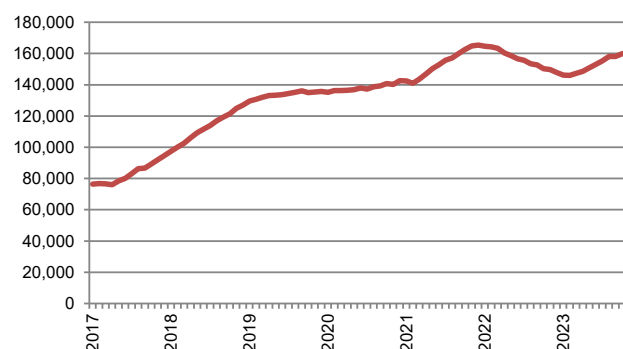


Figura 4-9 – Import di gas in Cina (var. tend. trim., mln m³)



Calo della domanda UE in linea con il target del -15%

- Dopo il drastico calo del 2022 (-14%), la domanda di gas dell'UE si è ridotta di un altro 10% nel 2023 (-43 mld di m³) scendendo a 322 mld di m³ (livello più basso dal 1995), per i cali paralleli della generazione elettrica (-15%) e dei settori civile e industria (-22 mld di m³, -8%). Il consumi sono scesi del 12% nel primo semestre, del 7% nel secondo.
- In soli due anni i consumi europei sono passati dal record di 413 mld di m³ del 2021 al livello più basso dal 1995.
- La diminuzione del ricorso al gas nella generazione elettrica è avvenuta nonostante la decisa flessione del prezzo del gas. Ciò per un verso dimostra che il prezzo del gas resta ancora su valori elevati, per un altro può essere un segnale che il progressivo cambiamento strutturale del mix energetico europeo lungo la traiettoria della decarbonizzazione sta rendendo la domanda di gas meno elastica ai prezzi, anche per il valore attribuito dai decisori alla minore dipendenza energetica derivante dalle politiche di contenimento dei consumi, necessario per sostenere il taglio delle forniture russe.
- Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas dell'UE erano stati inferiori di circa il 17% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target del -15% fissato nel Regolamento UE 2022/1369. Nei mesi successivi, cui si applica l'estensione del target ad aprile 2024 (Regolamento UE 2023/706) la contrazione della domanda è rimasta simile: da aprile a dicembre lo scostamento rispetto alla media quinquennale è stato del 17,5%.

Flussi di gas via gasdotto quasi dimezzati nel 2023 rispetto al media pre-2022

- Lato offerta, nel 2023 le importazioni europee di gas via gasdotto sono stimate in calo di circa oltre 50 miliardi di m³, dopo i 70 mld di m³ n meno del 2022. Il gas importato in Europa via gasdotto nel 2023 è stato inferiore del 43% rispetto alla media del quinquennio 2017.2021 (Figura 4-11).
- Le importazioni di GNL in UE, che nel 2022 avevano raggiunto il massimo storico di 158 mld di m³ sono scese nel 2023 a circa 155 miliardi m³ (Figura 4-12), un calo percentualmente lieve (-2% circa) dopo il fortissimo incremento del 2022 (+65%).
- Anche nel 2023, come già nel 2022, le importazioni di GNL si sono attestate lungo tutto il corso dell'anno di gran lunga al di sopra dei precedenti massimi storici (Figura 4-12). In particolare, ha continuato ad aumentare il GNL di provenienza USA (+5% nei primi nove mesi dell'anno), sebbene a ritmi decisamente inferiori che nel 2022. Nei primi nove mesi del 2023 è salito a circa 55 miliardi di m³ (dai 52 del 2022 e i soli 19 del 2021).

Da fine 2022 stoccaggi costantemente sui massimi storici

- 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, e in parte alla prosecuzione dei processi di fuel switching, ha permesso agli stoccaggi di far registrare nel 2023 un andamento opposto a quello dell'anno precedente. Fin dal terzo trimestre sono saliti fino alla soglia tecnica della piena capacità (99,5%) all'inizio della stagione dei prelievi, dunque oltre il target minimo del 90% fissato dall'UE: valori che ovviamente si collocano sull'estremo superiore del range decennale, all'opposto dei minimi di lungo periodo toccati appena all'inizio del 2022 (Figura 4-13).

Figura 4-10 – Domanda di gas naturale nell'UE27 (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

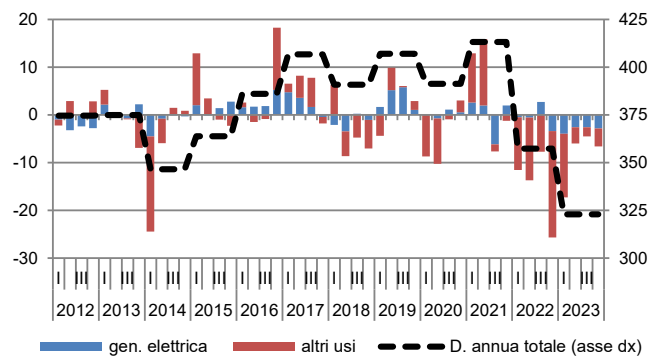


Figura 4-11 – Importazioni mensili di gas via gasdotto in Europa (mld di m³) – anni 2022 e 2023 e media 2017-2021

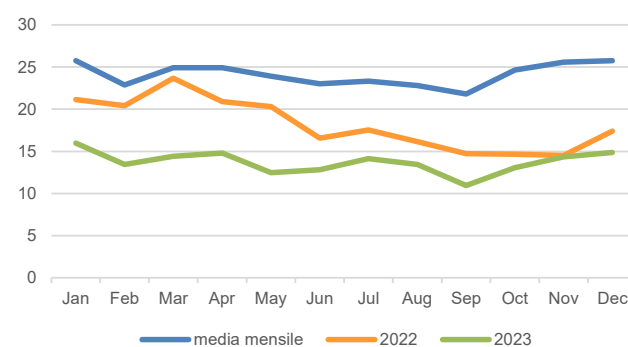


Figura 4-12 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

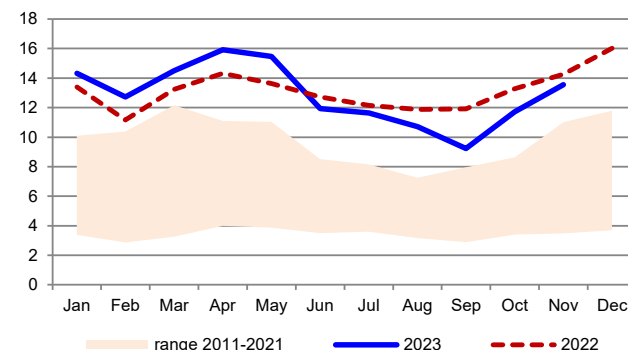
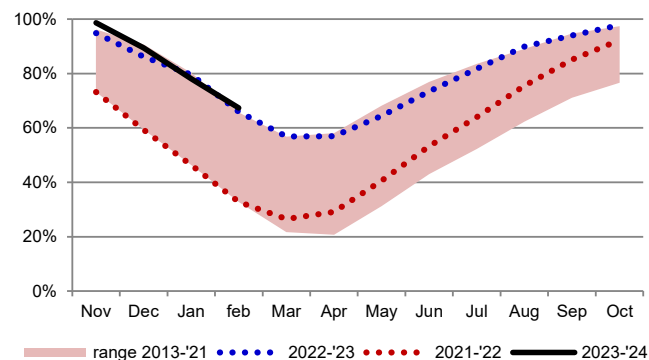


Figura 4-13 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



In Italia consumi di gas ancora in forte calo, 10 miliardi di m³ in meno della media 2017-2021

- In Italia, dopo la decisa contrazione del 2022 la domanda di gas naturale si è ridotta di un altro 8,5% nel 2023, scendendo a 63,1 mld m³ (dai 69 del 2022), un valore negli ultimi quindici anni superiore solo al dato 2014, e inferiore di 10 mld di m³ rispetto alla media 2017-2022 e di poco meno rispetto alla domanda prevista per il 2023 nello scenario di policy del PNIEC dello scorso giugno (Figura 4-14).
- E' significativo che nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas erano stati inferiori di oltre il 16% rispetto alla media 2017-2022, calo maggiore del target del -15% stabilito dal Regolamento UE 2022/1369 e maggiore anche di quello riconducibile alla dinamica del clima (favorevole per l'inverno mite), presumibilmente per il persistere degli effetti dei prezzi del gas ancora elevati, che hanno indotto cambiamenti comportamentali orientati al contenimento dei consumi. Al contrario, nel periodo agosto 2022-gennaio 2023 (oggetto del regolamento UE di agosto 2022) il calo dei consumi di gas rispetto alla media dei cinque anni precedenti è stato del 13%, a fronte di gradi giorno riscaldamento inferiori del 17%.

Drastico calo dei consumi di gas nella termoelettrica, nel civile contrazione concentrata nel I trimestre. Pesante la flessione nell'industria, che si somma a quella del 2022

- A livello settoriale i consumi dell'industria hanno registrato nel 2023 un'altra flessione (-4%), che si va a sommare a quella pesantissima dell'anno precedente (-15%). Lo scostamento negativo dalla media dello scorso decennio supera il 16%, ed equivale a oltre 2 mld di m³ in meno.
- I consumi termoelettrici si sono ridotti a loro volta di circa il 16% (ben 4 mld di m³ in meno) rispetto al 2022, quando il calo fu favorito tra l'altro dalla politica di switch dal gas al carbone e all'olio combustibile per le preoccupazioni relative alla sicurezza degli approvvigionamenti (in particolare la necessità di garantire il riempimento degli stoccaggi di gas). Sebbene nel corso del 2023 il programma di massimizzazione dell'utilizzo del carbone sia stato rimodulato e infine terminato, i consumi di gas nella termoelettrica sono scesi in misura molto più massiccia che nell'anno precedente, grazie ai fattori che hanno determinato l'evoluzione del mercato elettrico nell'anno (ripresa dell'idroelettrico, importazioni record, aumento di solare ed eolico, calo della domanda di elettricità).
- Anche nel caso della termoelettrica i consumi del 2023 risultano nettamente inferiori alla media del decennio passato (2,5 mld di m³ in meno, -11%)
- I consumi delle reti di distribuzione (prevalentemente residenziale e terziario), diminuiti del 18% nel I trimestre (pari a 2,5 mld di m³), hanno poi registrato cali contenuti nei due trimestri centrali dell'anno e sono tornati a una variazione tendenziale positiva nell'ultimo trimestre (+9%), comunque più modesta in valore assoluto (perché i consumi del settore si concentrano nei mesi invernali). Nell'insieme dell'anno i consumi del civile si sono ridotti di 2 mld di m³, una contrazione del 7% rispetto al 2022, quando si erano ridotti del 14% rispetto al 2021. Rispetto alla media dello scorso decennio, in questo caso lo scostamento negativo è pari a ben 5,5 mld di m³, il 17% in meno.

Figura 4-14 - Domanda di gas in Italia (mln Sm³)

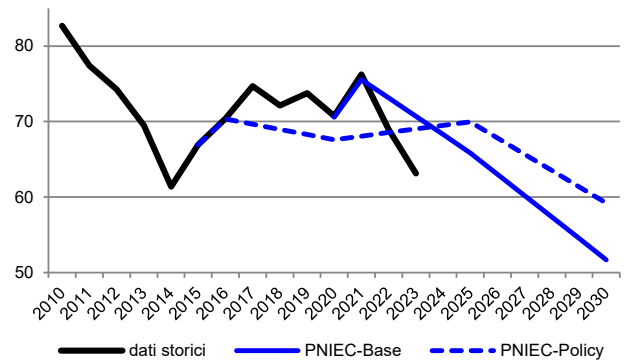
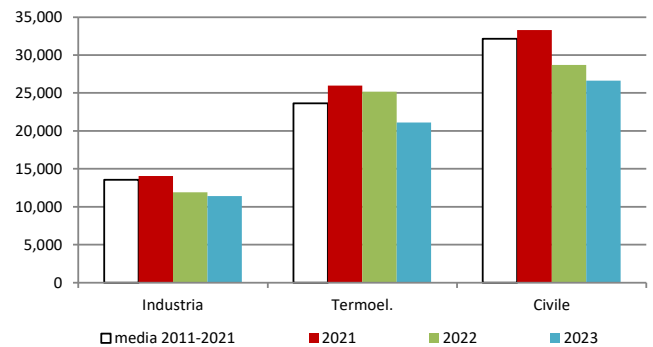


Figura 4-15 - Domanda annua di gas naturale per settore in Italia – Ultimi tre anni e media 2011-2021 (mld m³)



Importazioni al secondo valore più basso degli ultimi quindici anni. Gas algerino prima fonte, segue il GNL al 27%

- Lato offerta, nel 2023 le importazioni totali di gas naturale sono diminuite nel 2023 di 8 mld m³ (-11,5%), un calo percentualmente quasi triplo rispetto a quello dell'anno precedente, attestandosi a 60,6 miliardi di m³, secondo valore più basso degli ultimi quindici anni (dopo i 55 mld m³ del 2014).
- Le importazioni di GNL sono aumentate di quasi il 15% (circa 2 mld m³), dopo il +45% del 2022 (equivalente a 4,4 mld m³), e hanno superato i 16 mld di m³.
- Il gas algerino si è fermato su livelli marginalmente inferiori a quelli del 2022 (500 milioni di m³ in meno), mentre un calo del 10% (tutto però concentrato nel III trimestre, per interruzioni tecniche sui gasdotti nel periodo estivo) ha riguardato il gas dal Nord Europa.
- Nell'anno sono aumentate di 1/3 le esportazioni del sistema gas italiano, in particolare a Tarvisio, per un totale di 3,3 mld m³. Infine, la produzione nazionale ha perso un altro 10% (pari a 300 mln m³) fermandosi a 2,8 mld m³.
- Nel 2023 gli approvvigionamenti dalla Russia si sono quasi azzerati, essendosi ridotti del 77% dopo il -61% del 2021: Tra il 2021 e il 2023 il calo complessivo del gas russo è stato pari a 70 milioni di m³/g, e la sua quota sull'import totale è passata dal 39% al 4%. Questo gap del 35% è stato riempito in primo luogo dalle importazioni di GNL, la cui quota è salita di oltre 13 punti percentuali, dal 13% al 27%, poi dal gas algerino e nord-europeo, le cui quote sono entrambe salite di 8 punti percentuali (al 38% il primo, all'11% il secondo), infine dal TAP, la cui quota è salita dal 10 al 16%.

Calo dei consumi fattore chiave per la copertura del deficit di gas russo

- I dati delle immissioni medie giornaliere per punto di entrata evidenziano bene la nuova gerarchia degli approvvigionamenti, stravolta a seguito della in guerra in Ucraina: con quelle russe crollate ad una media annua 2023 di 7 mln m³/g, rispetto ai 30 del 2022 e ai 76 della media decennale. Quelle algerine sono rimaste stabili sui valori superiori di circa il 50% alla media di lungo periodo (63 vs. 44 mln), e stabili sono state anche quelle di TAP, Nord Europa e Libia (rispettivamente a 27, 18 e 7 mln m³/g). In aumento invece, da 39 a 44 mln m³/g (+13%) le immissioni di GNL.
- Dai dati emerge che sebbene rimarchevole per rapidità e dimensioni, il processo di sostituzione del gas russo è in realtà ancora parziale. Il drastico crollo dell'import di gas russo (-70 mln di m³/g rispetto al 2021) è stato compensato da aumenti significativi di quasi tutte le altre fonti di approvvigionamento (+18 mln di m³/g il GNL nel 2023 rispetto al 2021, +12 mln di m³/g il gas dal Nord Europa, +5 mln di m³/g il gas algerino, +7 il gas azero). Il più importante fattore di assorbimento del deficit creato dall'embargo ai rifornimenti dalla Russia è stato quindi il calo dei consumi complessivi di gas, che ha coperto quasi la metà dei 70 mln m³/g mancanti: la media giornaliera della domanda si è ridotta di ben 30 mln di m³ (da 198 mln di m³/giorno a 168, -15%) rispetto agli stessi mesi del 2021. La persistente contrazione della domanda resta dunque l'elemento chiave per minimizzare il rischio di penuria di gas.
- Ciò anche tenendo conto del livello record di riempimento degli stoccaggi, che anche in Italia a inizio febbraio 2024 risultano ancora ben superiori ai massimi di lungo periodo (Figura 4-18), e in linea con gli obiettivi intermedi di riempimento previsti dal Regolamento europeo, che ha confermato anche per il 2024 l'obiettivo finale del 90% entro il primo novembre.
- Va infine segnalato l'avvio nel 2023 del terminale FSRU (Floating Storage Regasification Unit) di Piombino, a pieno

regime dal mese di ottobre, che nel IV quarto trimestre già arrivato a coprire il 7% dell'import totale, e quasi ¼ del totale delle importazioni di GNL.

Figura 4-16 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (mln m³)

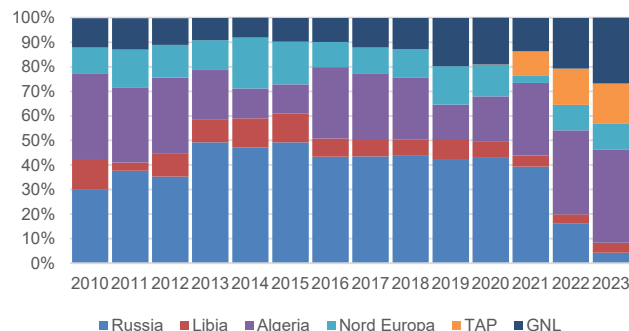


Figura 4-17 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (mln m³)

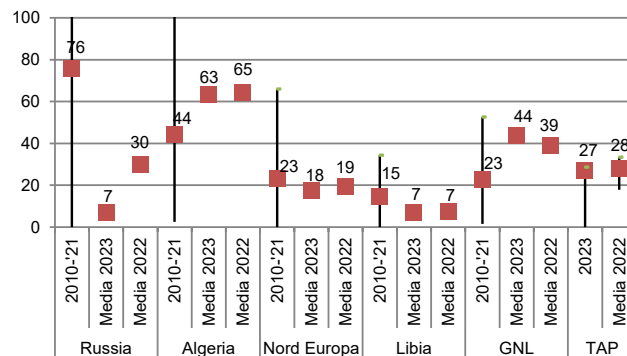
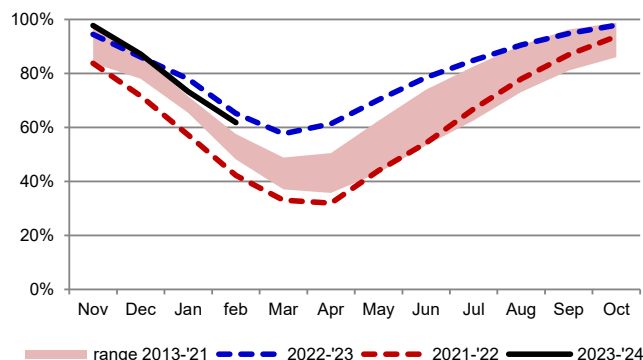


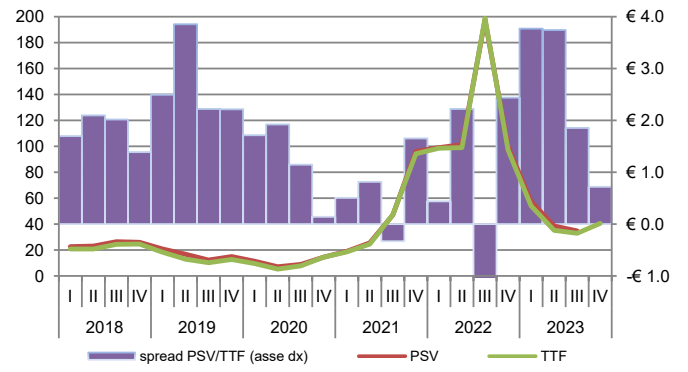
Figura 4-18 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)



Nel 2023 forte risalita dello spread PSV/TTF, per l'aumento dell'import dal Nord Europa

Nel 2023 è tornato ad allargarsi in modo significativo lo spread PSV-TTF, che negli ultimi due anni, pur con estrema variabilità, si era invece molto ridimensionato. In media d'anno si è attestato a 2,3 €/MWh, oltre il doppio rispetto all'anno precedente, quando si era fermato appena al di sotto di 1 €/MWh. L'allargamento dello spread è stato guidato dall'incremento dei flussi di importazione dal nord Europa (punto di ingresso di Passo Gries), particolarmente accentuati nella prima metà dell'anno (spread medio a ben 3,3 €/MWh), per contribuire alla sostituzione del gas russo.

Figura 4-19 – Spread PSV/TTF (€/MWh, asse sx) e prezzo del gas sui due mercati ((€/MWh, asse dx)



4.3. Sistema elettrico

Dopo 5 variazioni tendenziali negative, in autunno torna a crescere la richiesta di elettricità sulla rete (+1,9%)

- Nel 2023 la richiesta di elettricità in Italia si è fermata a 306 TWh, 9 TWh in meno del 2022, con una contrazione del 2,8%, concentrata nel I semestre (-5,7%), perché nel II semestre si è registrata un marginale incremento sull'anno precedente (+0,3%).
- Tra ottobre e dicembre la domanda di energia elettrica sulla rete è risultata in aumento di circa 1,3 TWh rispetto allo stesso periodo del 2022 (+1,9%), dopo cinque variazioni trimestrali negative consecutive. La richiesta è risultata in aumento in tutti e tre i mesi autunnali, con una variazione più decisa ad ottobre (quasi 1 TWh in più di ottobre 2022, +3,8%), ma in tutti e tre i mesi la domanda è rimasta comunque al di sotto dei minimi mensili di lungo periodo (Figura 4-20). In tutti i mesi precedenti la domanda si era invece collocata ben al di sopra dei minimi, a luglio ed agosto in particolare, a indicare che nonostante la fase di debolezza nei mesi estivi la domanda tende a restare sui livelli elevati.

Nei mesi autunnali domanda in potenza sotto ai minimi storici

- La punta mensile di potenza nel IV trimestre è andata progressivamente crescendo, passando dai 43 GW di ottobre (+3% YoY), 48 GW di novembre (+0,4% YoY), 50 GW a dicembre, mercoledì 6 alle ore 8:00 (-0,2% YoY), coperta per il 65% da produzione termoelettrica.
- In riferimento all'andamento dell'intero anno (Figura 4-21), la punta mensile della domanda in potenza ha seguito una curva quasi sovrapponibile a quella del 2022, con un picco di 58,8 GW raggiunto il 19 luglio, superiore di oltre 1,4 GW rispetto al picco del 2022 e prossimo al massimo storico, laddove nei mesi precedenti era rimasta più vicina ai minimi di lungo periodo. A conferma del fatto che pur in un contesto di domanda debole restano elevate le punte di domanda estive. Mentre è vero il contrario in autunno, perché nell'ultimo biennio la punta di domanda è scesa sotto i minimi di lungo periodo.

In netto calo la termoelettrica, ai minimi storici; record positivo per l'incidenza delle FRNP. Massimo storico per l'import

- Lato offerta, nell'ultimo trimestre dell'anno si rileva un deciso aumento della produzione da FER: l'idroelettrico è aumentato di oltre 4 TWh (+65% tendenziale); su base d'anno la variazione supera di 10 TWh i valori minimi del 2022 (+36%), risultando tuttavia ancora inferiore alla media dei 10 anni precedenti (-9 TWh). Aumenti significativi nei 12 mesi hanno riguardato inoltre la generazione da solare (+10%, +2,9 TWh) ed eolico (+15%, +3 TWh). Per entrambe le fonti si tratta di record di produzione, superiori di oltre il 20% rispetto alla media del quinquennio precedente. La produzione da FER nella II metà del 2023 si è quindi collocata quasi stabilmente al di sopra dei massimi storici (Figura 4-22).
- Nonostante la crescita della domanda sulla rete, nel IV trimestre è in deciso calo la produzione termoelettrica, schiacciata dal netto incremento delle importazioni e delle FER (+15 TWh nell'insieme). La produzione termica, ferma sotto quota 42 TWh, è diminuita di oltre il 20% rispetto al IV trimestre dell'anno precedente.
- Nell'insieme dell'anno la produzione termoelettrica, pari a 158 TWh, è inferiore di ben 33 TWh sul 2022 (-17%), fa registrare un minimo storico (-15% rispetto alla media dei 10 anni precedenti, pari a 184 TWh). La causa va ricercata per metà nel risultato delle rinnovabili (nei 12 mesi +16 TWh), per il resto al calo della domanda (-8 TWh) e all'ampio ricorso alle importazioni (+8 TWh). Le

importazioni nette (51 TWh nel 2023) hanno beneficiato della ripresa della produzione nucleare dopo il blocco del 2022, ma è comunque notevole che abbiano raggiunto un nuovo massimo storico (+25% rispetto alla media dei 10 anni precedenti).

- L'incidenza della termoelettrica sulla richiesta totale nell'insieme del 2023 è scesa al 51,6%, al di sotto del precedente minimo storico del 2014 (anno record della produzione idroelettrica). All'opposto, ha raggiunto nuovi record l'incidenza della produzione da fonti non programmabili (FRNP), che anche grazie al calo della richiesta di elettricità ha superato i precedenti massimi storici (massimo assoluto su base mensile fissato ad aprile, con il 22,6%, seguito dal 21,5% di agosto). Ad eccezione di un paio di mesi la produzione da FERNP è stata maggiore dei precedenti massimi storici per quasi tutto l'anno, pur rimanendo in ogni caso ben al di sotto dell'obiettivo PNIEC.

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

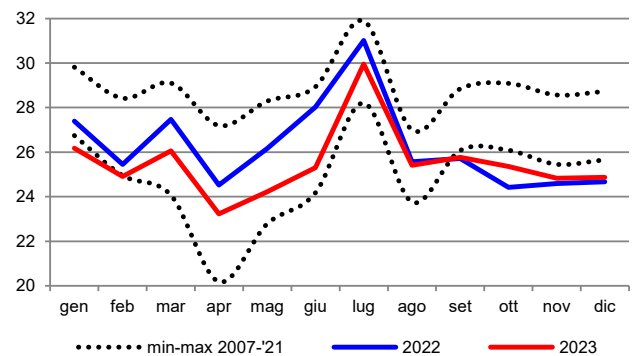


Figura 4-21 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

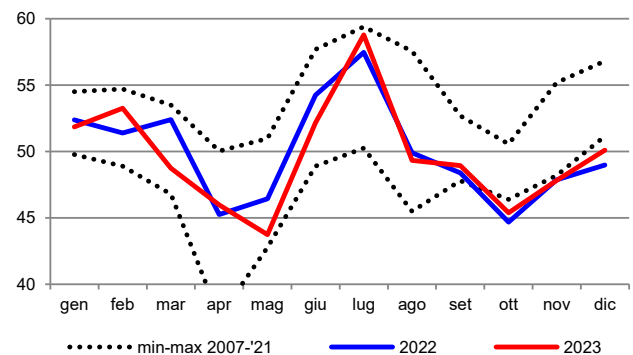
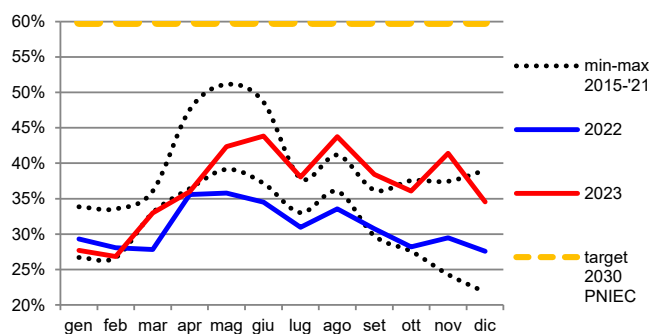


Figura 4-22 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Migliora il record di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti, nel 2023 sopra la soglia del 61%

- Secondo le stime ENEA (elaborate su dati non completi) anche su base oraria le FRNP nel 2023 hanno fatto registrare nuovi massimi in termini di copertura della domanda. Nell'1% delle ore di massima penetrazione delle FRNP queste hanno coperto almeno il 61% della domanda, in netto progresso rispetto al precedente massimo del 2022 (54%; Figura 4-24).
- Nel corso degli ultimi anni (risultato anche della scarsa idraulicità) il divario tra le curve relative alla massima penetrazione di FRNP e di FER totali è andato riducendosi passando da un gap medio del 20% fino al 2020 al 15% circa nel triennio 2021-23, segno del crescente peso delle FRNP sul totale delle FER.
- Nel 2023 si registra inoltre un nuovo massimo di variazioni orarie della produzione intermittente su base oraria (Figura 4-25): la massima variazione oraria in aumento è stimata superiore al 18% della domanda, la massima variazione in diminuzione superiore al 16%. Anche la deviazione standard di queste variazioni nel 2023 (al 4%) risulta la più alta della serie storica.

Nel 2023 profilo orario della domanda residua ancora più ripido

- La crescente penetrazione delle fonti intermittenti ha inevitabilmente inciso sul profilo orario della curva di domanda: l'aumento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, ha accentuato la distanza tra il minimo carico residuo (la differenza tra il fabbisogno e la produzione da FRNP) diurno e il massimo carico residuo serale. Per soddisfare sia la rampa di presa di carico mattutina sia la rampa di presa di carico serale divengono dunque sempre più necessarie azioni di bilanciamento fornite da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione e in grado di seguire il carico residuo. Tale fenomeno è particolarmente evidente nelle giornate caratterizzate da bassa domanda e elevata produzione da FRNP, tipicamente i giorni festivi, quando la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve" (Figura 4-26).
- La figura evidenzia come nel corso del 2023 la curva della domanda residua media oraria sia caratterizzata da un profilo più ripido anche rispetto a quello dell'anno precedente e perfino rispetto a quello del 2020. Si rileva infatti una riduzione sia del valore minimo medio della domanda residua da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata (circa 15 GW, rispetto ai 17 GW del 2020 e i 18 GW del 2022), che dei massimi serali medi (oltre i 28 GW, a fronte dei quasi 30 GW dell'anno precedente), con un incremento - nei giorni festivi - della risalita pomeridiana media della domanda residua, arrivata a circa 13 GW (12 GW nel 2022, 11,5 GW nel 2020).

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

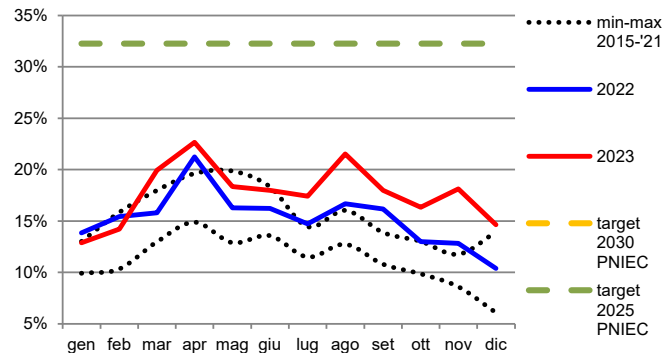


Figura 4-24 – Massima quota oraria produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 99° percentile

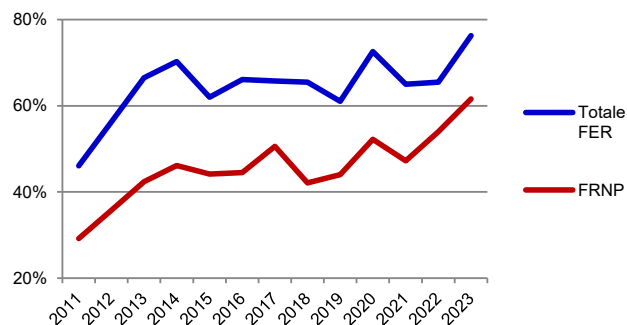


Figura 4-25 – Massime variazioni orarie (in aumento e in diminuzione), e deviazione standard, della produzione intermittente (in % del carico totale)

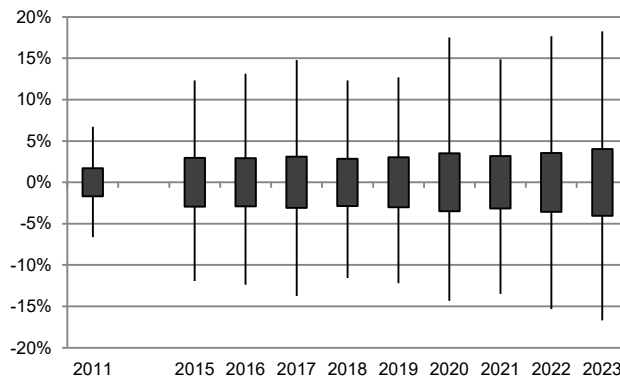
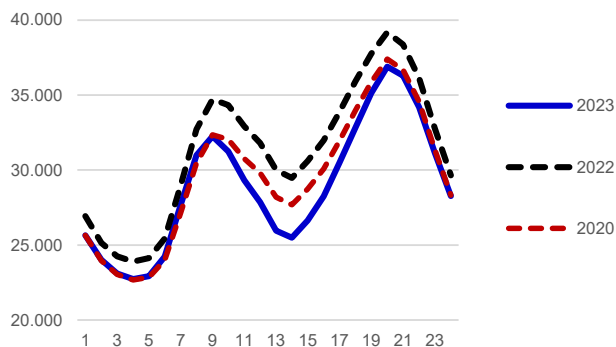


Figura 4-26 –Curva oraria della domanda residua media



In decisa riduzione il divario dei prezzi nelle fasce orarie

- La forte crescita della quota di mercato delle rinnovabili intermittenti ha avuto un impatto anche sui prezzi dell'elettricità sulla Borsa italiana (nonostante la dinamica del prezzo continui a rispecchiare in primo luogo quello dei costi della generazione da gas naturale). Dalla **Figura 4-27** emerge come il forte calo del prezzo dell'elettricità registrato nel 2023 (rispetto ai valori record del 2022) non è tuttavia omogeneo nei diversi gruppi di ore: la diminuzione del PUN è stata infatti maggiore nelle ore centrali della giornata, con la conseguenza che si è ridotto ai minimi storici il rapporto tra i prezzi della fascia oraria F1 e quelli della fascia F3, e con il sostanziale appiattimento della curva oraria del prezzo nel 2023 (rispetto a quella tradizionalmente a doppia gobba del 2022).

Margini di capacità complessivamente in miglioramento, ma restano criticità nei mesi estivi

- Il calo della domanda di elettricità del 2023 ha avuto un effetto positivo sull'adeguatezza del sistema elettrico. Ad eccezione del III trimestre (di cui si dirà più oltre), 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 di quasi 7 GW (ma sotto i 3 GW nel III trimestre), un valore superiore al 10% della domanda registrata in quell'ora. Il valore medio annuo è di poco inferiore al 9%, quindi nettamente in aumento rispetto al 2022 (quando era stato inferiore al 5%) e del triennio ancora precedente (meno del 6% in media).
- Come già osservato nel corso del 2022, alla punta di domanda estiva, che come si è visto è risultata vicina al massimo storico, il margine di adeguatezza risulta nettamente inferiore al resto dell'anno, e su valori molto contenuti. Nell'1% delle ore del trimestre con il margine più basso si stima che questo sia stato inferiore al 4% della domanda, in alcuni casi (ma non in tutti) in corrispondenza di valori ridotti di produzione idroelettrica, e nonostante un valore medio delle importazioni invece generalmente in linea con la media annua.

Nel 2023 drastico calo dei costi dei servizi di dispacciamento

- Un dato notevole (in positivo) del 2023 è il drastico calo dei volumi e dei costi sostenuti da Terna per i servizi approvvigionati sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (che poi si riversano sulla bolletta mediante la componente uplift). Nel 2023 i volumi complessivamente movimentati da Terna nel MSD sono scesi a poco più di 4 TWh, in calo del 40% rispetto al 2022. Ancora più rimarchevole il calo dei costi, scesi stabilmente al di sotto di 1 €/MWh, a fronte di una media 2016-2021 pari a 8 €/MWh. A spiegare questa caduta vi sono diversi fattori, tra cui una serie di azioni introdotte da Terna a partire dal 2022: miglioramento del controllo delle tensioni, dell'approvvigionamento delle riserve e della risoluzione delle congestioni. Ma va anche segnalato come a fine 2022 l'Arera abbia varato un meccanismo per incentivare Terna a "effettuare tutti gli interventi utili" per ridurre i costi del dispacciamento, "sfruttando al meglio le risorse disponibili e ampliando la platea dei soggetti e dei dispositivi in grado di fornire servizi al sistema (ad esempio rinnovabili ed accumuli)". Il meccanismo prevede una valutazione delle performance 2022-2024. Altri possibili fattori sono gli effetti benefici di investimenti nella rete, finalizzati a ridurre le congestioni, e forse un possibile cambiamento delle strategie di offerta degli operatori, meno focalizzati su MSD l'aumento dei prezzi su MGP.

Figura 4-27 – Curva del PUN medio orario nel 2023 e nel 2022 (€/MWh, asse sx), e variazione % media in ogni ora (asse dx)

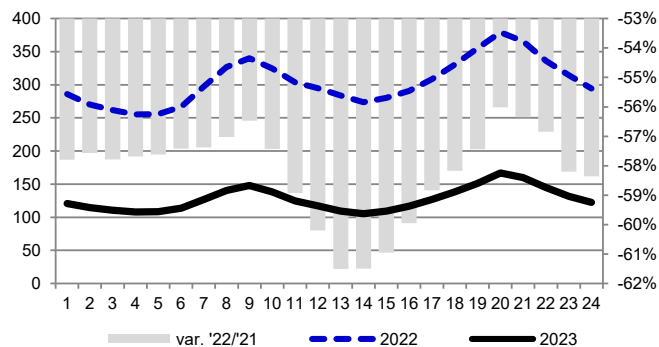
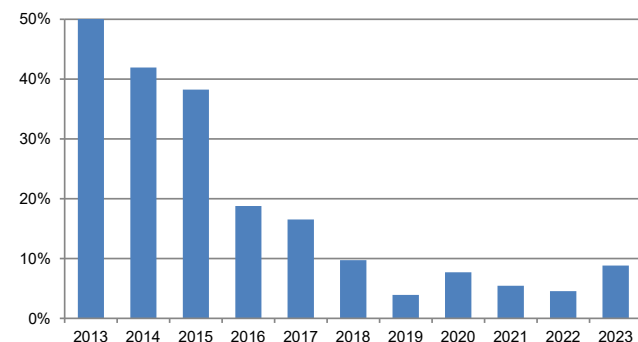


Figura 4-28 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 99° percentile)



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).

Figura 4-29 - Costi associati alle transazioni di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (mln €) e volume totale delle transazioni (TWh)

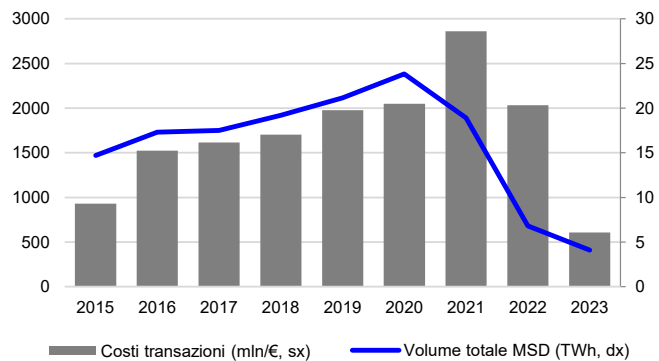
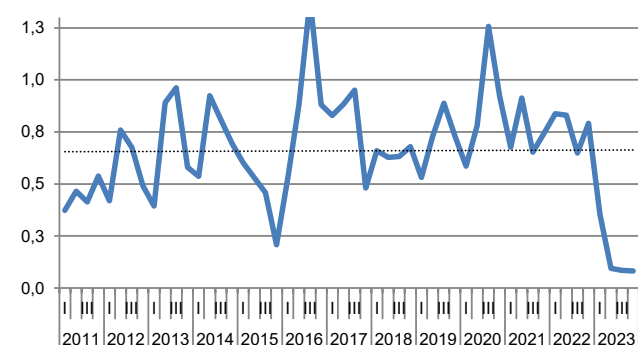


Figura 4-30 - Corrispettivo uplift (€cent/kWh)



5. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel 2023 prezzi dell'energia elettrica in calo generalizzato, grazie alle quotazioni dei prezzi all'ingrosso, proseguendo il trend in atto a partire dalla fine del 2022. Per i consumatori non domestici il livello di prezzo al termine dell'anno è del tutto in linea con quello di due anni prima, sia pure con effetti diversificati. Si riduce anche il differenziale rispetto ai paesi europei.

A partire dalla fine del 2022 si registra una tendenza alla diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica, tanto per le imprese quanto per i consumatori domestici. Nel 2023 il PUN il PUN raggiunge un livello medio di soli 2 euro per MWh superiore a quello del 2021. L'effetto di questa dinamica si trasferisce sui prezzi per le utenze non domestiche. Al termine dell'anno appena trascorso, per la classe di consumo 500-2.000 MWh annui si stima un livello di prezzo intorno ai 19 centesimi di euro per kWh, mentre per quella più piccola, tra 20 e 500 MWh per anno, la stima si aggira intorno a 22 centesimi di euro (Figura 5-1). Gli effetti sono tuttavia differenziati in ragione delle fasce di consumo. Secondo la rilevazione Eurostat, a metà del 2023, per le utenze più piccole (classe IA, per un consumo inferiore a 20 MWh annue) il calo rispetto al semestre precedente è di appena il 12%, mentre per quelle più grandi (classe IF e IG, consumo non inferiore a 70GWh per anno) si attesta al 40% circa. La Figura 5-2 indica come il divario rispetto alla media dei paesi dell'Unione Europea vada sensibilmente riducendosi, in particolar modo per la classe di consumo più caratteristica (Band IC), ad ulteriore conferma della elevata sensibilità degli operatori economici italiani alle variazioni dei prezzi sui mercati internazionali e sul costo dell'energia.

Nel 2023 per le famiglie italiane bolletta in diminuzione. Sul mercato libero l'energia elettrica costa il 57% più che sul mercato tutelato. Le classi di consumo più basse continuano a sostenere un costo unitario per l'acquisizione dell'energia elettrica significativamente più elevato.

Se si prende a riferimento il profilo tipo per il consumatore in maggior tutela, quello in corrispondenza di un consumo di 2.700 kWh per anno ed una potenza impegnata pari a 3 kW, al termine del 2023 il calo per le famiglie italiane è pari a quasi il 30% rispetto a dodici mesi prima (dati Arera). Sembrano comunque emergere alcune criticità. In primo luogo, il divario tra il costo medio stimato per il mercato libero e quello tutelato è sensibile, a cominciare dal mese di marzo 2022, per arrivare al picco di novembre dello stesso anno (Figura 5-3, stima a partire da dati Istat). Al termine del 2023, sul mercato libero, segmento con un volume pari a circa due terzi del totale, si stima un costo al kWh pari a circa 44 centesimi, contro i 28 di quello del mercato tutelato. In secondo luogo, pare significativo anche il divario relativo tra "piccoli" e "grandi" consumatori (Figura 5-4). In termini di costi unitari, dalle stime fornite da Arera per il servizio di maggior tutela, si evince che la classe di consumo minore (1500 kWh/a, per 3 kW di potenza impegnata) avrebbe pagato nel 2023 36 centesimi di euro per kWh, a fronte dei 30 della classe maggiore (6000 kWh/a, potenza pari a 6 kW). Si tratta di un differenziale del 20% circa. Il divario persiste anche nei primi due mesi del nuovo anno (Figura 5-4, parte destra), ed anzi in termini percentuali si accentua, passando ad oltre il 30% (25,4 c€ contro 19,2 c€). La maggior incidenza relativa dei costi fissi per le classi minori spiega naturalmente buona parte del divario, ma non si può escludere che il fenomeno per cui "meno si consuma più si paga" possa celare criticità anche sul piano dell'equità sociale

Figura 5-1 - Stima del prezzo dell'energia elettrica al netto dei costi recuperabili per i consumatori non domestici

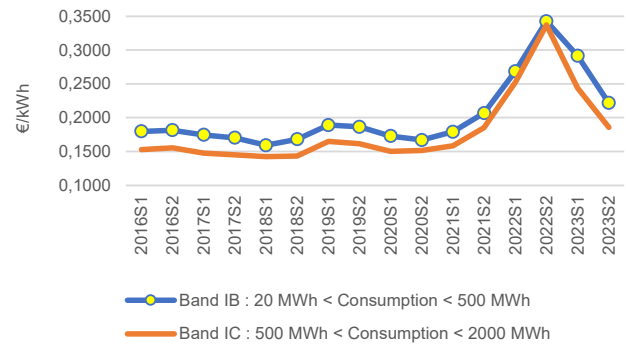


Figura 5-2 - Stima del differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla media UE-27, valori percentuali

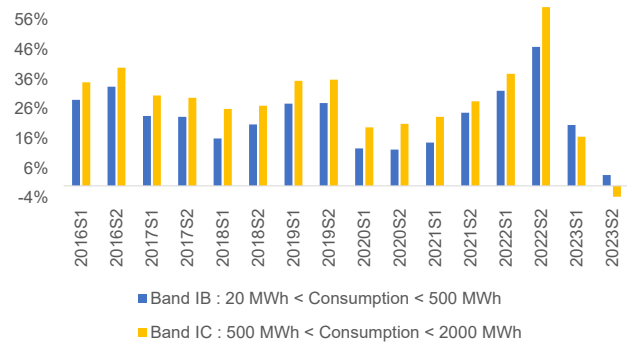


Figura 5-3 - Stima del prezzo medio dell'energia elettrica al consumo, comprensivo di oneri e IVA, presso il mercato tutelato e il mercato libero

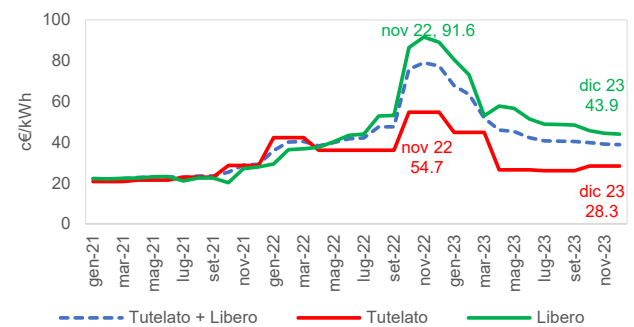
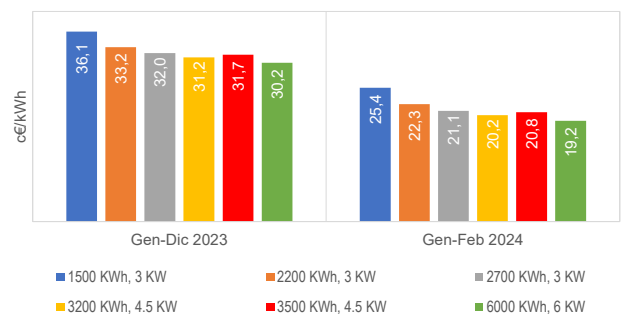


Figura 5-4 - Stima del costo unitario dell'energia elettrica per diversi profili di consumatore domestico, servizio di maggior tutela



5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel IV trimestre ancora in aumento i prezzi del gasolio in Italia (+1,3% sul trimestre precedente); nei 12 mesi in media 1,8€/litro, -1% rispetto ai livelli massimi del 2022

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del IV trimestre è stato pari a circa 1,83 €/litro, solo in lieve aumento rispetto all'1,8€ del trimestre precedente (+1,3%). A inizio anno il prezzo si era attestato su valori anche più alti (1,85 €/litro), prima della contrazione durante i mesi primaverili (1,7 €/litro). Nell'insieme dei 12 mesi il prezzo medio è stato pari a circa 1,8 €/litro, appena 2 centesimi in meno rispetto al 2022, e superiore di oltre il 25% rispetto alla media del triennio precedente.

La Figura 5-5 mostra come, dopo i decisi rialzi registrati tra inizio 2021 e metà 2022, che avevano spinto i prezzi a fine giugno fin sopra la soglia dei 2 €/litro, sia seguito poi un trend di riduzione, seppur non uniforme, fino a fine 2022 (1,7 €/litro). Dopo un nuovo rialzo a inizio 2023 (a febbraio 1,9 €/litro), il prezzo ha poi ripreso il trend di riduzione fino a maggio (1,65 €/litro), per poi però tornare su un trend a rialzo, arrivando a fine settembre poco sotto i 2 €/litro. A partire da ottobre i prezzi sono poi tornati a diminuire, seppur in modo graduale, arrivando a fine anno a 1,73 €/litro (stessi livelli di metà luglio). Nell'insieme del 2023 nel resto dei Paesi UE il prezzo medio del gasolio è stato pari a 1,68 €/litro (-8% rispetto al 2022), oltre 10 €cent in meno rispetto al prezzo Italiano, riportando di fatto il divario ai livelli di fine 2021.

Prezzo industriale in calo del 20% rispetto ai massimi del 2022 (nonostante i rialzi del III e IV trimestre), ma nettamente superiore ai pezzi medi del triennio precedente

Durante i mesi autunnali il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,88 €/litro, in lieve aumento sui tre mesi estivi (0,86 €/litro, +2%). Nella I metà dell'anno si registrava invece una fase di flessione, che seguiva quella della seconda parte del 2022, che aveva portato i prezzi dai livelli massimi di fine giugno 2022, di 1,3 €/litro a 0,93 €/litro di inizio 2023, per proseguire sul trend di riduzione fino a 0,76 €/litro di fine giugno 23. Per effetto dei rialzi dei mesi estivi, a fine settembre '23 i prezzi sono poi arrivati poco al di sotto ad 1€/litro (di fatto sui livelli di inizio anno), per poi tornare su un trend discendente, arrivando a fine anno a quota 0,8 €/litro. Nell'insieme del 2023 il prezzo industriale del gasolio è stato mediamente pari a 0,86 €/litro, decisamente inferiore rispetto all'1,07€/litro del 2022 (-20%), ma nettamente superiore (oltre il 50%) rispetto alla media del triennio ancora precedente (0,55 €/litro). Anche a livello UE il prezzo industriale nel corso del 2023 è diminuito, del 18% rispetto all'anno precedente, attestandosi su 0,9 €/litro, il 5% più elevato rispetto a quello italiano, in aumento rispetto al 3% del 2022, ed in linea con il valore medio del periodo 19-21 (Figura 5-6).

In aumento il peso delle tasse, nel 2023 oltre il 52%, oltre 6 pp in più della media UE

Nel corso del 2023 in Italia si rileva una netta flessione del prezzo industriale (-20% sul 2022) a fronte di un calo minimo dei prezzi al consumo (-1%). L'incidenza della tassazione, nel 2023 pari in media al 52%, è infatti in aumento rispetto all'anno precedente (oltre 10 pp in più). L'andamento della tassazione nel corso dell'anno non è stato uniforme: a inizio anno in aumento (da poco meno del 40% di fine 2022 a 51% del I trimestre e 54% del II), poi in riduzione fino al di sotto della soglia del 50% a fine settembre; nei tre mesi finali si rileva infine un nuovo rialzo, fino al 52% circa di fine anno. I valori di tassazione del 2023 sono dunque decisamente superiori rispetto a quelli minimi dello scorso anno (sotto il 42% in media), ma nettamente inferiori rispetto al triennio 19-21 (oltre il 60% l'incidenza media, Figura 5-7).

Nel confronto internazionale, nel corso del 2023 la tassazione nella media UE è stata pari a circa il 46%, inferiore di 6 pp rispetto a quella del nostro Paese. Tale risultato riporta il divario sugli stessi livelli del triennio 19-21, dopo che nel 2022 i valori nazionali si erano quasi allineati a quelli europei.

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

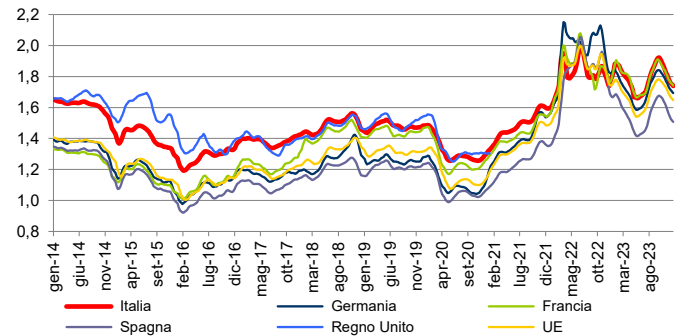


Figura 5-6 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

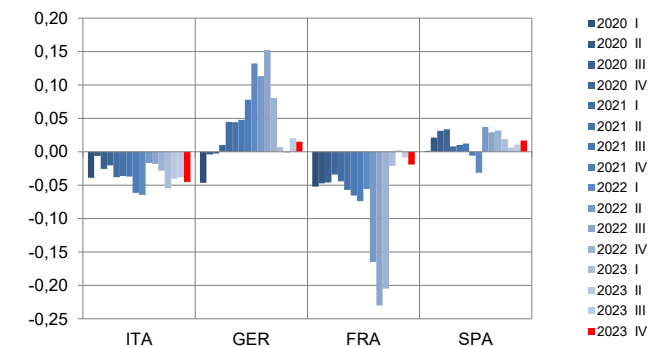
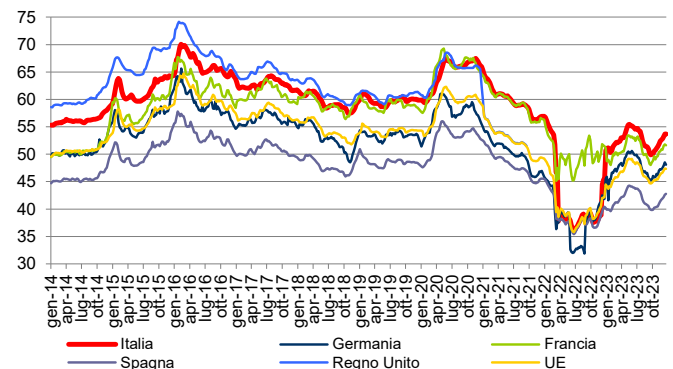


Figura 5-7 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3. Prezzi del gas naturale

Nel 2023 si registra una netta diminuzione del prezzo del gas per i consumatori non domestici, in particolare modo nei primi sei mesi dell'anno. Al termine dell'anno trascorso nel segmento più rappresentativo si può stimare una diminuzione di quasi un quarto rispetto a dodici mesi prima.

Se il 2022 si caratterizza come l'anno nel quale il prezzo del gas per le utenze non domestiche raggiunge livelli mai visti in precedenza, il 2023 segna una netta tendenza in favore della diminuzione. In particolare, per il secondo semestre dell'anno si può stimare un costo per le imprese della classe di consumo di riferimento (tra 1.000 e 10.000 GJ per anno) intorno a poco più di 27 €/GJ (Figura 5-8), corrispondente ad una diminuzione vicina al 24% rispetto allo stesso periodo del 2022 (Figura 5-8, asse di destra). Nonostante ciò, il livello del prezzo permane intorno agli alti valori che si riscontrano dalla crisi del 2022.

Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nel complesso le utenze non domestiche italiane affrontano livelli di prezzo più alti. Diminuisce il differenziale rispetto alla media dei paesi dell'Unione Europea.

Dal confronto con gli altri paesi europei (Figura 5-9, elaborazione da dati Eurostat), emerge come in media le utenze non domestiche in Italia paghino il gas ad un prezzo più elevato rispetto a quelle omologhe della stessa classe (tra 1.000 e 10.000 GJ per anno). Il differenziale di costo che viene stimato per il 2023 pare ritornare in linea con quello degli anni che precedono la crisi del 2022.

Per le utenze domestiche la diminuzione di prezzo rispetto al 2022 appare ancora più netta.

Si può stimare una chiara riduzione del prezzo anche per le utenze più piccole, e, tra queste quelle di tipo domestico. Le utenze nella fascia di consumo bassa (tra 20 e 200 GJ per anno), tornano a pagare un prezzo paragonabile a quello ante-crisi, intorno a 27 c€/GJ (Figura 5-10, elaborazione da dati Eurostat). Le utenze domestiche della classe più rappresentativa (per un consumo di 1.400 metri cubi annui), pagano una bolletta meno cara rispetto al 2022 (figura 5.4, elaborazione da dati Arera relativi al mercato tutelato), anche se in termini assoluti il prezzo si colloca intorno a grandezze piuttosto elevate rispetto agli ultimi cinque anni. La riduzione che caratterizza l'anno trascorso è da imputare in larga misura alla componente della spesa per materia gas, che negli ultimi tre mesi considerati incide per la metà circa (53 c€/metro cubo su un totale di 103). Va sottolineato come nel mercato libero la dinamica dei prezzi sia stata molto diversa da quella del mercato tutelato negli ultimi due anni dal 2021 a oggi (dati ISTAT, Andamento dei prezzi dell'elettricità e del gas, Memoria dell'Istituto nazionale di statistica, 7 dicembre 2023). Nel primo sembra registrarsi una sensibilità alle variazioni del prezzo della materia prima molto più accentuata, con rincari forti a partire dal mese di settembre 2022 ed una discesa altrettanto accentuata nel corso del 2023. Nel mercato tutelato l'obiettivo di attenuare i contraccolpi delle quotazioni sui mercati energetici sembrerebbe quindi essere in parte stato raggiunto. Una funzione di "buffering" sembra essere quella esercitata dalla componente degli oneri di sistema nel 2022 (Figura 5-11). A partire dal mese di gennaio 2024 la legge di bilancio prevede il loro ripristino, nonché il riadeguamento dell'IVA dal 5% al 22%.

Figura 5-8 Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

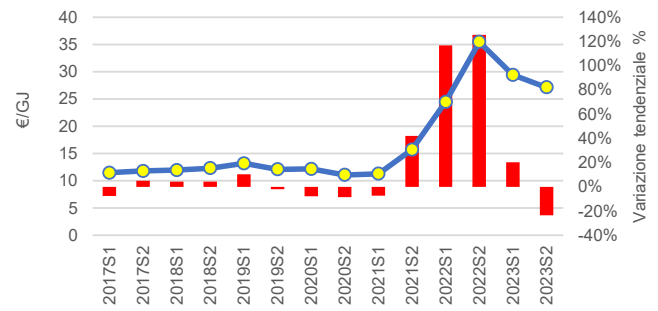


Figura 5-9 - Differenziale % Italia - UE 27, Band I2 : 1 000 GJ < Consumption < 10 000 GJ.

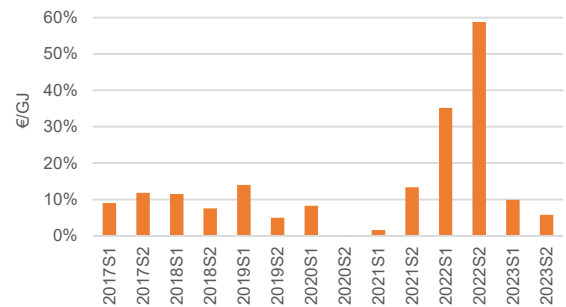


Figura 5-10 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 20 - 200 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx).

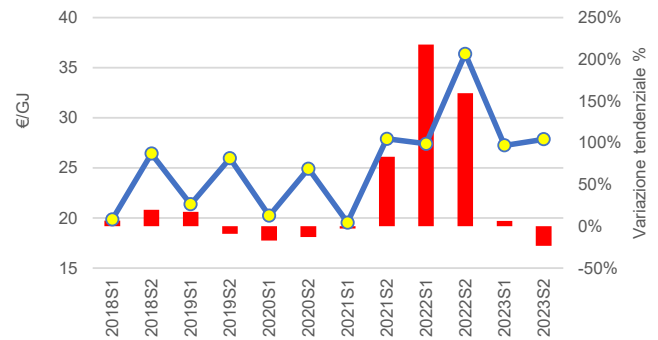
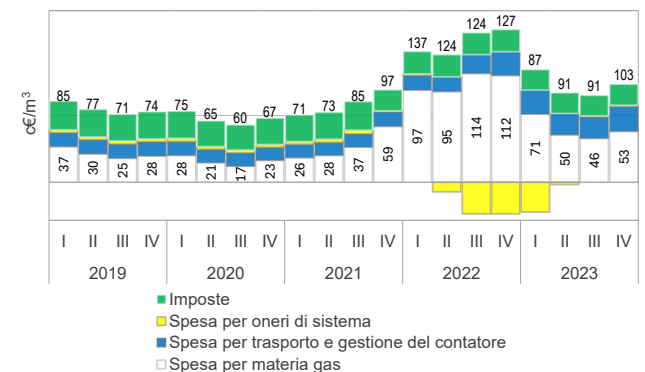


Figura 5-11 - Composizione del prezzo complessivo del gas naturale per un utente domestico tipo del mercato tutelato.



FOCUS - Il rilancio della spesa pubblica in ricerca energetica nel post-pandemia e la posizione dell'Italia nel contesto europeo

Daniela Palma

Nel contesto dell'accelerata crescita mostrata dagli investimenti globali nelle tecnologie low-carbon negli anni successivi alla pandemia Covid-19, la spesa pubblica in ricerca energetica ha conosciuto un rinnovato slancio che, come sottolineato nell'ultimo Rapporto *World Energy Investment* dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, ha impresso una decisiva spinta all'innovazione nel settore dell'energia pulita in un periodo caratterizzato da grande incertezza macroeconomica (WEI, 2023). I dati più recenti, relativi al 2022, indicano che nell'arco di un solo anno la spesa pubblica in ricerca energetica a livello globale ha realizzato un incremento del 10%, attestandosi su un totale di circa 44 miliardi di dollari, pari a una crescita di più del 25% rispetto a prima dell'inizio della pandemia.⁷ A tale straordinario andamento ha contribuito in misura assai significativa l'ascesa della Cina (divenuta dal 2017 la prima grande area al mondo per risorse pubbliche investite nella ricerca energetica e nel 2022 presente con una quota pari a circa un terzo di quelle impiegate a livello globale), ma gli incrementi di spesa sono proseguiti con continuità in tutte le altre aree, sebbene con dinamiche molto differenziate. Relativamente ai livelli pre-pandemia (2019), la maggiore espansione della spesa in ricerca pubblica energetica dopo quella della Cina (+67%) è stata registrata dall'area europea (+35%), con un incremento circa nove volte superiore a quello osservato nel triennio 2015-2018, mentre aumenti molto più contenuti hanno riguardato il resto dell'area asiatica (+7%) e, in ultimo, l'area americana (+3%), che però ha stabilizzato l'importante crescita della spesa conseguita a partire dalla metà del trascorso decennio (Figura 1).⁸ Ma tale quadro evolutivo si è anche contraddistinto per una ulteriore e progressiva diversificazione delle risorse finanziarie indirizzate alle tecnologie low-carbon, delineando nuovi ed importanti profili di sviluppo della spesa pubblica in ricerca energetica in ambito AIE.⁹

A livello complessivo si rileva un consolidamento della forte crescita della spesa che aveva contrassegnato il settore dell'efficienza energetica a partire dal 2016 (cfr. Analisi Trimestrale 1/2022), mentre il settore delle rinnovabili, in flessione all'inizio della pandemia, si avvia nel 2021 a una ripresa che si accompagna a una tendenziale espansione della spesa nell'ambito delle tecnologie abilitanti, con un significativo incremento nel settore delle tecnologie di conversione, distribuzione e stoccaggio (+6,6%) e con uno straordinario balzo in avanti (pari a più di quattro volte il livello del 2019) nel settore dell'idrogeno e celle a combustibile. Nel 2022 quest'ultimo arriva a coprire circa il 13% del totale della spesa pubblica in ricerca energetica, collocandosi quasi a pari merito con il settore delle rinnovabili e concorrendo più in generale anche a ridimensionare l'incidenza percentuale della spesa relativa agli altri settori. Un netto e significativo ridimensionamento riguarda in particolare l'incidenza del settore delle tecnologie per l'uso efficiente dei combustibili fossili che, a valle di una progressiva riduzione di spesa, rappresenta nel 2022 la frazione più piccola (5,6%) delle risorse pubbliche investite nella ricerca energetica, equivalente a un più che dimezzamento della quota riportata agli inizi del decennio addietro. Più stabili risultano invece le quote relative al settore nucleare, i cui valori oscillano intorno al 20% in forza di una continua espansione della spesa a partire dal 2017, e all'efficienza energetica, che rappresenta ancora quasi un quarto del totale della spesa pubblica AIE in ricerca energetica (Figura 2).

FIGURA 1 - Dinamica della spesa pubblica in ricerca energetica nelle maggiori aree (\$ 2022, 2015 = 1)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023 e World Energy Investment (IEA, 2023)

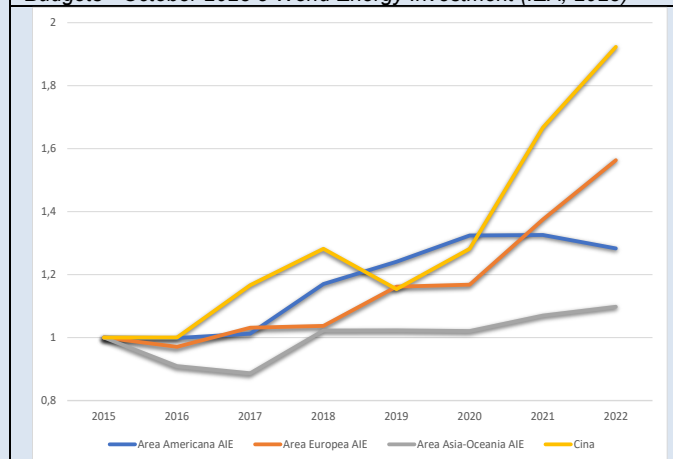
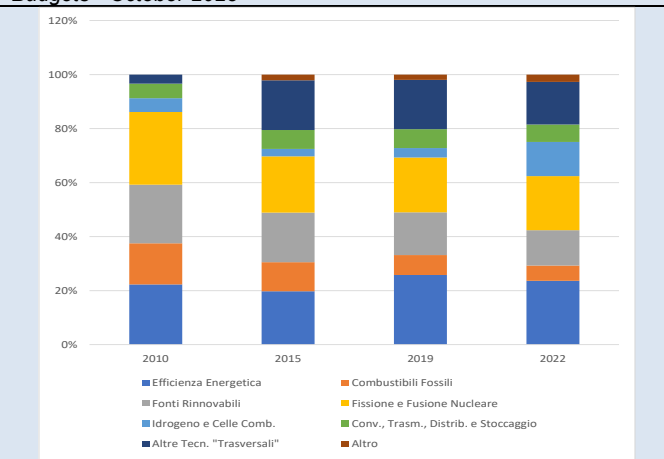


FIGURA 2 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Totale AIE

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023



Significative specificità caratterizzano inoltre durante il triennio 2019-2022 la dinamica settoriale della spesa in relazione al contesto geoeconomico, con scostamenti anche molto accentuati rispetto alle linee di tendenza generali. È possibile così rilevare come negli Stati Uniti gli stanziamenti pubblici relativi alla ricerca nel settore delle rinnovabili siano in ripresa fin da prima della pandemia e ad essi corrisponda una forte espansione della spesa nel settore delle tecnologie per conversione, distribuzione e stoccaggio (+24%) e, con ritmi assai più sostenuti, in quello dell'idrogeno e celle a combustibile (+132%). Tali andamenti risultano nel complesso alla base del rilancio della spesa pubblica statunitense nella ricerca energetica e, unitamente ai significativi incrementi da questa registrati anche nel settore nucleare (+15%), evidenziano come nel paese si sia andata affermando la linea di un sostegno allo sviluppo di tutte le tecnologie alternative all'utilizzo dei combustibili fossili (Figura 3). Una certa polarizzazione a livello settoriale è presente, al contrario, nell'espansione della spesa pubblica in ricerca energetica relativa all'area asiatica (Giappone e Corea), dove se da un lato si conferma la tendenziale crescita delle risorse finanziarie destinate all'efficienza energetica (con un'incidenza sul totale della spesa che passa dal 25% al 28% e dal 21% al 22% rispettivamente per Giappone e Corea), dall'altro emergono nette diversità nelle strategie di spesa di ciascun paese relativamente alle restanti tecnologie. Mentre il Giappone avanza sul fronte delle rinnovabili (+19%) e delle tecnologie per conversione, distribuzione e stoccaggio (+57%), l'azione della Corea si concentra sulle tecnologie a idrogeno e celle a combustibile (+265%), orientando al contempo anche un ampliamento della spesa sul settore nucleare (+37%) e su quello delle tecnologie per l'uso efficiente dei fossili (+138%) (Figure 4 e 5). Rispetto al triennio antecedente il 2019, il quadro europeo della spesa pubblica in ricerca energetica è infine quello che

mostra la maggiore continuità nell'evoluzione su base settoriale, con un rafforzamento dell'intervento nell'efficienza energetica (+9%) e uno straordinario incremento dello stanziamento finanziario per il settore dell'idrogeno e celle a combustibile (pari a circa otto volte il livello pre-pandemia), ma sviluppi degni di nota si segnalano con riferimento all'espansione della spesa nel settore nucleare (+21%) e, in seconda battuta, in quello delle rinnovabili, con una sensibile ripresa (+15%) nel biennio 2020-2022 dopo la forte flessione (-22%) registrata a inizio pandemia (Figura 6).

FIGURA 3 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Stati Uniti
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023

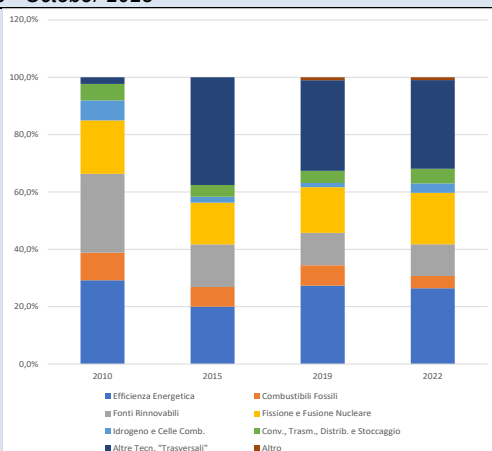


FIGURA 4 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Giappone
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023

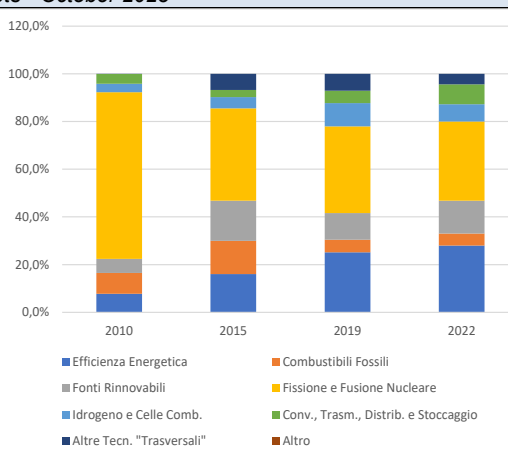


FIGURA 5 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Corea
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023

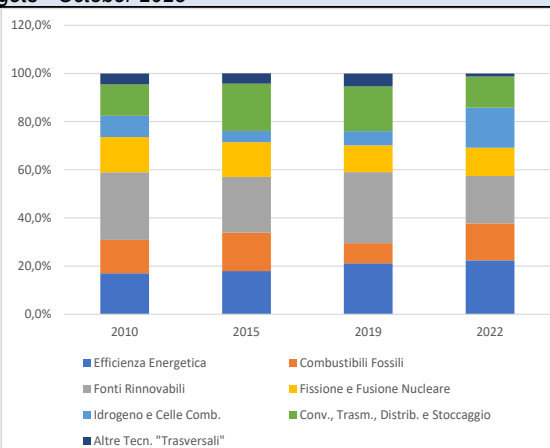
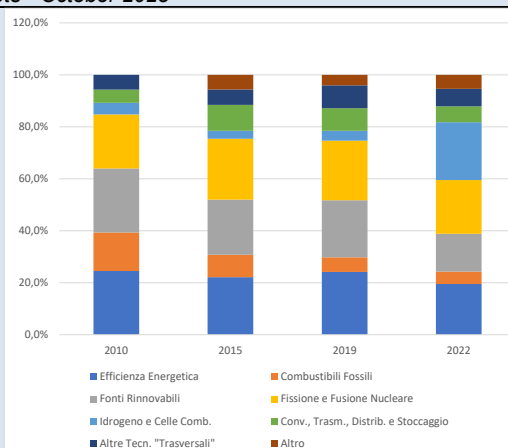


FIGURA 6 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Area Europea (stima AIE)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023



All'interno dell'area europea l'intervento pubblico a sostegno della ricerca energetica a livello settoriale è andato peraltro progressivamente assumendo una diversa articolazione, con significativi mutamenti nel coinvolgimento dei singoli paesi rispetto al periodo pre-pandemico (cfr. Tavola 1). Sotto questo profilo il contesto delle piccole economie del Nord Europa, che ampio spazio avevano dato in precedenza allo sviluppo dei settori dell'efficienza energetica e delle rinnovabili (cfr. Analisi Trimestrale 1/2022), risulta complessivamente assai più eterogeneo, mostrando una crescita tendenziale della spesa pubblica in ricerca in tali comparti riguardato solo un più ridotto numero di paesi (Austria, Paesi Bassi e Svezia), dove si registra parallelamente un aumento significativo delle risorse destinate alle tecnologie per conversione, distribuzione e stoccaggio (limitatamente a Austria e Svezia, rispettivamente con un incremento del 50% e 20%) e al settore dell'idrogeno e celle a combustibile (+192%, +118% e +358% rispettivamente per Austria, Paesi Bassi e Svezia). Ma anche sul fronte delle maggiori economie si assiste a un sostanziale cambio di passo, determinato innanzitutto da un'importante ripresa della spesa pubblica in ricerca energetica da parte della Francia, che registra un'espansione a ritmi crescenti e superiori a quelli riportati dalla spesa della Germania (Figura 7), in aumento già da prima della pandemia (cfr. Analisi Trimestrale 1/2022). A tale espansione della spesa francese, che corrisponde a un più che raddoppio rispetto al livello del 2019, hanno contribuito in diversa misura incrementi delle risorse finanziarie in tutti i settori di intervento, ma le dinamiche di crescita più marcate sono quelle registrate nei settori dell'idrogeno e celle a combustibile (con un aumento di più 25 volte nell'arco di tutto il periodo,¹⁰ soprattutto in ragione degli eccezionali stanziamenti operati nel 2022), dell'efficienza energetica (+ 80%) e delle rinnovabili (+51%). Dal lato della Germania, efficienza energetica e rinnovabili sono invece i settori in cui si ravvisa una forte contrazione della spesa (rispettivamente -20% e -10%), che pone la Francia in posizione di sorpasso e che va a sommarsi all'arretramento registrato nel settore della conversione, distribuzione e stoccaggio (-20%) e a

⁷ Le variazioni della spesa in ricerca energetica riportate nella presente analisi sono riferite a valori monetari a prezzi del 2022 e l'anno di riferimento prima della pandemia è il 2019.

⁸ Le aree di riferimento sono quelle definite in ambito AIE (cfr. IEA Energy Technology RD&D Budgets)

⁹ I dati per i singoli settori energetici risultano attualmente disponibili solo per i paesi aderenti all'AIE (Agenzia Internazionale per l'Energia).

¹⁰ Per dettagli sugli stanziamenti operati dalla Francia nel settore dell'idrogeno e celle a combustibile si rimanda al documento *Energy Technology RD&D Budgets - October 2023 - Database documentation*.

quello, assai più pronunciato, relativo al settore nucleare (-37%). D'altro canto, ad eccezione dell'aumento delle risorse finanziarie indirizzate sull'idrogeno e celle a combustibile (pari a circa sei volte quelle stanziato prima della pandemia), la crescita della spesa riscontrabile nei restanti settori (combustibili fossili e altre tecnologie trasversali, con un più che raddoppio in entrambi i casi) appare non già come la continuazione di un'espansione in atto, ma come correzione di rotta rispetto all'andamento declinante del finanziamento nel corso del triennio 2015-2018. Non tarda così ad emergere anche un significativo arretramento rispetto alla crescita della spesa pubblica in ricerca energetica del Regno Unito (figura 7), in forte ripresa dal 2016 e che registra nel triennio 2019-2022 un altro balzo grazie all'aumento (+85%) delle risorse finanziarie impiegate nel settore nucleare (quota maggioritaria della spesa energetica del paese) e a una ripresa dell'investimento nel settore delle rinnovabili (+19%).

Nell'ambito di tale scenario l'evoluzione della spesa pubblica in ricerca energetica dell'Italia rappresenta poi un punto di ulteriore rilevante attenzione. Nel biennio 2019-2021¹¹ si delinea infatti un netto raffreddamento della fase di ripresa della spesa che si era avviata a partire dal 2016, aprendo una nuova divergenza rispetto al tendenziale aumento del finanziamento pubblico della ricerca energetica riscontrato a livello generale per gli altri maggiori partner europei (figura 7).¹² L'incremento della spesa pubblica in ricerca energetica registrato dall'Italia in tale periodo si è ridotto a poco meno dello 0,6% e si concentra in soli tre settori, con in testa quello dell'idrogeno e celle a combustibile (+162%) e a seguire, con distacchi notevoli, il nucleare (+38%) e le tecnologie per conversione, distribuzione e stoccaggio (+16%), mentre in tutti gli altri casi (fatto salvo lo stanziamento per le altre tecnologie trasversali che rimane sostanzialmente stazionario) si rileva una contrazione dei flussi finanziari, pari a più del 12% per l'efficienza energetica (con una quota sulla spesa totale che passa dal 21% al 18%), di oltre il 10% per le rinnovabili (con una flessione della quota sulla spesa totale dal 20% al 18%), e di poco più di un quarto per i combustibili fossili (con una forte correzione della quota sulla spesa totale, che passa da oltre il 20% a meno del 16%).

FIGURA 7 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori paesi dell'Area Europea (milioni di euro 2022)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023 e Istat- Indagine sulle Spese in Ricerca delle Istituzioni pubbliche e delle Imprese per il 2021

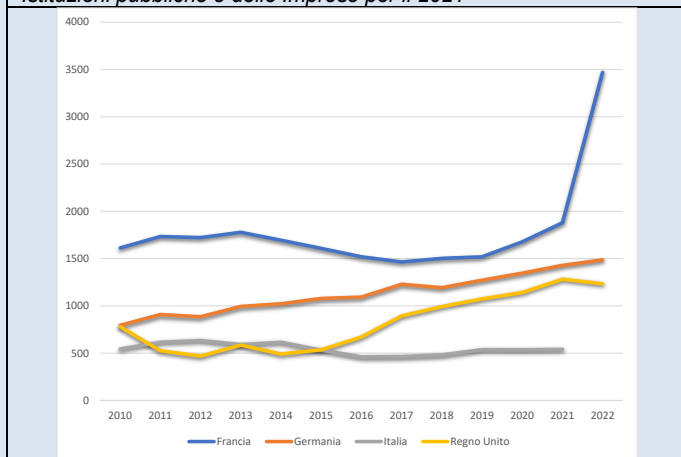
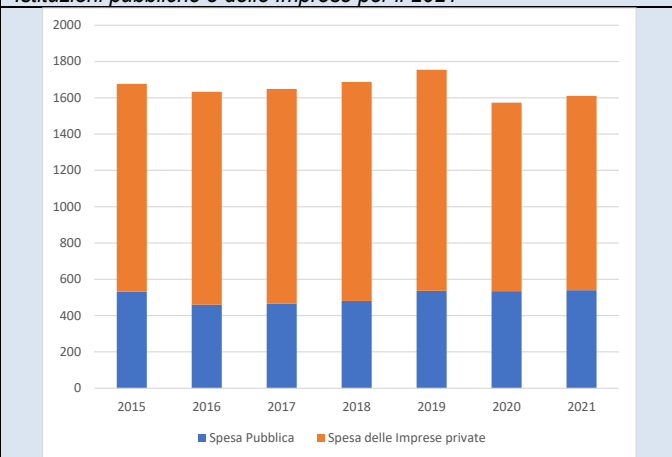


Figura 8 - Andamento della spesa in ricerca energetica dell'Italia (milioni di euro 2022)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023 e Istat- Indagine sulle Spese in Ricerca delle Istituzioni pubbliche e delle Imprese per il 2021



La peculiarità della situazione italiana può altresì essere letta anche alla luce dell'andamento della spesa in ricerca energetica effettuata dalle imprese del settore privato, offrendo un quadro più organico delle criticità emerse a livello settoriale dal lato del finanziamento pubblico (Figura 8). A questo riguardo è infatti possibile, in primo luogo, osservare come alla contrazione della spesa pubblica in ricerca nel settore dell'efficienza energetica corrisponda una contrazione quasi doppia (-20%) della spesa in ricerca dell'intero comparto, in ragione della forte prevalenza in esso della spesa in quota alle imprese private (90%), che registra una diminuzione del 22%. Viceversa, nel settore delle rinnovabili la contrazione della spesa pubblica in ricerca risulta maggiore di quella rilevata per le imprese private (-10,3% contro -7,2%), ma la complessiva riduzione di spesa del comparto (-9%) rispecchia il più equilibrato bilanciamento tra il finanziamento pubblico e quello privato. Infine, sul versante delle tecnologie per l'uso efficiente dei fossili, la complessiva contrazione della spesa (-13%) è influenzata soprattutto dalla forte riduzione (-28,5%) del finanziamento relativo alle imprese partecipate di stato (che nell'ambito dell'intervento pubblico nel comparto rivestono un ruolo preminente), essendo la diminuzione del finanziamento da parte delle imprese private del tutto esigua (-1,2%). Nell'insieme, sembra dunque delinearsi in questi settori un depotenziamento globale della spesa in ricerca energetica, mentre in quelli in cui è stato rilevato un aumento della spesa pubblica lo spazio di azione della spesa privata appare più limitato o del tutto trascurabile.

¹¹ I dati relativi alla spesa pubblica in ricerca energetica dell'Italia sono aggiornati fino all'anno 2021. Il dato del 2021 è stato inoltre oggetto di stima limitatamente alla componente relativa alle imprese partecipate di stato, non essendo stato ancora reso disponibile l'archivio delle imprese a controllo pubblico per tale anno.

¹² Nella presente analisi non è stata presa in considerazione la Spagna poiché a partire dall'anno 2021 è cambiata la metodologia per il computo della spesa pubblica in ricerca energetica e i valori relativi ai precedenti anni non risultano revisionati (*Energy Technology RD&D Budgets – October 2023 – Database documentation*).

Tavola 1 - Distribuzione settoriale della spesa pubblica in ricerca energetica nei principali paesi europei									
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2023 e Istat- Indagine sulle Spese in Ricerca delle Istituzioni pubbliche e delle Imprese per il 2021									
Austria	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	46%	44%	47%	47%	44%	50%	49%	43%	50%
Combustibili Fossili	1%	3%	1%	2%	0%	1%	1%	0%	1%
Fonti Rinnovabili	28%	17%	22%	15%	15%	16%	14%	9%	14%
Fissione e Fusione Nucleare	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Idrogeno e Celle Comb.	3%	1%	2%	3%	5%	6%	6%	18%	14%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	15%	28%	22%	27%	19%	14%	21%	20%	16%
Altre Tecn. "Trasversali"	5%	5%	5%	5%	14%	12%	8%	9%	5%
Altro	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Belgio	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	0%	33%	26%	27%	33%	29%	44%	17%	28%
Combustibili Fossili	0%	1%	0%		0%	0%	1%	2%	8%
Fonti Rinnovabili	0%	11%	9%	10%	7%	10%	7%	4%	7%
Fissione e Fusione Nucleare	100%	47%	53%	46%	45%	40%	38%	57%	42%
Idrogeno e Celle Comb.	0%	1%	1%	1%	1%	3%	2%	5%	4%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	0%	6%	7%	13%	9%	12%	7%	14%	5%
Altre Tecn. "Trasversali"	0%	1%	1%	3%	5%	4%	2%	1%	5%
Altro	0%	0%	3%	0%	0%	1%	0%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Danimarca	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	14%	20%	20%	23%	14%	28%	24%	13%	15%
Combustibili Fossili	2%	3%	1%	4%	1%	0%	5%	36%	34%
Fonti Rinnovabili	46%	48%	47%	34%	50%	42%	31%	26%	25%
Fissione e Fusione Nucleare	2%	2%	3%	3%	0%			0%	0%
Idrogeno e Celle Comb.	18%	10%	9%	11%	11%	18%	4%	19%	4%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	11%	15%	17%	21%	21%	9%	12%	5%	3%
Altre Tecn. "Trasversali"	6%	1%	3%	0%	2%	3%	0%	2%	19%
Altro	0%	3%	0%	4%	0%	1%	24%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Finlandia	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	60%	57%	55%	50%	51%	58%	52%	54%	
Combustibili Fossili	2%	3%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	
Fonti Rinnovabili	16%	16%	18%	18%	22%	14%	13%	16%	
Fissione e Fusione Nucleare	6%	9%	8%	16%	11%	14%	15%	13%	
Idrogeno e Celle Comb.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	6%	5%	6%	6%	6%	6%	10%	9%	
Altre Tecn. "Trasversali"	11%	10%	10%	7%	9%	7%	9%	6%	
Altro	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Francia	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	16%	16%	17%	15%	17%	14%	19%	14%	11%
Combustibili Fossili	14%	8%	6%	4%	4%	3%	3%	3%	2%
Fonti Rinnovabili	13%	17%	16%	13%	13%	13%	12%	11%	8%
Fissione e Fusione Nucleare	42%	45%	44%	49%	48%	53%	47%	53%	26%
Idrogeno e Celle Comb.	6%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	44%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	3%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	8%	3%
Altre Tecn. "Trasversali"	6%	5%	9%	10%	9%	8%	9%	8%	5%
Altro	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Germania	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	21%	13%	11%	12%	13%	18%	16%	15%	12%
Combustibili Fossili	4%	3%	4%	4%	4%	2%	3%	2%	3%
Fonti Rinnovabili	31%	23%	20%	22%	20%	21%	20%	20%	17%
Fissione e Fusione Nucleare	33%	24%	23%	20%	20%	19%	18%	10%	10%
Idrogeno e Celle Comb.	4%	2%	2%	2%	3%	4%	5%	12%	21%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	4%	10%	12%	13%	11%	11%	9%	9%	8%
Altre Tecn. "Trasversali"	3%	4%	7%	6%	5%	5%	4%	6%	8%
Altro	0%	21%	22%	20%	24%	20%	26%	24%	21%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Italia	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	11%	14%	15%	15%	15%	21%	19%	18%	
Combustibili Fossili	20%	17%	20%	20%	20%	21%	16%	16%	
Fonti Rinnovabili	21%	16%	20%	20%	20%	20%	19%	18%	
Fissione e Fusione Nucleare	17%	16%	20%	20%	21%	16%	19%	22%	
Idrogeno e Celle Comb.	5%	4%	2%	2%	2%	2%	4%	5%	
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	12%	21%	12%	12%	12%	8%	10%	9%	
Altre Tecn. "Trasversali"	13%	13%	10%	10%	10%	12%	13%	12%	
Altro	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Paesi Bassi	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	41%	23%	35%	31%	26%	45%	51%	56%	35%
Combustibili Fossili	9%	7%	4%	6%	11%	3%	2%	3%	3%
Fonti Rinnovabili	40%	54%	49%	37%	45%	28%	15%	13%	33%
Fissione e Fusione Nucleare	5%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	2%	3%
Idrogeno e Celle Comb.	1%	1%	1%	10%	4%	5%	5%	15%	12%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	1%	9%	6%	10%	6%	8%	8%	6%	4%
Altre Tecn. "Trasversali"	3%	3%	2%	2%	4%	4%	4%	6%	11%
Altro	0%	0%	0%	0%	2%	4%	13%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Svezia	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	33%	26%	39%	45%	56%	41%	48%	51%	52%
Combustibili Fossili	0%	0%	0%		0%	1%	3%	3%	3%
Fonti Rinnovabili	45%	22%	26%	16%	22%	21%	20%	17%	16%
Fissione e Fusione Nucleare	4%	0%	1%		1%	0%	1%	1%	1%
Idrogeno e Celle Comb.	1%	1%	1%		1%	0%	1%	1%	1%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	6%	10%	8%	9%	9%	7%	7%	6%	6%
Altre Tecn. "Trasversali"	9%	11%	17%	12%	11%	19%	17%	12%	11%
Altro	0%	29%	9%	19%	0%	11%	4%	10%	10%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Regno Unito	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Efficienza Energetica	34%	21%	22%	27%	27%	24%	28%	26%	18%
Combustibili Fossili	11%	4%	6%	5%	3%	3%	4%	2%	3%
Fonti Rinnovabili	33%	18%	25%	15%	17%	14%	13%	16%	14%
Fissione e Fusione Nucleare	14%	33%	24%	24%	27%	28%	34%	41%	45%
Idrogeno e Celle Comb.	4%	3%	3%	2%	2%	4%	3%	3%	5%
Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	2%	10%	11%	11%	8%	7%	9%	6%	6%
Altre Tecn. "Trasversali"	2%	8%	9%	10%	15%	20%	8%	6%	8%
Altro	0%	2%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Febbraio 2024