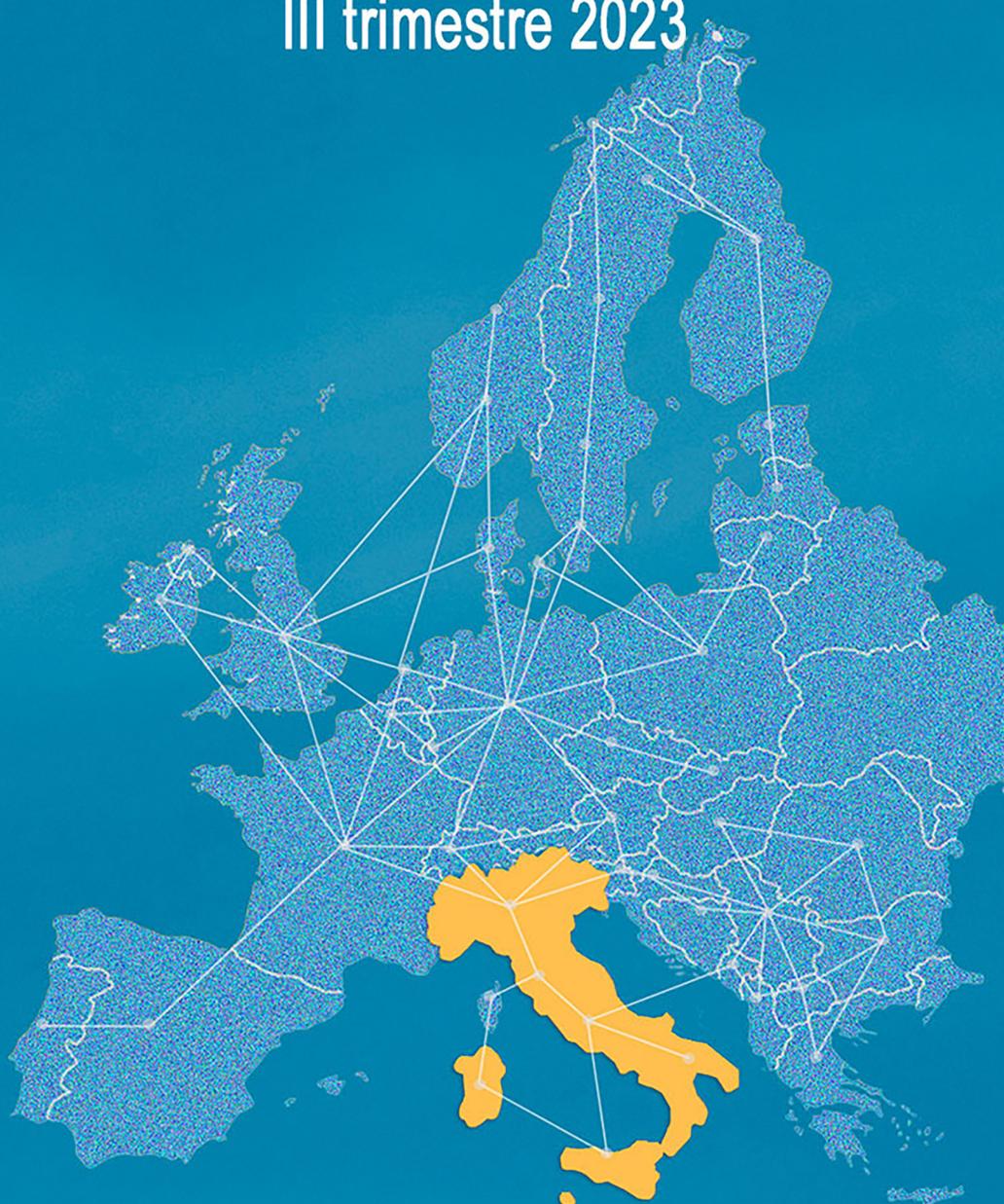




Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

# Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2023



3/2023

ISSN 2531-4750

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2023

n. 3/2023

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2023

n. 3/2023

2023 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](mailto:francesco.gracceva@enea.it))

*Autori:*

*Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Alessandro Zini, Livio De Chicchis e Daniela Palma*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Colosimo
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara
- Focus: Livio De Chicchis e Daniela Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

## Sommario

Sintesi dei contenuti .....	4
1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione .....	6
1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano .....	6
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED) .....	6
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia .....	8
2.1. Variabili guida dei consumi energetici.....	8
2.2. Consumi di energia primaria.....	9
2.3. Consumi finali di energia .....	10
3. Decarbonizzazione .....	12
4. Sicurezza del sistema energetico .....	13
4.1. Sistema petrolifero .....	13
4.2. Sistema del gas naturale .....	15
4.3. Sistema elettrico .....	18
5. Prezzi dell'energia.....	21
5.1. Prezzi dell'energia elettrica .....	21
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi .....	23
5.3. Prezzi del gas naturale .....	24
5.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon.....	26
FOCUS - I brevetti nelle tecnologie per l'efficienza energetica. Il contesto mondiale ed europeo e la posizione dell'Italia .....	27

## Sintesi dei contenuti

### *Nell'Eurozona consumi energetici in calo del 4%, emissioni CO<sub>2</sub> del 9%*

- La fase di debolezza delle economie dell'area euro è continuata anche nel terzo trimestre dell'anno, con una flessione del PIL dello 0,1% rispetto al trimestre precedente (mentre la variazione è marginalmente positiva rispetto al III trimestre del 2022). A frenare la crescita dell'economia è stata ancora la flessione dell'attività manifatturiera.
- I consumi di energia dell'area euro sono stimati in calo di oltre il 4% nel III trimestre, di circa il 5% nei primi nove mesi dell'anno, a causa della forte contrazione dei consumi di carbone (-35% nel III trimestre, -25% nei primi nove mesi), al nuovo calo della domanda di gas naturale (-5% nel III trimestre, -10% nei nove mesi) e alla seconda variazione negativa consecutiva dei consumi di petrolio (-3% nel III trimestre, che porta in territorio marginalmente negativo il dato dei primi nove mesi).
- Contrazione significativamente più marcata è stimata per le emissioni di CO<sub>2</sub>: circa -9% nel III trimestre, -8% nei primi nove mesi.

### *In Italia energia primaria in calo marginale nel III trimestre, ma stimata in flessione di circa il 3% nell'intero 2023. Torna a contrarsi il carbone (-40% circa), ancora in calo il gas naturale e il petrolio, in deciso aumento le rinnovabili*

- In Italia il PIL è risultato stazionario nel III trimestre (sia sul trimestre precedente sia sul 2022), dopo il -0,4% congiunturale del II trimestre, per la persistente debolezza dell'attività manifatturiera (al sesto calo trimestrale consecutivo), penalizzata dall'economia tedesca ormai in recessione tecnica e da prezzi dell'energia che nonostante il netto calo restano su valori storicamente elevati.
- La variazione dei consumi di energia primaria (-0,3% rispetto al III trimestre 2022, dati ancora parziali) è stimata coerente con quella del PIL e ampiamente inferiore alla contrazione della produzione industriale. Nell'ultimo trimestre è tornato dunque ad annullarsi il disaccoppiamento fra la dinamica della domanda di energia italiana e quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima). Nei primi nove mesi dell'anno il calo cumulato dei consumi di energia primaria è stimato pari a circa il 4%. Per l'intero 2023 la stima preliminare indica un calo dell'ordine del 3%.
- In termini di fonti, nel III trimestre la marginale flessione dei consumi di energia è la risultante del calo delle fonti fossili per circa 1,5 Mtep (-40% l'utilizzo del carbone, -3% petrolio e gas) e dell'aumento delle rinnovabili per un valore di poco inferiore a 1,5 Mtep (+20% anno su anno, grazie soprattutto alla ripresa dell'idroelettrica). Nell'insieme dei primi nove mesi, primo driver del calo dei consumi di circa 4,5 Mtep è ancora il gas (-5,5 Mtep), seguito da carbone (-1,3 Mtep; dati parziali) e petrolio (-0,6 Mtep), mentre aumenti significativi hanno registrato rinnovabili elettriche (+1,9 Mtep, +10%) e import netto di elettricità (+1 Mtep).
- In termini di settori, il marginale calo della domanda nel III trimestre è dovuto al calo dei consumi elettrici di industria e civile, in coerenza con produzione industriale e PIL.

### *Emissioni di CO<sub>2</sub> in decisa flessione (-8% nel III trimestre e dello stesso ordine nell'intero 2023). Ne beneficia l'indice della transizione energetica ISPRED, al secondo aumento consecutivo*

- Per il quarto trimestre consecutivo le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno registrato una netta contrazione nel III trimestre (-8% circa rispetto a un anno prima) grazie al fatto che il calo dei consumi energetici si è concentrato su carbone e gas naturale. Anche per l'intero 2023 si stima un calo dell'ordine del 8%.
- Come già nel II trimestre dell'anno, anche nel III trimestre 2023 il calo delle emissioni è stato determinato per la gran parte dai settori ETS, generazione elettrica in primis (-15% rispetto a un anno prima), mentre nei settori non-ETS si stima una flessione inferiore al 2%.
- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza energetica PRezzi Energia Decarbonizzazione) ha registrato nel III trimestre una nuova variazione positiva (+48% rispetto al minimo della serie storica del III trimestre 2022). Il miglioramento sul trimestre precedente è ancora legato al miglioramento delle componenti Decarbonizzazione e Prezzi.
- Lato decarbonizzazione il miglioramento dell'ISPRED è legato al forte calo delle emissioni dei settori ETS, derivante dal drastico calo dei consumi di carbone, principalmente nella termoelettrica (10,7 TWh la generazione da carbone nei primi nove mesi 2023, contro i 15,2 del 2022). Si registra anche l'aumento della quota di FER sui consumi finali, che porta a proiettare questo indicatore al 20,5% circa, oltre il massimo storico del 2020. Questo non basta però ad avvicinare la traiettoria in atto a quella coerente con il nuovo target del 40% al 2030.
- Anche la componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia registra un miglioramento, legato alla decisa flessione dei prezzi di gas ed elettricità, che si confrontano però con i livelli record della seconda metà del 2022. Secondo i dati Eurostat, per le utenze non domestiche nel primo semestre 2023 le imprese italiane continuano comunque a pagare la fornitura di energia elettrica circa il 30% in più della media dell'Unione Europea.
- Lato Sicurezza energetica, sul mercato petrolifero 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.
- Nel caso del gas, invece, nonostante il livello record di riempimento degli stoccaggi, nel prossimo inverno il soddisfacimento della domanda resta legato al persistere di punte di domanda ampiamente inferiori ai massimi. Nei primi dieci mesi del 2023, infatti, il drastico crollo delle importazioni di gas russo (la cui media giornaliera è scesa a 8 mln di m<sup>3</sup>, contro i 77 del 2021) è stato compensato da aumenti significativi di tutte le altre fonti di approvvigionamento (+16 mln di m<sup>3</sup>/g il GNL nel 2023 rispetto al 2021, +14 mln di m<sup>3</sup>/g il gas dal Nord Europa, +8 mln di m<sup>3</sup>/g il gas algerino e azero), ma il fattore ampiamente più importante è stato il netto calo della domanda, la cui media giornaliera si è ridotta di ben 30 mln di m<sup>3</sup> (da 198 mln di m<sup>3</sup>/giorno a 168, -15%) nei primi dieci mesi 2023 rispetto agli stessi mesi del 2021.
- Infine, nel sistema elettrico, il III trimestre dell'anno, come già i precedenti, ha visto un nuovo calo della produzione termoelettrica e nuovi massimi storici per l'incidenza delle FRNP, su base trimestrale, mensile, oraria, con la conseguente prevista accentuazione delle situazioni potenzialmente problematiche per la sicurezza elettrica. Ma un dato notevole (in positivo) del 2023 è il drastico calo 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.

*Sempre più problematica la competitività italiana nelle tecnologie chiave per la decarbonizzazione*

- Altro aspetto di criticità della transizione italiana resta la performance del sistema economico nel campo delle tecnologie chiave per la decarbonizzazione. Con riferimento ai saldi commerciali dei prodotti low-carbon, nel primo semestre 2023 il deficit ha superato i 3 miliardi di euro, pari a quasi l'80% del deficit registrato nell'intero 2022, con il peso del saldo commerciale sul PIL che si colloca allo 0,32% (era allo 0,2% nel 2022). A pesare sono soprattutto le importazioni di accumulatori agli ioni di litio, pannelli fotovoltaici e veicoli ibridi plug-in. Con riferimento alla capacità innovativa, dai più recenti dati di brevetto emerge come anche la tenuta competitiva dell'Italia nelle tecnologie per l'efficienza energetica presenti alcuni rischi. A fronte di una crescita della competizione tecnologica tra paesi a livello mondiale, e una rapida avanzata dell'area asiatica, l'Italia presenta infatti sia punti di forza che di debolezza: il vantaggio tecnologico del paese risulta assai consolidato nell'edilizia (con valori dell'indice di specializzazione stabilmente superiori a 1,3 nel corso dell'ultimo ventennio), ma tende a declinare nell'industria, presentando negli ultimi anni valori appena intorno all'unità. Considerata la vocazione industriale dell'economia italiana, tale andamento risulta particolarmente critico soprattutto nel confronto con la Germania, che registra corrispondentemente un incremento degli indici di specializzazione, riportando valori superiori a 1,5 negli anni più recenti.

# 1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione

## 1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano

*Continua la fase di debolezza delle economie dell'Eurozona, frenate in particolare dalla performance negativa dell'attività industriale in Germania. In netto calo consumi di energia ed emissioni di CO<sub>2</sub>*

- La fase di debolezza delle economie dell'area euro è continuata anche nel terzo trimestre dell'anno, con una flessione del PIL dello 0,1% rispetto al trimestre precedente (mentre la variazione è marginalmente positiva rispetto al III trimestre del 2022). A frenare la crescita dell'economia è stata ancora la flessione dell'attività manifatturiera. Il quadro internazionale resta inoltre caratterizzato da forte incertezza sull'andamento dell'economia mondiale e dell'inflazione, fattore che continua a incidere sulla politica monetaria restrittiva delle banche centrali occidentali.
- I consumi di energia dell'area euro sono stimati in calo di oltre il 4% nel III trimestre, di circa il 5% nei primi nove mesi dell'anno, a causa della forte contrazione dei consumi di carbone (-35% nel III trimestre, -25% nei primi nove mesi), al nuovo calo della domanda di gas naturale (-5% nel III trimestre, -10% nei nove mesi) e alla seconda variazione negativa consecutiva dei consumi di petrolio (-3% nel III trimestre, che porta in territorio marginalmente negativo il dato dei primi nove mesi).
- A guidare questa dinamica sono stati, all'inizio dell'anno il clima estremamente mite, per tutto il 2023 la persistente debolezza delle economie dell'area euro, con la flessione particolarmente marcata della produzione industriale, nell'area euro uguale o superiore al 5% in ciascuno dei tre trimestri dell'anno, con contrazioni drammatiche in alcuni settori energivori, gas intensive in particolare (oltre il -25% la caduta della carta e della chimica di base in Germania nel 2023 rispetto al 2021, di poco inferiori i dati italiani; forti contrazioni anche per i minerali non metalliferi e la siderurgia).
- Contrazione significativamente più marcata è stimata per le emissioni di CO<sub>2</sub>: circa -9% nel III trimestre, -8% nei primi nove mesi.

*Anche in Italia si è infine arrestata la lunga ripresa post-covid, continua la crisi dell'industria energivora. Energia primaria in calo coerente con quello dei driver economici*

- Anche in Italia si è infine arrestata la lunga fase di ripresa economica post-covid: dopo il buon risultato del I trimestre, il PIL è passato in negativo nel II e rimasto stazionario nel III (sia sul trimestre precedente sia sul 2022), frenato dalla persistente debolezza dell'attività manifatturiera (al sesto calo trimestrale consecutivo), penalizzata dall'economia tedesca ormai in recessione tecnica e da prezzi dell'energia che nonostante il netto calo restano su valori storicamente elevati.
- I consumi di energia primaria si sono mossi nel trimestre in sostanziale allineamento con i driver economici (-0,3% rispetto al III trimestre 2022, dati ancora parziali), in controtendenza rispetto alla fase di disaccoppiamento fra dinamica della domanda di energia e dinamica dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima). Per l'intero 2023 la stima preliminare ENEA indica un calo dell'ordine del 3%, a fronte di una modesta crescita del PIL, ma il dato è frutto del clima eccezionalmente mite del I trimestre dell'anno.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici (var. % tendenziali)

	2014-'19 (t.m.a.)	2020	2021	2022	2023			2023
					I trim.	II trim.	III trim.	
<b>Eurozona</b>								
PIL	+2,0%	-6,4%	+5,4%	+3,5%	0% (vs IV 2022.)	0,2% (vs I 2023.)	-0,1% (vs II 2023.)	+0,6%
Prod. industriale beni intermedi	1,4%	-6%	+9,6%	-0,6%	-5,2%	-6%	-4,9%	
Energia primaria (PEC)	+0,3%	-10,3%	+6%	-4,1% *	-5%	-6%	-5%	-5%
Emissioni CO <sub>2</sub>	-0,4%	-13%	+5,9% *	-0,9% *	-5%	-10%	-9%	-8%
<b>Italia</b>								
PIL	+1,0%	-8,9%	+6,6%	+3,7%	0,6% (vs IV 2022.)	-0,4% (vs I 2023.)	0% (vs II 2023.)	+0,6%
Prod. industriale beni intermedi	+0,3%	-12%	+15%	-2,4%	-5%	-8%	-5%	-6%
Indice driver consumi di energia	+1%	-9%	+10%	+0,5%	-2%	-2%	-1%	-1,5%
Energia primaria	+0,5%	-9,5%	+8,4% *	-3,4% *	-6,5%	-4,1%	-0,3%	-2,5%
Emissioni CO <sub>2</sub>	-0,6%	-11%	+8,6% *	+0,5% *	-8,6%	-9,3%	-7,6%	-7%

Fonti: Eurostat, ISTAT e MASE per i dati 2014-2022, stime ENEA per i dati di energia ed emissioni 2021-2022, Commissione Europea per le previsioni economiche.

## 1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)<sup>1</sup>

*Seconda variazione positiva consecutiva per l'ISPRED, grazie ai miglioramenti nelle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi.*

- Nel III trimestre 2023 l'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi Energia Decarbonizzazione) ha registrato un notevole miglioramento rispetto al III trimestre 2022 (+48%, Figura 1-1), quando però l'indice era sceso al minimo della serie storica. Si tratta della seconda variazione consecutiva dopo otto variazioni negative nei precedenti nove trimestri. Il

<sup>1</sup> 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.

miglioramento, marginale rispetto al II trimestre, in valore assoluto lascia comunque l'indice sui valori più bassi della serie storica, a indicare il persistere di una fase difficile della transizione italiana.

- Il miglioramento dell'ISPRED è legato per la gran parte alla componente Decarbonizzazione, il cui indice specifico un anno fa era prossimo allo zero. L'attuale miglioramento è legato al forte calo delle emissioni dei settori ETS, grazie al drastico calo dei consumi di carbone nella termoelettrica. Sebbene questo abbia ridotto la distanza tra le emissioni totali di CO<sub>2</sub> previste per il 2023 e quelle della traiettoria coerente con il target emissivo al 2030, la distanza resta ancora rilevante, e la causa di ciò è tutta ascrivibile ai settori non-ETS, perché le emissioni dei settori ETS sono ora in linea con la traiettoria desiderata. L'aumento della quota di FER sui consumi finali, che porta a proiettare questo indicatore al 20,5% circa, oltre il massimo storico del 2020, non contribuisce invece al miglioramento dell'ISPRED, perché non basta però ad avvicinare la traiettoria in atto a quella coerente con il nuovo target del 40% al 2030.
- Anche la componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia registra un miglioramento, legato alla decisa flessione dei prezzi di gas ed elettricità. Anche in questo caso però il miglioramento è legato al fatto che i valori attuali si confrontano con la situazione anomala della seconda metà del 2022, quando i prezzi dell'energia si collocavano su livelli record. In ogni caso, nel primo semestre 2023 le imprese italiane continuano comunque a pagare prezzi più alti della media dell'Unione Europea, sia per il gas (+8% la media sulle diverse fasce di consumo) sia per l'elettricità (+20% la media sulle diverse fasce di consumo).
- Lato Sicurezza energetica, sul mercato petrolifero 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.
- Nel caso del gas, invece, nonostante il livello record di riempimento degli stoccaggi, nel prossimo inverno il soddisfacimento della domanda resta legato al persistere di punte di domanda ampiamente inferiori ai massimi, perché il processo di sostituzione del gas russo è stato in realtà ancora parziale: per la copertura della domanda, ad oggi il netto calo di quest'ultima è stato infatti fattore più importante degli incrementi delle immissioni dalle fonti di approvvigionamento diverse dalla Russia.
- Infine, nel sistema elettrico, il III trimestre dell'anno, come già i precedenti, ha visto nuovi massimi storici per l'incidenza delle FRNP, su base trimestrale, mensile, oraria, con la conseguente prevista accentuazione delle situazioni potenzialmente problematiche per la sicurezza elettrica. Ma un dato notevole (in positivo) del 2023 è il drastico calo 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.

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

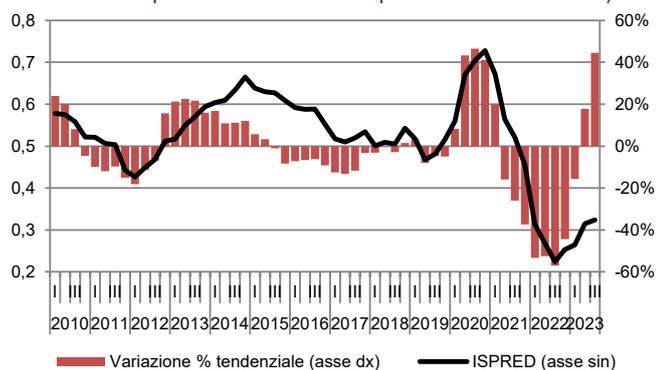
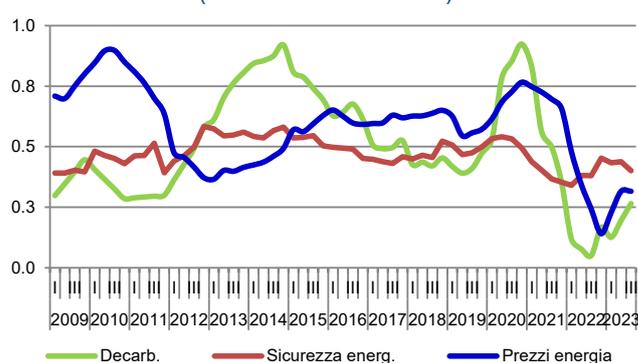


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



## 2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

### 2.1. Variabili guida dei consumi energetici

#### *Rallenta l'economia italiana, prosegue la flessione della produzione industriale*

- Analizzando le principali variabili che impattano sui consumi energetici, emerge come il PIL nazionale, dopo il risultato positivo del I trimestre (+0,6% congiunturale, +2% sul I trimestre 2022, dati destagionalizzati), sia poi passato a una fase di stagnazione nel II trimestre (-0,4% congiunturale, +0,4% sull'anno precedente). La variazione acquisita per l'intero 2023 è pertanto modesta (+0,7%), come confermano le stime preliminari ISTAT di fine ottobre, che prevedono per il III trimestre una crescita nulla sia in termini tendenziali che rispetto al trimestre precedente. Nel 2022 il PIL cresceva invece di oltre il 3,5% (dati destagionalizzati), pur mostrando nella II parte dell'anno un netto rallentamento (+2% rispetto al +6% della I metà). I dati degli ultimi 4 trimestri evidenziano la progressiva attenuazione della fase espansiva osservata dal II trimestre 2021 fino alla II metà 2022 (+8% medio), dopo il crollo del 2020 (-9%, Figura 2-1).
- Nei primi otto mesi del 2023 l'indice generale della produzione industriale è invece risultato mediamente inferiore di circa il 3% rispetto allo stesso periodo 2022 (dati grezzi). Ad eccezione del mese di gennaio si sono infatti registrate sette variazioni tendenziali negative: dopo una flessione solo marginale di inizio anno, i cali sono diventati più decisi nei mesi primaverili (-5% in media nel II trimestre, -10% solo ad aprile), meno sostenuti in quelli estivi (-2% a luglio e -4% ad agosto). Nello stesso periodo la contrazione della produzione dei soli beni intermedi è risultata addirittura doppia (-6% tra gennaio ed agosto) e ancora più netta quella dei settori gas intensive e della petrolchimica (si veda oltre). Il risultato parziale del 2023 segue la variazione complessivamente marginale del 2022 (ma -3% nel caso dei soli beni intermedi), che comunque aveva mostrato segni di flessione nella II parte dell'anno (-2%).

#### *Dai principali driver un impulso alla contrazione dei consumi di energia*

- Il fattore clima ha fornito il principale contributo alla riduzione della domanda di energia nel 2023, in particolare nei primi tre mesi dell'anno: l'inverno 2022/23 è infatti stato caratterizzato da temperature particolarmente miti, incidendo in modo determinante sulla riduzione della domanda di gas per il riscaldamento (si veda Analisi Trimestrale 2/2023). Il contributo del clima nei mesi estivi è invece stato marginale, dato che le temperature a luglio ed agosto sono risultate mediamente di poco inferiori a quelle dello scorso anno, mentre settembre 2023 è stato più caldo di oltre 1 grado rispetto a quello 2022.
- L'indice ENEA dei driver della domanda di energia (che combina PIL, produzione industriale e gradi giorno per riscaldamento e raffrescamento) nel III trimestre mostra una marginale variazione negativa (che dunque favorisce la contrazione della domanda di energia). Come emerge dalla Figura 2-2, la spinta dei driver è risultata fortemente negativa tra fine 2022 e inizio 2023, in primis per le temperature particolarmente miti. Nel corso del 2023 si rileva poi una progressiva attenuazione della spinta negativa, ma sostenuta poi nei mesi primaverili dal crollo della produzione industriale. Nell'insieme dei nove mesi la variazione negativa dell'indice dei driver rispetto all'anno precedente è pari a circa il 2%: l'impulso alla crescita dei consumi energetici proveniente dalla modesta crescita (tendenziale) del PIL è stato infatti più che compensato

dall'impulso negativo proveniente dal forte calo della produzione industriale e dal clima mite.

- Altri due fattori che incidono sulla domanda di energia, non rappresentati nell'indice delle variabili guida ENEA, sono i prezzi delle commodity e i volumi di traffico. Da entrambi è venuto un impulso all'aumento dei consumi. Nel corso dei primi nove mesi del 2023 i prezzi di gas ed elettricità sono infatti risultati inferiori in media del 30% rispetto ai livelli del 2022 (marginale invece la flessione del prezzo del gasolio), quando erano in fortissima ascesa sull'anno precedente (+60% in media, petrolio compreso). Anche gli indicatori del traffico veicolare su strada (indice mobilità ANAS) e del trasporto aereo (movimentazioni sugli aeroporti italiani, dati Assaeroporti) tra gennaio e settembre hanno fatto registrare nuovi rialzi.

Figura 2-1 - PIL e produzione industriale beni intermedi (numero indice 2015=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

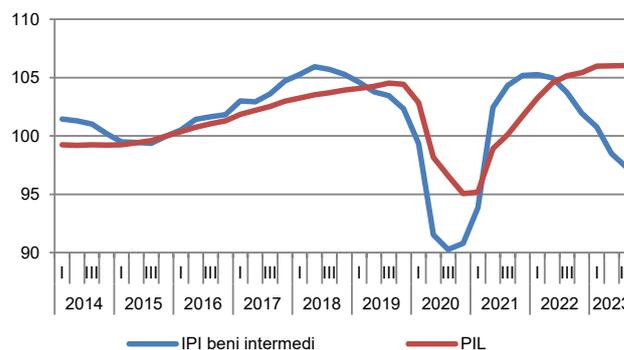
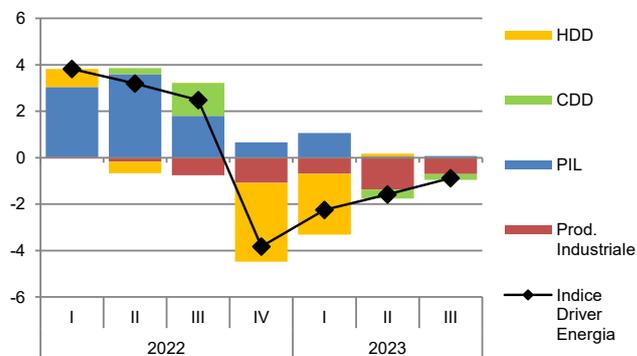


Figura 2-2 – Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione % trimestrale tendenziale)



## 2.2. Consumi di energia primaria

**Nel III trimestre frena la contrazione dei consumi, ma nei primi nove mesi domanda di energia primaria in calo di oltre il 3%**

- Dopo il netto calo della I metà dell'anno, quando il fabbisogno di energia è diminuito del 5% (4 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo 2022), i consumi di energia primaria nel III trimestre del 2023 sono stimati sugli stessi livelli di un anno fa (Figura 2-3).
- Nell'insieme dei nove mesi, la domanda di energia primaria, pari a circa 112 Mtep, risulta tuttavia inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo 2022 di oltre il 3,5%.
- Il risultato del trimestre si registra a valle della serie di 4 variazioni tendenziali negative (massima quella di fine 2022, -11%), portando il calo sull'anno scorrevole a -6%.
- Come emerge dalla Figura 2-4, la riduzione del fabbisogno di energia tra gennaio e settembre 2023 risulta anche più decisa di quella spiegabile con la sola dinamica dei principali driver (PIL, produzione industriale e fattore clima): tale disaccoppiamento, massimo a fine 2022, è però poi progressivamente diminuito nel 2023, probabilmente per l'attenuarsi dell'impulso proveniente dai prezzi dell'energia (variabile non rappresentata nell'indice dei driver).

**Nel III trimestre ancora in forte calo il carbone, rinnovabili in aumento. Nei nove mesi fossili in netta contrazione (-7 Mtep)**

- La variazione marginale dei consumi nel III trimestre è il risultato del perdurare del calo di solidi, petrolio e gas (-1,5 Mtep nell'insieme la variazione tendenziale), compensato dall'aumento delle rinnovabili; è stata invece marginale la variazione delle importazioni nette di elettricità.
- Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno il calo della domanda di energia resta significativo, e ascrivibile al forte calo delle fonti fossili (oltre -7 Mtep, solo in parte compensato dall'aumento di import e rinnovabili, +3 Mtep).
- Tra gennaio e settembre i consumi di gas sono diminuiti di oltre 5 Mtep rispetto al 2022 (-13%): dopo la netta contrazione del I trimestre (-4 Mtep, -19% tendenziale per il clima mite), il calo si è attenuato nel II trimestre (1 Mtep in meno, -11%) e si fermato a -0,3 Mtep nei mesi estivi (-3%).
- Il calo della domanda di gas è imputabile per circa la metà alla termoelettrica, la cui domanda è scesa in particolare a inizio anno (-1,6 Mtep, -27% tendenziale), in misura minore nei trimestri successivi (-17% e -9%, -1,2 Mtep nell'insieme). A favorire tale contrazione la combinazione di calo dei consumi elettrici e aumento delle importazioni di elettricità (in particolare nel I trimestre) e della produzione da FER. Decisa flessione (oltre il 10%, vedi oltre) della domanda di gas ha riguardato anche gli usi diretti
- Dopo la ripresa del biennio '21-'22 (+8% in media dai minimi del 2020), i consumi di petrolio nei primi nove mesi del 2023 sono stimati inferiori ai livelli dello scorso anno di circa mezzo Mtep (-1,4%). Dopo il I trimestre di variazione solo marginale la richiesta di petrolio è diminuita in modo lieve in primavera (-1%), in modo maggiore in estate (-3%). La causa sta in primis nei minori consumi nella petrolchimica, che hanno compensato l'aumento nell'aviazione.
- Il ricorso ai combustibili solidi nei primi nove mesi dell'anno è stimato inferiore di oltre un quinto rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (stima su dati parziali), data la decisa contrazione nella generazione elettrica da carbone, in calo di circa il 30% (dati Terna). Dopo la variazione tendenziale positiva di inizio anno, sia nel II che nel III trimestre la generazione da carbone si è dimezzata rispetto allo stesso periodo 2022, quando era cresciuta del 60% sul 2021, favorita dal piano di contenimento dei consumi di gas. Nei primi 9 mesi 2023 i consumi di solidi sono quindi tornati sostanzialmente sugli stessi livelli del 2021.

- In forte aumento le rinnovabili: alla modesta flessione di inizio anno (-1%), hanno fatto seguito le decise variazioni positive dei mesi primaverili ed estivi (+8% e +20% rispettivamente), che hanno portato il dato cumulato dei nove mesi del 2023 a +1,9 Mtep sul 2022 (+10%). A trainare le FER la ripresa della produzione idroelettrica (+30% in primavera, +49% in estate), che però si confronta con la prestazione eccezionalmente negativa del 2022 (-40% rispetto alla media del decennio precedente).
- La decisa ripresa delle importazioni nette di elettricità registrata nei primi tre mesi dell'anno (+40% tendenziale) si è fortemente attenuata in primavera (+4%), fino ad arrivare ad una variazione solo marginale in estate (+1,5%). Nell'insieme dei nove mesi le importazioni nette sono dunque superiori di circa 1 Mtep rispetto allo stesso periodo 2022 (+15%).

Figura 2-3 - Consumi di energia primaria in Italia – Consumi totali nell'anno scorrevole (Mtep, asse sx) e variazioni tendenziali trimestrali (asse dx)

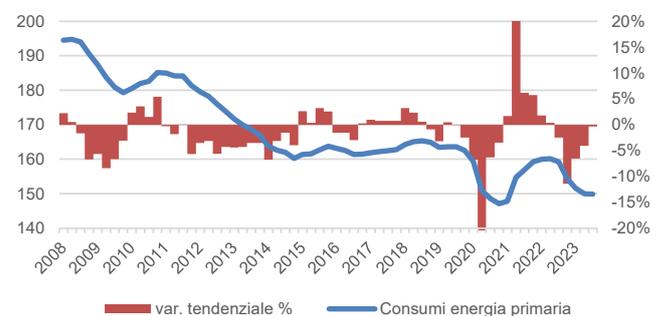


Figura 2-4 - Consumi di energia e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione tendenziale, %)

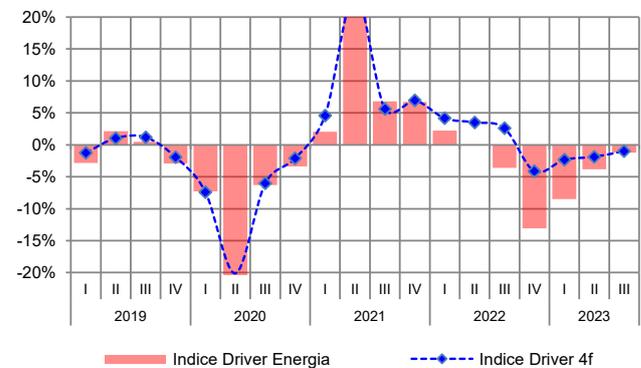
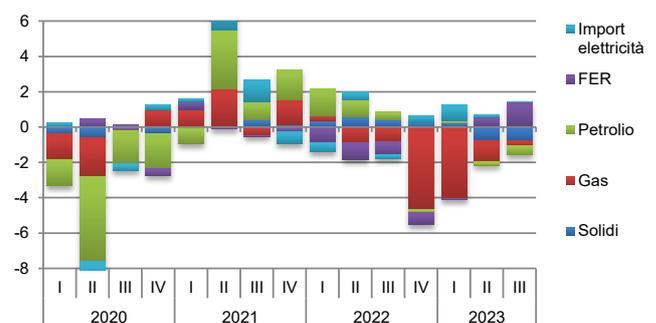


Figura 2-5 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



### 2.3. Consumi finali di energia

**Consumi finali di energia in calo dell'1% nel III trimestre, del 4% tra gennaio e settembre. A trainare il calo i gas ed elettricità**

- Secondo la stima preliminare ENEA (che impone alcune approssimazioni) nei mesi estivi i consumi finali di energia sono in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-1%). Dopo la decisa contrazione di inizio anno (-8%), già in primavera il trend era andato attenuandosi (-3%).
- Il calo del III trimestre 2023 avviene a valle di 4 variazioni tendenziali negative consecutive, particolarmente marcate nell'inverno 2022/23 (-12% medio per il fattore clima, Figura 2-6). Nell'insieme dei primi nove mesi il calo è superiore al 4% (rispetto a gennaio-settembre 2022).
- La flessione dei consumi finali di energia nei primi nove mesi dell'anno, pari a circa 4 Mtep in termini tendenziali, ha riguardato per 2/3 il gas naturale (Figura 2-6). La riduzione della richiesta di gas (-10% tendenziale nei nove mesi), si è concentrata soprattutto nel I trimestre (-2,3 Mtep -16%), in attenuazione in primavera (-0,4 Mtep, -7%), e in variazione solo marginale in estate. Oltre ai cali sulle reti di distribuzione (-2 Mtep nei 9 mesi, quasi tutti nel I trimestre per il fattore clima), anche negli usi industriali i dati SNAM evidenziano una decisa flessione nella I metà dell'anno (-10%), una variazione solo marginale nei mesi estivi.
- Nel III trimestre è proseguita la flessione, seppur modesta, dei prodotti petroliferi: i dati MASE rilevano infatti una variazione marginalmente negativa (-1%): il modesto aumento di vendite di luglio (+1,8%) è stato più che compensato dal calo marginale di agosto (-0,7%) e quello più deciso di settembre (-2,7%, imputabile in primis alle vendite per il trasporto su strada, si veda oltre). Anche nella prima metà dell'anno le vendite erano risultate complessivamente in calo di circa 1 punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in modo più deciso nel I trimestre, meno nel II (i cali di aprile sono stati in buona parte compensati dalla ripresa del bimestre successivo). Nell'insieme dei nove mesi le vendite di prodotti petroliferi mostrano quindi una variazione tendenziale negativa dell'1% circa: i maggiori consumi di prodotti destinati ad usi trasporti (+650 mila tonnellate, di cui oltre 600 nell'aviazione, +22%) sono stati più che compensati dal calo di oltre 1 Mt degli altri prodotti, di cui oltre 500 mila nella sola petrolchimica (-22%), il resto tra gasolio per usi riscaldamento (-22%) e agricolo (-6%), bunkeraggi (-8%) e altri prodotti (-10%).
- Dopo i cali decisi del I e II trimestre (oltre -5% la variazione tendenziale media), anche nel III trimestre la richiesta di elettricità è in calo, seppur in attenuazione (-1,4%). Dopo una variazione ancora decisa a luglio (-3% tendenziale), i consumi elettrici sono calati ancora ad agosto, di appena l'1%, per passare a una variazione positiva a settembre (+0,5%), la prima dopo 13 cali tendenziali consecutivi. Sul dato di settembre (per di più con 1 giornata lavorativa in meno) ha inciso la temperatura mediamente più elevata di oltre 1° rispetto al settembre 2022, che ha spinto i consumi per il raffrescamento: gli effetti contrapposti di calendario e temperature ridimensionano infatti a 0,2% la crescita tendenziale di settembre (dato Terna). Nell'insieme dei nove mesi la richiesta di elettricità (232 TWh), risulta pertanto di quasi 10 TWh (-4%) rispetto allo stesso periodo 2022. A spiegare il calo diversi fattori: il clima (che nei mesi invernali ha ridotto il fabbisogno di riscaldamento); una giornata lavorativa in meno (il dato Terna rettificato per clima e calendario è -3%, inferiore al -4% effettivamente registrato); il calo dell'attività industriale, come misurato dall'indice IMCEI rilevato da Terna, tra gennaio e settembre del 5% rispetto allo stesso periodo 2022, con picchi negativi a gennaio, aprile e maggio (-8%).

- L'elettrificazione del sistema energetico dell'anno scorrevole a fine settembre 23 è stimata pari al 22,5%, in marginale aumento rispetto al dato dell'intero 2022 (Figura 2-7), ma ancora lontana dal target 2030 dal PNEC (27%).
- In termini settoriali, nel III trimestre si registra una rilevante variazione negativa per gli usi non energetici, e cali anche per civile e industria, mentre sono in lieve aumento i consumi dei trasporti.
- Nell'insieme dei nove mesi del 2023 sia per il civile che per l'industria si stima una decisa flessione rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-3,5 Mtep nell'insieme, Figura 2-8), mentre il modesto aumento nei trasporti è assorbito dai cali degli usi non energetici e bunkeraggi (vedi oltre).

Figura 2-6 - Consumi finali di energia per fonte - Variazione tendenziale (Mtep)

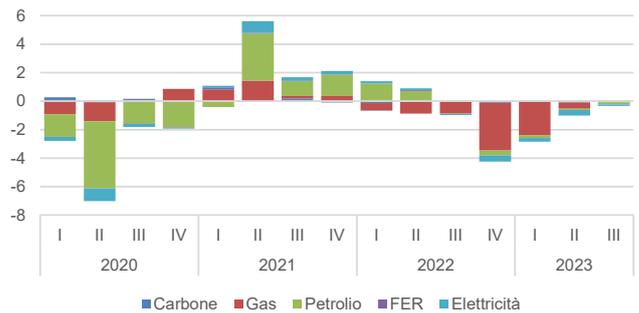


Figura 2-7 – Quota di elettricità sui consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, %)

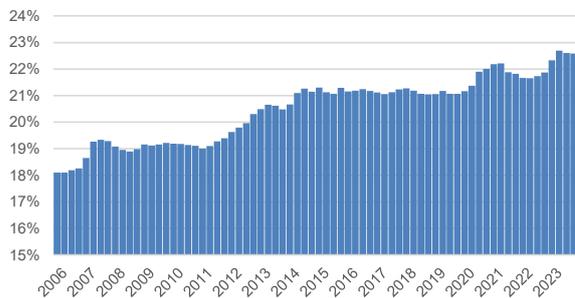
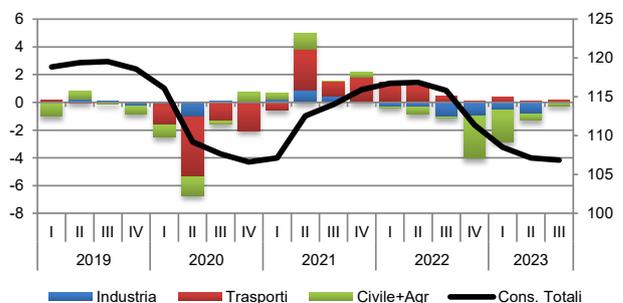


Figura 2-8 - Consumi finali di energia per settore di uso finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (asse sx, Mtep)



**Nel civile consumi in calo del 10% nei 9 mesi, ma la netta flessione di inizio anno è in attenuazione nei mesi successivi**

- Tra gennaio e settembre i consumi di energia nel civile sono stimati in calo di quasi 3 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-10%).
- Il calo è maturato in larghissima parte nei mesi invernali, per la netta contrazione della domanda di gas (-2 Mtep, -17%), in parte per il caro prezzi e per le misure previste dal Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas, ma principalmente per il fattore clima (la dinamica consumi è in linea con quella della dei gradi giorno riscaldamento, si veda Analisi Trimestrale 2/2023). La richiesta di gas si è contratta poi a ritmi inferiori nel II trimestre (-0,2 Mtep, -5,7%), in modo solo marginale nei tre mesi estivi (-2%).
- Anche i consumi di elettricità sono stimati in decisa riduzione (-4% rispetto a gennaio-settembre 2022). La domanda dei servizi, seppur ancora positiva, sembra diminuita in modo importante nella prima metà del 2023: il VA settoriale nei primi due trimestri dell'anno in corso è infatti aumentato in termini tendenziali del 2% medio (+3,5% nel primo, appena 1,4% nel secondo), meno della metà rispetto a quanto osservato nello scorso anno (+4,6%) e nel 2021 (+6% sul 2020).

**Nel III trimestre frena la flessione dei consumi nell'industria**

- Dopo la decisa flessione del I semestre (quasi il 10% in meno rispetto al 2022, comprendendo anche gli usi non energetici), i consumi energetici nel settore industriale si sono contratti in misura più lieve nel III trimestre.
- Nei primi 9 mesi si stima un calo di circa 1,5 Mtep (-7%) rispetto allo stesso periodo 2022. Circa un terzo del calo è imputabile alla minore domanda di gas, in flessione del 7% nei nove mesi (-12% nel I trimestre, -9% in primavera).
- I prodotti petroliferi (responsabili di oltre 1/3 del calo complessivo) sono diminuiti del 12% nei 9 mesi (in particolare negli usi non energetici), con una forte flessione nel I trimestre (-25%).
- Infine la domanda di elettricità settoriale (responsabile del restante 20% di riduzione) è stimata in contrazione nei nove mesi del 5% (come l'IMCEI Terna), data la flessione della I metà dell'anno (-7% tendenziale), seguita da un calo dell'1% nel III trimestre.
- L'andamento dei consumi industriali risulta coerente con la dinamica della produzione industriale, con particolare riferimento ai settori più energy intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia, petrolchimica), che dopo i decisi cali della prima metà dell'anno (compresi tra il 10 e il 20%, Figura 2-9), hanno fatto segnare anche nel bimestre luglio agosto variazioni negative a doppia cifra, particolarmente marcate nella carta e nella metallurgia (prossime al -20%).
- A fine settembre i consumi energetici dell'industria sono stimati inferiori ai livelli minimi del 2020.

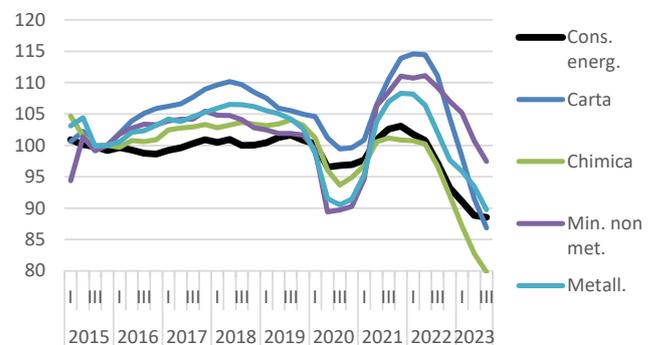
**In aumento i consumi nei trasporti nei primi 9 mesi 2023, grazie all'aviazione; stabili i prodotti petroliferi per l'autotrazione**

- La stima dei consumi energetici nei trasporti per i mesi estivi prospetta una crescita tendenziale ancora marginale, di circa l'1%, in linea con il trimestre precedente.
- Nei primi 9 mesi dell'anno l'aumento tendenziale è maggiore (+2%), per effetto della ripresa più netta di inizio anno (+5%). A trainare il comparto è ancora l'aviazione.
- Più nel dettaglio, nell'insieme dei primi nove mesi del 2023 le vendite di prodotti petroliferi destinati all'autotrazione sono stimate sostanzialmente sugli stessi livelli dell'anno precedente: dopo un modesto incremento nel I trimestre (+2% tendenziale) ed un secondo di variazione solo marginale, nel corso del III trimestre si rileva un nuovo calo delle vendite, superiore al punto percentuale (che di fatto

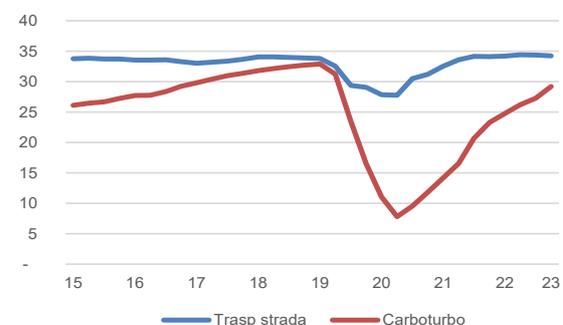
compensa il lieve aumento di inizio anno). Il risultato del trimestre estivo va ricercato nei decisi cali tendenziali di agosto e settembre (-2,7% e -4% rispettivamente, anche per 1 giorno lavorativo in meno), che hanno probabilmente risentito dall'aumento dei prezzi al consumo, oltre che dalla minore capacità di spesa delle famiglie.

- In termini di prodotti, si rileva una decisa ripresa delle vendite di benzina, +6% nei primi nove mesi: dopo la netta ripresa di inizio anno (+10%), il trend si è progressivamente attenuato in primavera (+5%) e poi nei mesi estivi (+2%), in linea con l'andamento dell'Indice della Mobilità Rilevata dell'ANAS, che per i primi mesi 2023 stima un traffico veicolare più sostenuto rispetto all'anno scorso, mostrando invece variazioni complessivamente trascurabili nei successivi sei mesi. In riduzione invece le vendite di gasolio motori, di quasi il 2% nei nove mesi: alla variazione trascurabile di inizio anno sono infatti seguite quelle negative e più marcate del II trimestre (-2% tendenziale) e dei mesi estivi (-2,5%). Secondo l'UNEM (Comunicato settembre 2023), la flessione del gasolio nei primi 9 mesi dell'anno, oltre al caro prezzi, "sconta la crescente ibridizzazione del parco, anche per usi commerciali, a favore della benzina (spostamento che nei primi 9 mesi dell'anno si stima pesi per 300-400.000 tonnellate)".
- Ancora in aumento le vendite di jet fuel destinato all'aviazione, +23% rispetto ai primi nove mesi dello scorso anno. La Figura 2-10 mostra come, dopo la decisa ripresa del biennio 2021-22 (+50% in media) dopo il crollo del 2020, a fine settembre 2023 le vendite di carburante relative ai 12 mesi precedenti risultano comunque ancora inferiori di oltre il 10% rispetto ai livelli pre-covid.

**Figura 2-9 - Consumi di energia industria e indice della produzione industriale di 4 settori gas intensive (2015=100)**



**Figura 2-10 - Consumi di energia annui (somma ultimi 4 trimestri) per trasporto su strada (a sin) ed aereo (a dx, Mtep)**



### 3. Decarbonizzazione

*Emissioni di CO<sub>2</sub> ancora in decisa contrazione nei mesi estivi (-7%); tra gennaio e settembre la flessione è anche più sostenuta (-9%).*

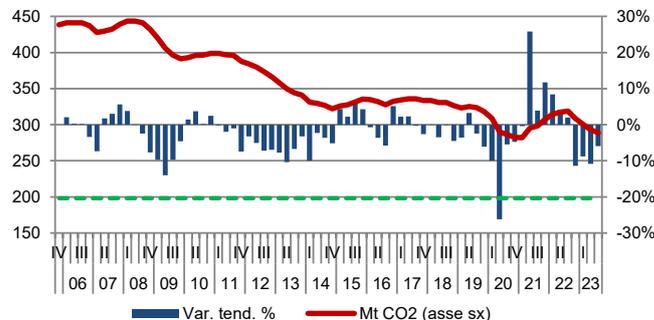
- Nonostante la variazione solo marginale della domanda di energia primaria, secondo le stime ENEA le emissioni di CO<sub>2</sub> da fuel combustion del sistema energetico nazionale nel III trimestre 2023 sono diminuite di circa il 7% rispetto a un anno prima, grazie alla contrazione delle fonti fossili (-7%, esclusi usi non energetici, bunkeraggi e aviazione).
- Il risultato fa seguito alle due marcate contrazioni dei primi due trimestri, per cui nei primi nove mesi del 2023 il calo complessivo è di circa il 9%. Anche nell'intero periodo gennaio-settembre la contrazione delle emissioni è decisamente maggiore di quella dei consumi di energia, ma coerente con la flessione delle sole fonti fossili.
- Dalla **Figura 3-1** emerge come già a fine 2022 le emissioni mostravano una netta flessione (-11% su base tendenziale), dopo le sei variazioni trimestrali positive consecutive dal II trimestre 2021 (legate alla ripresa post-covid). A incidere in modo netto sui forti cali delle emissioni a cavallo tra il 2022 ed il 2023 è stato certamente il fattore climatico, ma hanno anche agito i prezzi record dell'energia, la debolezza dell'attività industriale e nel settore elettrico la ripresa di import e FER e il nuovo deciso calo dei consumi di carbone.
- Per effetto delle 4 contrazioni trimestrali consecutive, a fine settembre 2023 le emissioni calcolate sull'anno scorrevole sono stimate pari a circa 290 Mt, inferiori di circa il 9% rispetto ai livelli pre-covid del 2019.
- L'obiettivo del -55% entro il 2030 richiede ora un abbattimento di poco meno di 100 Mt di CO<sub>2</sub>, mentre per raggiungere l'obiettivo ipotizzato nello scenario di policy incluso nel PNIEC 2023 presentato dal governo italiano la riduzione necessaria sarebbe di circa 80 Mt.

*Buona parte della riduzione delle emissioni da ricercare nei settori ETS, per i quali si stima un calo di circa il 14%; meno decisa la flessione nei settori ESD*

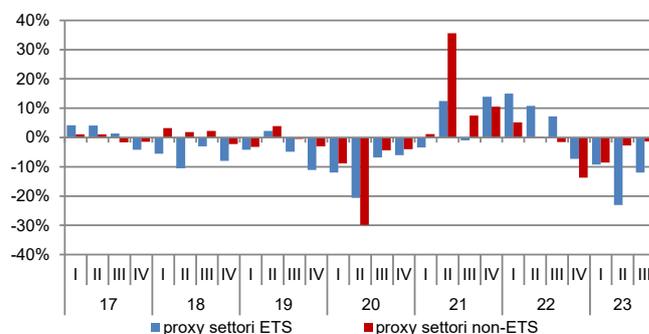
- Circa 2/3 della riduzione delle emissioni nei primi nove mesi dell'anno, stimata pari a circa 19 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, è ascrivibile ai settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), per i quali si calcola una flessione di circa il 14% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Dopo i cali del I semestre (-15%), anche per il trimestre estivo si stima un calo a doppia cifra. Oltre alla contrazione nell'industria, particolarmente marcata nei primi sei mesi, anche nel settore elettrico si calcola una flessione delle emissioni di circa il 20% nei nove mesi (9% a inizio anno, del 25% in media nel II e III trimestre). A favorire tale flessione il calo della domanda elettrica, il maggiore ricorso a importazioni, l'aumento della produzione da FER a scapito dei solidi. A fine settembre la traiettoria delle emissioni ETS è tornata ad avvicinarsi al target 2030 (-61% sul 2005, **Figura 3-3**), ma per raggiungere l'obiettivo è necessario proseguire su ritmi sostenuti (quasi il 5% m.a).
- Anche nei settori non-ETS le emissioni sono stimate in riduzione, seppur ad un ritmo circa tre volte inferiore rispetto a quello dei settori ETS (-6 Mt, -4%). Gran parte di tale risultato (5 Mt sui 6 complessivi) è concentrato a inizio anno, favorito in modo importante dal fattore clima, mentre nei successivi due trimestri il calo è diminuito (-1,5%, **Figura 3-2**). A fine settembre 2023 le emissioni non-ETS calcolate sull'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) sono stimate dunque in calo del 7% sui 12 mesi precedenti, ma il target 2030 stabilito nel Regolamento Effort Sharing del 2023 (-43,7% sul 2005) richiede un taglio m.a. di oltre il 4%.

- In termini di contributi settoriali, oltre la metà della riduzione complessiva delle emissioni dei primi nove mesi dell'anno è da ricercare nel settore della trasformazione, un terzo circa nel civile, il rimanente 10% nell'industria (**Figura 3-4**).

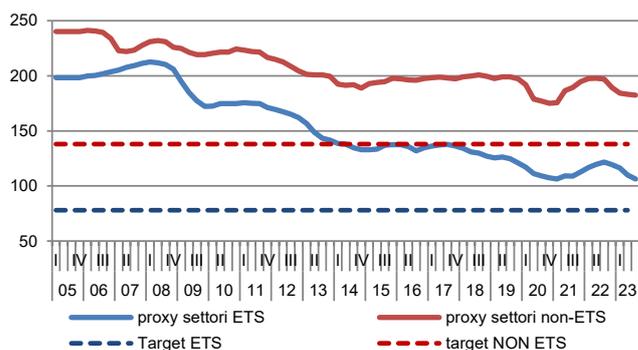
**Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> nell'anno scorrevole (somma ultimi 4 trimestri) e target 2030 (asse sx, Mt CO<sub>2</sub>), variazione tendenziale delle emissioni (asse dx, %)**



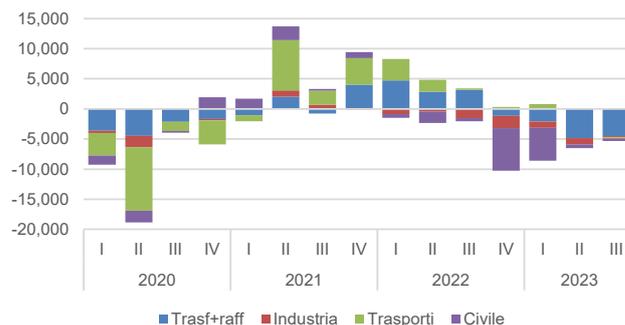
**Figura 3-2 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)**



**Figura 3-3 - Stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030**



**Figura 3-4 - Emissioni di CO<sub>2</sub> settoriali (ktCO<sub>2</sub>, var. tend.)**



## 4. Sicurezza del sistema energetico

### 4.1. Sistema petrolifero

**Mercato in eccesso di domanda nella seconda metà dell'anno, a causa di robusta crescita della domanda e tagli OPEC+**

- Dopo aver seguito un trend moderatamente ribassista nella prima metà dell'anno (80 \$/bbl la media semestrale, -15% sul semestre precedente), guidato dall'incerto quadro macroeconomico, il prezzo del greggio è tornato ad aumentare nel III trimestre (86,7 \$/bbl la media del Brent, +11% rispetto ai 78,3 \$/bbl del II trimestre), superando a settembre i 90 \$/bbl. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la quotazione media del Brent si è attestata a 82,1 \$/bbl, -22% sullo stesso periodo del 2022).
- Lato offerta, costante supporto ai prezzi è venuto dalla politica dei tagli produttivi dei paesi dell'alleanza OPEC+, prorogati al 2024 e rafforzati dai tagli volontari di Arabia Saudita (per 1 mbl/g) e Russia (per 300 kbl/g, ma la cui produzione rimane su livelli superiori a quelli del 2021).
- Lato domanda, pressioni rialziste sono venute dalle continue revisioni al rialzo delle stime di aumento della domanda petrolifera globale (tutta da paesi non-OCSE) nel 2023, salite a oltre 2 mbl/g, fino a superare i 102,5 mbl/g, in primis grazie all'andamento dell'economia cinese migliore delle aspettative.
- Come da previsioni (vedi Analisi trimestrale n. 2/2023), nella seconda metà dell'anno il mercato petrolifero è dunque passato da una situazione di eccesso di offerta a una di eccesso di domanda (Figura 4-1), sebbene le stime circa la dimensione di quest'ultimo siano piuttosto differenziate: circa 3 mbl/g secondo l'ultimo Monthly Oil Market Report dell'OPEC, circa 1 Mbl/g secondo la IEA, sostanzialmente nullo secondo l'US EIA (anche grazie alla forte crescita della produzione non-OPEC).
- Similmente molto diverse sono le aspettative sulla crescita della domanda petrolifera nel 2024, ancora sostenuta secondo l'OPEC (+2,3 Mbl/g, fino a oltre 105 Mbl/g), più contenuta secondo EIA (+1,4 Mbl/g) e IEA (+0,9 Mbl/g).
- In termini di distribuzione dell'offerta globale (Figura 4-2), il 2023 tornerà a contrarsi la quota OPEC, stimata a 1/3 del totale, quasi un punto percentuale in meno rispetto al 2022, con il corrispondente aumento del peso della produzione non-OPEC (OCSE soprattutto, grazie ai nuovi record della produzione USA), un trend che è previsto consolidarsi ulteriormente nel 2024. E' notevole come la quota di mercato del greggio russo sia rimasta invariata sia nel 2022 sia nel 2023, e sia prevista costante anche nel 2024.

**Greggio russo stabile sul mercato globale ma quasi azzerato nell'UE. 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 (il cui peso è sceso al 4% nel 2023 secondo i dati Eurostat), 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 (nel 2022 pari al 20% dell'import totale) e a una significativa redistribuzione dei fornitori. Nei primi otto mesi del 2023 è salita al 30% (dal 22% del 2022) la quota di greggio dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), è salito al 17% il greggio libico (dal 14%) e ha fatto un balzo il greggio americano, per la gran parte statunitense (al 14% del totale, al 19% nel III trimestre, +1,5 Mt negli otto mesi), il cui peso è arrivato a superare, sia pur di poco, quello del greggio degli altri paesi africani (Libia esclusa) e medio orientali (esclusa Arabia Saudita, la cui quota è tornata a salire, oltre il 7%, dopo anni di trend decrescente).

- Nel 2023 si registra un balzo dell'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) delle provenienze di greggio, a indicare una loro minore diversificazione.

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

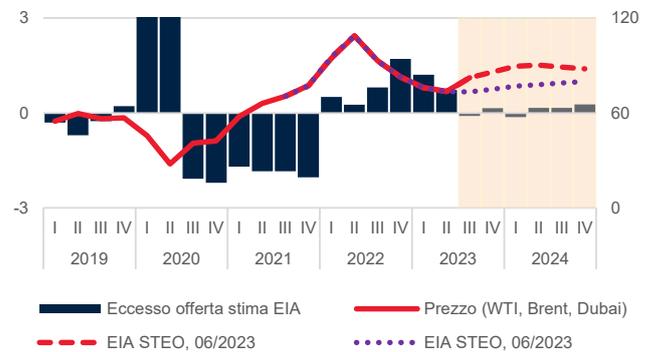


Figura 4-2 – Distribuzione della produzione di petrolio per aree (quote % sul totale; dati storici e proiezione su dati IEA e EIA-DOE)

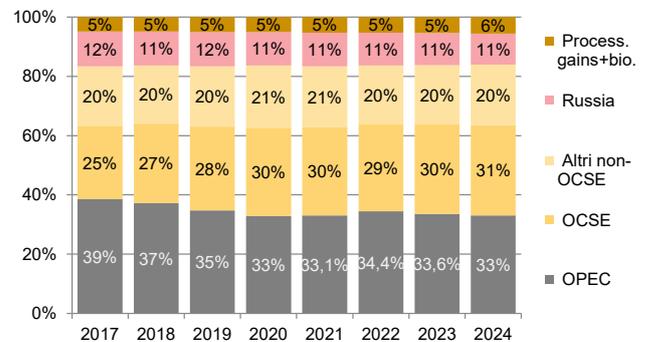
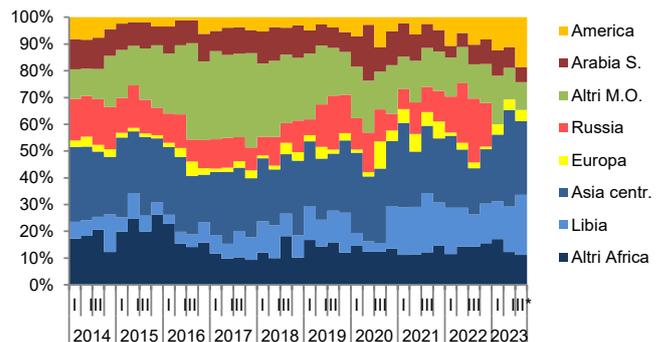


Figura 4-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



**Crack spread dei prodotti sempre su livelli elevati. Rischio di mercato corto per il diesel nei mesi invernali**

- Anche nel III trimestre dell'anno si sono mantenuti su livelli storicamente elevati i margini sui prodotti petroliferi, che hanno continuato a beneficiare 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 tornato a 31 \$/bl, dopo che si era ridimensionato nel II trimestre (a 17 \$/bl dai 31 del I trimestre) per 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. Nell'ultimo trimestre questi fattori sono stati però compensati da cali produttivi delle raffinerie europee, dalla ridotta disponibilità di greggio sour, dal temporaneo blocco delle esportazioni di raffinati deciso dalla Russia per privilegiare il mercato interno, dalla forte ripresa del traffico aereo e della domanda di jet fuel.
- Nei primi nove mesi dell'anno il crack spread sul gasolio è stato pari a 26 \$/bl, inferiore di circa 1/4 rispetto allo stesso periodo 2022. Secondo l'ultimo Oil Market Report della IEA c'è il rischio che i colli di bottiglia della raffinazione, combinati con la domanda supportata dall'arrivo della "heating season", potrebbero rendere il mercato del gasolio ancora corto nei mesi invernali, a meno di un inverno mite.
- 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 25 \$/bl nel III trimestre (+100% sul I trimestre 2022), 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.
- Nei primi nove mesi dell'anno il crack spread sulla benzina è stato pari a 22 \$/bl, in aumento di quasi il 20% rispetto allo stesso periodo 2022.

**Nel III trimestre in decisa risalita i margini di raffinazione**

- Nel III trimestre sono tornati ad aumentare i margini di raffinazione (in tutte le aree), che nella prima metà dell'anno avevano subito un deciso ridimensionamento, fino a tornare sulle medie di lungo periodo nel II trimestre. 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.

**Drastico calo delle esportazioni italiane di raffinati, nell'anno scorrevole sui minimi storici del 2020**

- Un dato notevole del 2023 è che nei primi otto mesi dell'anno hanno registrato una netta diminuzione le esportazioni nette italiane di prodotti petroliferi (scese a 6,5 Mt, contro i 9,2 Mt di un anno prima, ben 2,7 Mt in meno, -30%). Il dato dell'anno scorrevole (ultimi dodici mesi) colloca le esportazioni nette italiane a circa 8,5 Mt, al di sotto dei minimi storici del 2020.
- A spiegare questo dato sono in primo luogo benzina e gasolio. In entrambi i casi si registra un forte calo delle esportazioni e un aumento delle importazioni. Ne deriva un calo dell'export netto vicino a 1 Mt per la benzina, vicino a 2 Mt per il gasolio. 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 coerenza con la debolezza della petrolchimica.

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

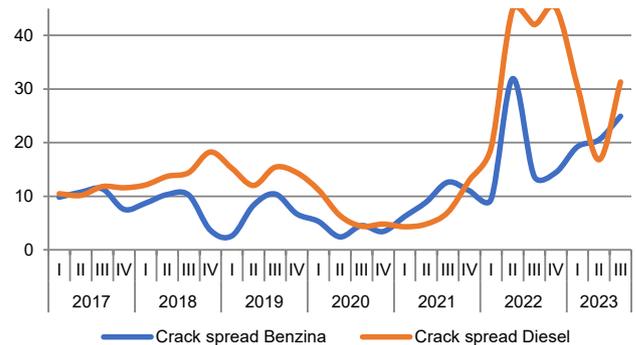


Figura 4-5 - Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bl)

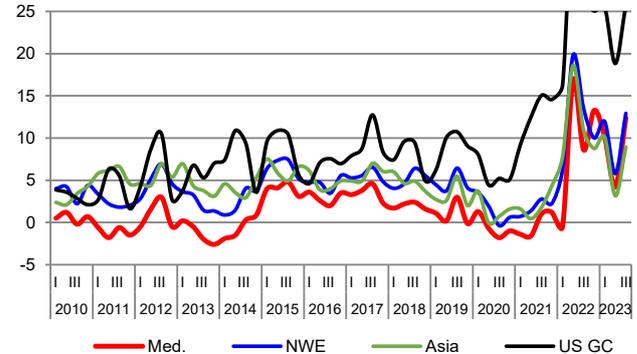
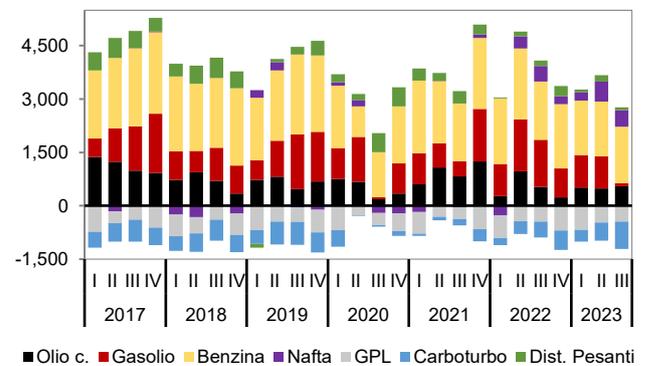


Figura 4-6 - Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)



## 4.2. Sistema del gas naturale

### Prezzo del gas in Europa tornato al di sotto della media 2021

- Nel III trimestre i prezzi del gas sui principali mercati internazionali hanno mostrato una tendenza al consolidamento dei livelli acquisiti nel primo semestre. Il prezzo medio al TTF è stato pari a circa 33 €/MWh, in calo del 7% sul trimestre precedente, di ben l'83% rispetto a un anno prima (Figura 4-7).
- Nei primi dieci mesi del 2023 il prezzo medio del gas al TTF è stato di circa 41 €/MWh (N.B: a fine anno il consuntivo sarà leggermente maggiore a seguito del prevedibile aumento stagionale a novembre e dicembre), 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).
- Nel III trimestre, e ancora a ottobre, lo spread negativo tra mercati europei ed asiatici è tornato su valori ampiamente positivi (circa 6 €/MWh in media), il contrario di quanto registrato nella fase dei prezzi (pesantemente) a premio in Europa durata per l'intero 2022, per la necessità di attirare GNL in sostituzione delle forniture russe via gasdotto venute a mancare.

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

- Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas dell'UE erano stati inferiori di circa il 18% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target del -15% fissato nel Regolamento UE 2022/1369. La domanda è poi rimasta contenuta nei mesi successivi (cui si applica l'estensione del target ad aprile 2024; Regolamento UE 2023/706): da aprile ad agosto lo scostamento rispetto alla media quinquennale è stato del 15%. Rispetto al 2022, nei primi otto mesi del 2023 il calo della domanda UE è stato di 24 mld m<sup>3</sup> (-10%), di cui circa quali circa 15 mld m<sup>3</sup> nel civile e nell'industria, circa 9 mld m<sup>3</sup> nella termoelettrica.
- Lato offerta, le importazioni di GNL in UE, che già nel 2022 avevano raggiunto il massimo storico di 158 mld di m<sup>3</sup> sono rimaste elevate nei primi otto mesi dell'anno, con un valore cumulato di 106,2 mld contro i 102,5 del corrispondente periodo dell'anno precedente, ipotecendo dunque un nuovo record per l'intero anno 2023 (Figura 4-9).
- La persistente debole domanda ha permesso agli stoccaggi di salire nel III trimestre 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. Ovviamente tali valori si collocano sull'estremo superiore del range decennale, all'opposto dei minimi di lungo periodo toccati appena all'inizio del 2022 (Figura 4-10).

### Equilibrio del mercato ancora instabile nel prossimo l'inverno

- Nonostante l'apparente stabilizzazione, l'equilibrio del mercato globale del gas resta fragile e legato alla dinamica dei fattori che hanno permesso il progressivo ritorno dei prezzi sui livelli del 2021, in primo luogo il calo dei consumi. Lo conferma l'elevata la volatilità dei prezzi e la loro sensibilità ad eventi congiunturali, ad indicare come l'apparente equilibrio resti instabile, come dimostrato dal balzo registrato a ottobre (+40% nell'arco di una settimana), fino ad oltre 47 €/MWh (+20% la variazione congiunturale nell'intero mese), livello più alto da febbraio 2023.
- Nonostante fondamentali ancora favorevoli, quali clima mite e ancora ridotte necessità di riscaldamento, stoccaggi record e persistente debolezza della domanda industriale, c'è una ragione strutturale dietro alle pressioni al rialzo: "prices are being set at the intersection of inelastic supply & demand curves. And this means relatively small changes

in market balance have a big impact on prices" (Timera Energy, Crisis over? European gas market winter outlook). Il mercato europeo del gas e del GNL resta in una condizione strutturalmente tight, perché l'offerta aggiuntiva di GNL (+11 miliardi m<sup>3</sup>) non è ancora stata sufficiente a compensare il forte calo delle forniture di gas russo verso l'Unione Europea (-38 miliardi di metri cubi), lasciando alla domanda il ruolo chiave per il riequilibrio del mercato.

- La copertura della domanda europea nel prossimo inverno resta dunque non scontata, perché almeno tre fattori di incertezza presentano un impatto potenziale significativo sull'equilibrio del mercato e quindi sui prezzi, che sarebbero spinti a salire fino ai livelli necessari a indurre una risposta di questa domanda inelastica (in Europa e/o in Asia): a) in primis l'incertezza sulla domanda, legata al clima ma anche all'andamento dell'economia europea, dell'industria in particolare; b) la possibilità di alta domanda in Asia, peraltro già in ripresa in Cina (Figura 4-11), che riproporrebbe la competizione per i carichi di GNL; c) i rischi sull'offerta di GNL, per interruzioni impreviste e/o per ritardi nella realizzazione dei nuovi progetti.

Figura 4-7 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh) – medie trimestrali

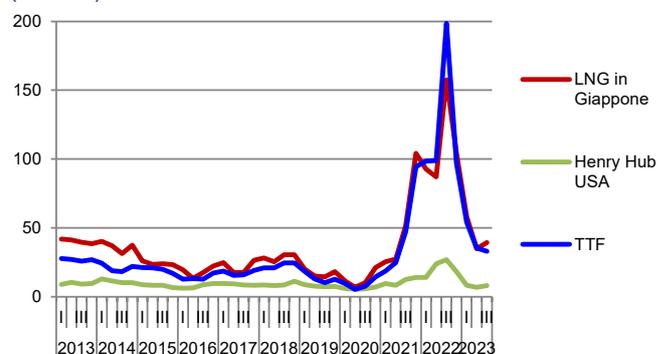


Figura 4-8 – Domanda mensile di gas nell'UE27 – ultimi tre anni e range 2017-2021 (mld m3)

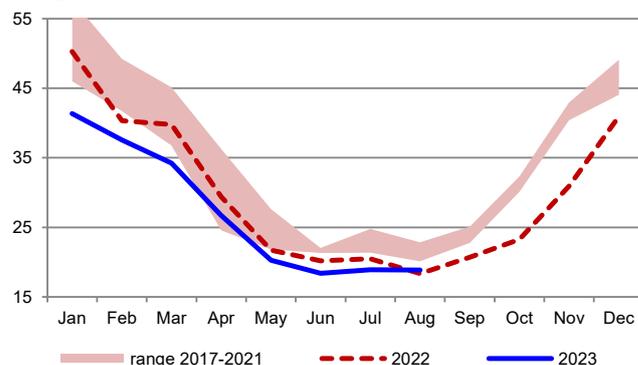
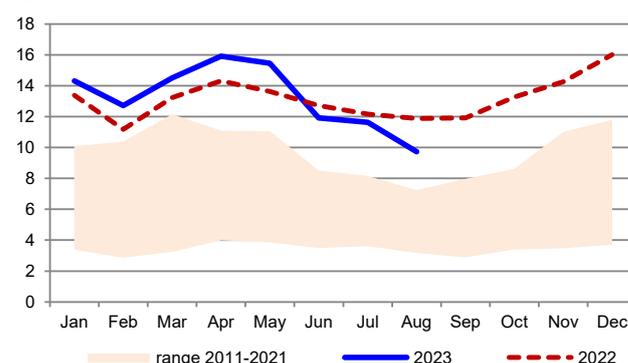


Figura 4-9 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m<sup>3</sup>)



**In Italia si conferma il calo consumi gas, da aprile a ottobre però inferiore al target UE (-11% rispetto alla media quinquennale)**

- In Italia la domanda di gas nel terzo trimestre 2023 è ammontata a circa 12,37 mld m<sup>3</sup>, in aumento dell'1% rispetto ai 12,25 mld m<sup>3</sup> del corrispondente trimestre 2022.
- Il totale dei primi nove mesi dell'anno è pari a 45,5 mld m<sup>3</sup>, contro i 51,46 del 2022 (-11%).
- Dopo che nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas erano stati inferiori di circa il 18% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target del -15% stabilito dal Regolamento UE 2022/1369, da aprile a ottobre lo scostamento rispetto alla media quinquennale è rimasto notevole ma pari a circa l'11%, dunque inferiore al target.
- Nel III trimestre si segnala un lieve recupero della domanda industriale (2,65 mld m<sup>3</sup> contro 2,58, +2,5%), prima variazione trimestrale positiva dopo una lunga fase (sei trimestri) di variazioni tendenziali anche pesantemente negative (il dato del III trimestre resta inferiore del 20% rispetto a quello del III trimestre 2021). Nonostante la discesa dei prezzi, la debolezza della domanda nei settori energivori sembra aver assunto carattere almeno in parte strutturale. Ancora a settembre i consumi industriali sono risultati inferiori di quasi 0,3 mld m<sup>3</sup> rispetto alla media di lungo periodo (Figura 4-13). Negli ultimi 12 mesi (ottobre 2022-settembre 2023) i consumi di gas del settore sono stati inferiori di ben 2,8 mld m<sup>3</sup> rispetto a quelli del 2021.
- Quanto alla generazione elettrica, pur a fronte di un nuovo pesante arretramento della domanda tendenziale (5,87 mld m<sup>3</sup>, contro i 6,46 di un anno prima, -9,1%), si è registrato un rallentamento del trend declinante, che nel primo semestre si era acuito fino a segnare diminuzioni di oltre il 20% rispetto al 2022. Nei primi nove mesi i consumi di gas della termoelettrica sono in calo di circa 3,5 mld m<sup>3</sup> rispetto a un anno prima, con scostamenti marcati dalle medie decennali (Figura 4-13). A spiegare questi dati vi sono le misure di massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas (carbone e olio combustibile), che hanno frenato la domanda nei primi mesi dell'anno, la persistente debolezza della domanda di elettricità, la ripresa dell'idroelettrico e l'aumento dell'import di elettricità.
- Anche i consumi delle reti di distribuzione (prevalentemente residenziale e terziario) hanno continuato a segnare un arretramento tendenziale nel III trimestre (-2%), settimo calo trimestrale consecutivo, sebbene in questo caso i valori assoluti siano modesti (i consumi del settore si concentrano nei mesi invernali).

**Concentrazione record degli approvvigionamenti sul gas algerino (al 44% del totale nel III trimestre), GNL al 27%**

- In termini di fonti di approvvigionamento, nel III trimestre le importazioni italiane di gas sono ammontate a 14,5 mld m<sup>3</sup>, contro 17,3 del corrispondente trimestre 2022 (-16,2%). I primi tre trimestri assumano import per 46,4 mld m<sup>3</sup>, contro i 53,3 nel 2022 (-13%).
- Gli approvvigionamenti dalla Russia si sono ormai quasi azzerati (259 mln m<sup>3</sup> nel trimestre, -90%) riducendosi di oltre 20 volte nel giro di due anni e rappresentando ormai appena l'1,8% dell'import totale.
- Il gas algerino è rimasto pressoché sui valori del trimestre precedente, massimi dell'ultimo decennio. I contestuali forti cali del gas russo e (più congiunturale) di quello dal Nord Europa hanno determinato un nuovo record di concentrazione delle forniture su questa rotta, salita a rappresentare il 44% dell'import totale, dal 36% del semestre precedente.
- Rispetto al terzo trimestre 2022, cresce sensibilmente l'import di GNL (+16%), mentre cala drasticamente quello dal Nord Europa (più che dimezzato, -58%), complici le interruzioni tecniche sui gasdotti nel periodo estivo.

- Altro dato rimarchevole dell'anno riguarda le esportazioni del sistema gas italiano, nel terzo trimestre significative sia a passo Gries sia a Tarvisio, per un totale di 0,7 mld m<sup>3</sup>, a fronte di valori pressoché nulli un anno prima).
- Infine, ancora un lieve calo ha riguardato la produzione nazionale, scesa a 2,1 mld m<sup>3</sup> nel complesso dei primi nove mesi dell'anno, a fronte dei 2,3 mld m<sup>3</sup> del 2022

Figura 4-10 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

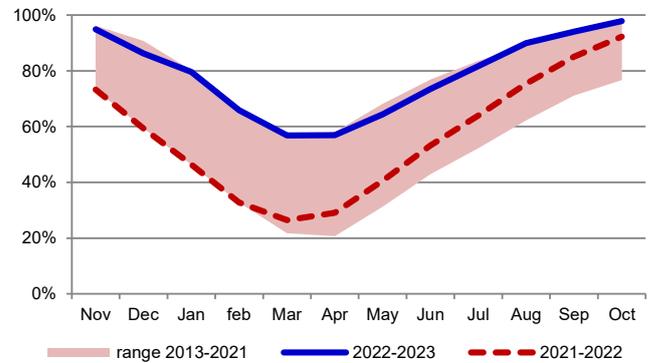


Figura 4-11 – Import di gas in Cina (var. tend. trim., mln m<sup>3</sup>)

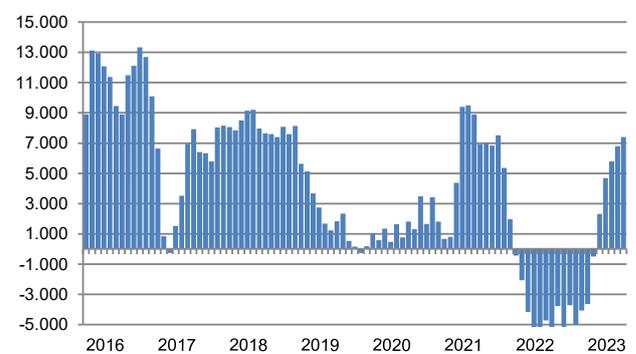


Figura 4-12 - Domanda trimestrale di gas in Italia (mln Sm3)

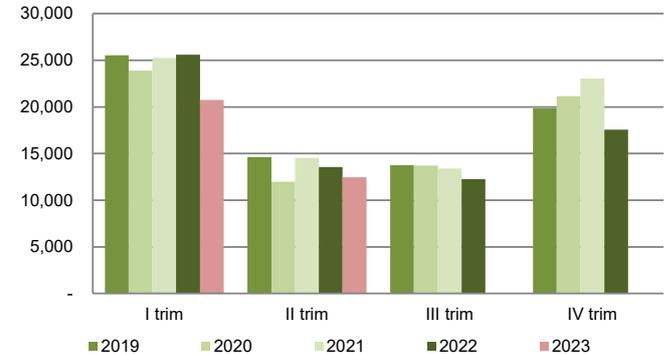
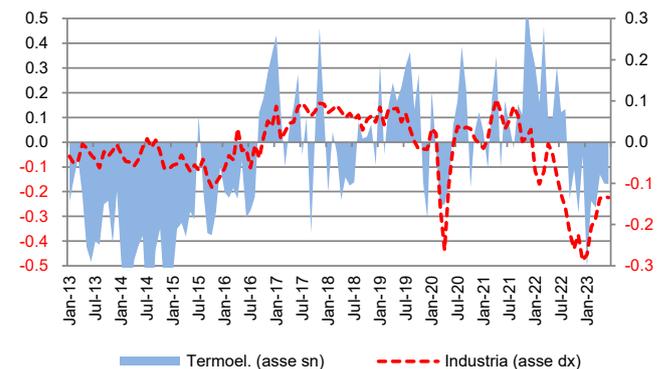


Figura 4-13 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media 2010-2021 (mld m<sup>3</sup>)



**Calo della domanda fattore più importante sia nell'inverno 2022/23 sia nell'inverno 2023/24**

- Il confronto con le medie giornaliere di lungo periodo evidenzia come le immissioni dalla Russia siano scese nel III trimestre ad appena 8 mln di m<sup>3</sup>, rispetto a una media 2022 di 30 e a una media decennale di 76 (-90%), mentre quelle dall'Algeria sono salite a 63 mln m<sup>3</sup>/g, una volta e mezza la media decennale, e quelle di GNL sono salite a 44 mln m<sup>3</sup>/g, quasi il doppio della media decennale.
- Sebbene rimarchevole per rapidità e dimensioni, il processo di sostituzione del gas russo è in realtà ancora parziale. Nei primi dieci mesi del 2023, infatti, il drastico crollo delle importazioni di gas russo (la cui media giornaliera è scesa a 8 mln di m<sup>3</sup>, contro i 77 del 2021) è stato compensato da aumenti significativi di tutte le altre fonti di approvvigionamento (+16 mln di m<sup>3</sup>/g il GNL nel 2023 rispetto al 2021, +13 mln di m<sup>3</sup>/g il gas dal Nord Europa, +8 mln di m<sup>3</sup>/g il gas algerino e azero), ma il fattore ampiamente più importante per la copertura della domanda è stato il netto calo di quest'ultima, la cui media giornaliera si è ridotta di ben 30 mln di m<sup>3</sup> (da 198 mln di m<sup>3</sup>/giorno a 168, -15%) nei primi dieci mesi 2023 rispetto agli stessi mesi del 2021.
- La persistente contrazione della domanda resta dunque l'elemento chiave per minimizzare il rischio di penuria di gas, anche tenendo conto del livello record di riempimento degli stoccaggi, che anche in Italia all'inizio della stagione dei prelievi risultano saturi.

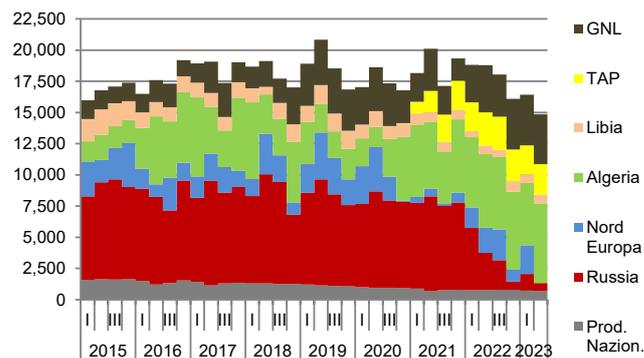
**E' tornato ad allargarsi lo spread PSV/TTF**

Nel 2023 è tornato ad allargarsi in modo significativo lo spread PSV-TTF, che negli ultimi due anni, pur con estrema variabilità, in media si era molto ridimensionato. Nel III trimestre lo spread medio è stato pari a 1,9 €/MWh, la metà di quello registrato nei primi sei mesi dell'anno, ma doppio rispetto alla media 2022, quando nel III trimestre lo spread era stato ampiamente negativo (sebbene per un fattore congiunturale, le forti tensioni sui mercati nord europei a seguito del sabotaggio del gasdotto Nord Stream).

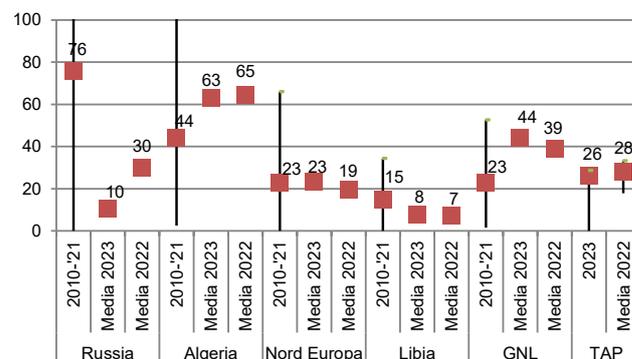
Nell'insieme dei primi nove mesi del 2023 lo spread PSV/TTF si è attestato a una media di oltre 3 €/MWh, a fronte di valori inferiori a 0,5 €/MWh nello stesso periodo dei due anni precedenti. Bisogna tornare al 2019 per ritrovare un valore simile a quello dei primi nove mesi 2023.

L'allargamento dello spread è avvenuto in concomitanza con l'aumento dei flussi di importazione del gas dal nord Europa, aumentato come visto sopra di ben 14 milioni di m<sup>3</sup>/giorno nel 2023 rispetto al 2021, per contribuire alla sostituzione del gas russo.

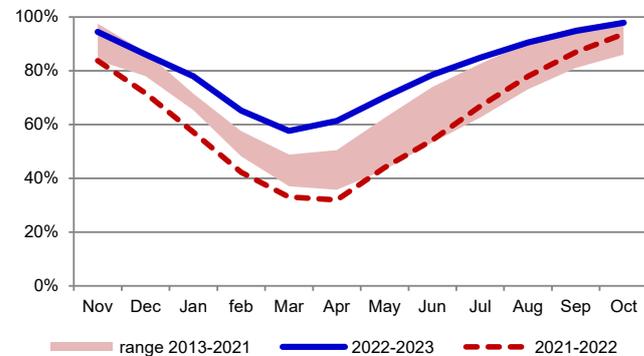
**Figura 4-14 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (mln m<sup>3</sup>)**



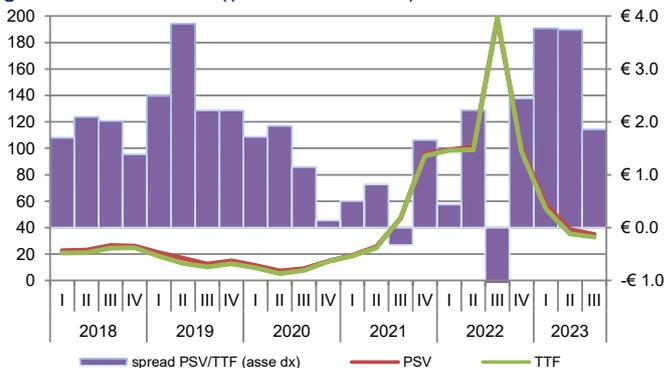
**Figura 4-15 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (mln m<sup>3</sup>)**



**Figura 4-16 – Tasso di riempimento stoccaggi italiani (%)**



**Figura 4-17 – Spread PSV/TTF (€/MWh, asse sx) e prezzo del gas sui due mercati ((€/MWh, asse dx)**



### 4.3. Sistema elettrico

#### Ancora in calo, ma più contenuto (-1,4%), la domanda elettrica

- Nel III trimestre 2023 la richiesta di energia elettrica in Italia è risultata pari a 82 TWh, in calo dell'1,4% rispetto allo stesso periodo del 2022, quinta variazione trimestrale negativa consecutiva (anno su anno). Il calo è stato più accentuato a luglio (-3,3%), mentre una variazione tendenziale positiva (la prima da agosto 2022) si è registrata a settembre (+0,8%), quando comunque la domanda elettrica si è collocata sui minimi mensili di lungo periodo. A luglio e agosto la domanda si era invece collocata ben al di sopra dei minimi (Figura 4-18), a indicare che nonostante la fase di debolezza, nei mesi estivi la domanda tende comunque a restare al di sopra dei minimi.
- Nei primi nove dell'anno la richiesta di elettricità si è contratta del 4% rispetto al 2022, con una flessione particolarmente accentuata nel II trimestre (-7%).

#### A luglio punta di domanda in potenza vicina ai massimi storici

- La punta mensile della domanda in potenza ha invece seguito nel 2023 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 la punta mensile era rimasta più vicina ai minimi di lungo periodo (Figura 4-19). Di nuovo, come già registrato più volte negli ultimi anni, un contesto di domanda debole non sembra implicare un contenimento anche delle punte di domanda, in particolare in estate.

#### Drastico calo della termoelettrica, nuovi massimi storici per l'incidenza delle FRNP, su base trimestrale, mensile, oraria

- Lato generazione, l'ultimo trimestre ha visto un notevole aumento del contributo delle fonti rinnovabili: la produzione idroelettrica è aumentata di quasi 4 TWh (+50% rispetto a un anno prima, quando però aveva fatto segnare un minimo storico. Aumenti significativi su base annua hanno riguardato anche le fonti fotovoltaica (+18%, +1,6 TWh) ed eolica (+20%, +0,7 TWh).
- A fare le spese dell'aumento della produzione rinnovabile è stata la generazione termoelettrica, che si è contratta di ben 7,7 TWh (-15%) rispetto a un anno prima, anche per il calo complessivo della produzione nazionale (-1,5 TWh su base annua, -2%).
- Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la produzione termoelettrica si è contratta di ben 23 TWh, (-16%) rispetto allo stesso periodo del 2022, mentre la produzione da FER è salita di guadagnato 8,6 TWh (di cui +6,3 idroelettrica). A completare il quadro l'aumento delle importazioni nette, molto contenuto nel III trimestre, ma molto marcato nei nove mesi (+4,8 TWh), che hanno beneficiato della ripresa della produzione nucleare
- L'incidenza della termoelettrica sulla richiesta totale è scesa nei primi nove mesi al 52,4%, 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 domanda in tutti e tre i mesi del III trimestre ha ampiamente superato i precedenti massimi storici (fino al 21,5% di agosto, secondo solo al massimo assoluto su base mensile fissato ad aprile (22,6%). Anche calcolata su base trimestrale l'incidenza delle FRNP ha superato ampiamente i precedenti massimi in tutti e tre i trimestri dell'anno. D'altra parte, anche ad aprile e agosto la quota di FRNP è rimasta ben al di sotto dell'obiettivo fissato nel recente PNIEC per il 2025 (24% del consumo interno lordo).

- Secondo le stime ENEA (elaborate su dati non completi) anche su base oraria le FRNP hanno fatto registrare nuovi massimi in termini di copertura della domanda. Nei primi dieci mesi dell'anno, nell'1% delle ore di massima penetrazione delle FRNP queste hanno coperto almeno il 63% della domanda, in netto progresso rispetto al precedente massimo del 2020

Figura 4-18 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

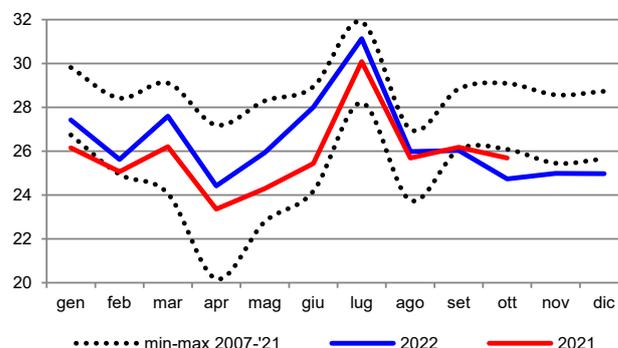


Figura 4-19 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

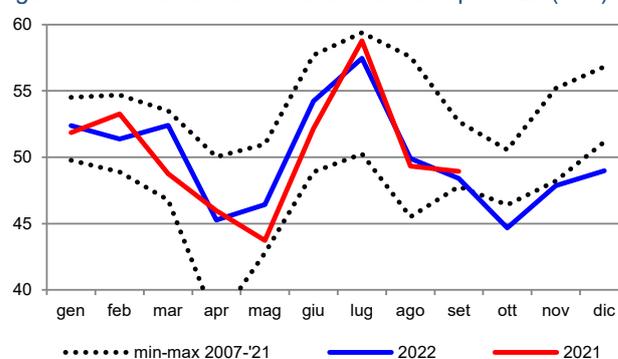


Figura 4-20 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

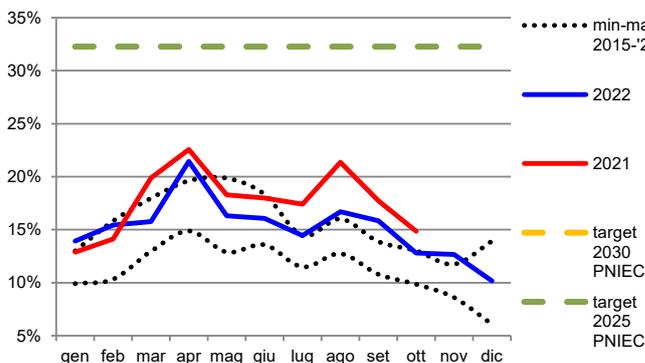
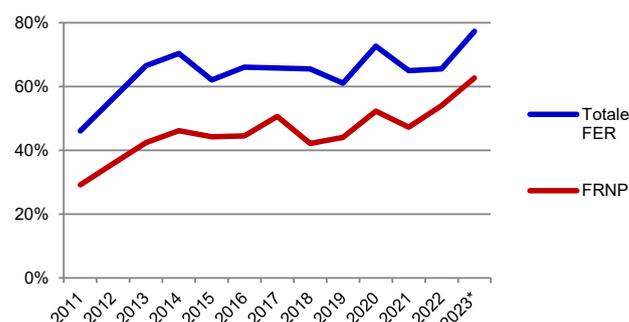


Figura 4-21 - Massima quota oraria produzione da FRNP (in % del carico) - valore corrispondente al 99° percentile



### Sui minimi storici anche i valori minimi della domanda residua

- Nel III trimestre il giorno di massima penetrazione delle FRNP è stato il 6 agosto, quando alle ore 14 la domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da fonti intermittenti) è scesa a rappresentare solo poco più di 1/5 della domanda totale (con parallelo crollo repentino del PUN, da quasi 100 €/MWh a circa 40; Figura 4-22). Come evidenziato più volte da ENTSO-E in corrispondenza di valori molto bassi della domanda residua potrebbe verificarsi carenza di capacità di downward regulation, fino alla necessità di misure come il taglio della generazione inflessibile. Per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili, le importazioni nette, pari a circa 6 GW a inizio giornata e di nuovo a oltre 5 GW dopo le 18, sono state azzerate a metà giornata, mentre salivano fino a quasi 4 GW gli assorbimenti dei pompaggi.
- Ulteriore conferma dell'accentuazione del processo di trasformazione della curva del carico residuo nel corso del 2023, in corrispondenza dei nuovi record di penetrazione della produzione intermittente, viene dalla serie storica dei valori minimi raggiunti dal carico residuo (Figura 4-23).
- Il 2023 ha già fatto registrare nuovi massimi delle variazioni orarie della produzione intermittente su base oraria (Figura 4-24): la massima variazioni orarie 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 risulta la più alta della serie storica.

### Effetti della crescita delle rinnovabili intermittenti sui prezzi dell'elettricità

- Il contesto di forte crescita della quota di mercato delle rinnovabili intermittenti ha un qualche impatto anche sui prezzi dell'elettricità sulla Borsa italiana. Sebbene nella sostanza la dinamica del prezzo continui a rispecchiare fedelmente quello dei costi della generazione da gas naturale, che anche resta la tecnologia marginale nella gran parte delle ore, il forte calo del prezzo dell'elettricità registrato nel 2023 (rispetto ai valori record del 2022) non è stato omogeneo nei diversi gruppi di ore: la diminuzione del PUN è stata infatti significativamente 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, che tende ad avvicinarsi all'unità.

### Margini di capacità complessivamente in miglioramento, ma di nuovo ridotti alla punta di domanda estiva

- Il calo della domanda di elettricità a partire dalla metà del 2022 ha avuto un effetto positivo sull'adeguatezza del sistema elettrico. Alla punta di domanda di gennaio la minore punta di domanda ha infatti lasciato il margine di capacità orario su valori ben maggiori rispetto a un anno prima: nell'1% delle ore del trimestre 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 inferiore a 6 GW, oltre il 10% della domanda registrata in quell'ora (nel I trimestre 2022 era pari a meno del 5% della domanda).
- Alla punta di domanda estiva, però, che come si è visto è risultata vicina al massimo storico, il margine di adeguatezza è tornato ad assottigliarsi, fino a valori di nuovo molto contenuti (Figura 4-24): 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.

Figura 4-22 – Domanda, domanda residua, produzione (GW, asse sx) e PUN (€/MWh, asse dx) nelle 24 ore del 6 agosto 2023

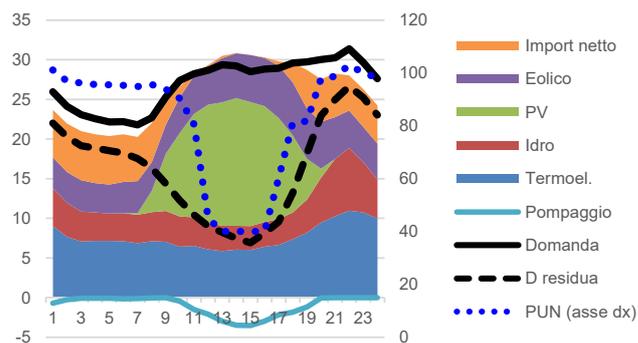


Figura 4-23 – Valori minimi del carico residuo (minimo degli ultimi quattro trimestri; GW, asse sx, % del carico, asse dx)



Figura 4-24 – Massime variazioni orarie (in aumento e in diminuzione), e deviazione standard, della produzione intermittente (in % del carico totale)

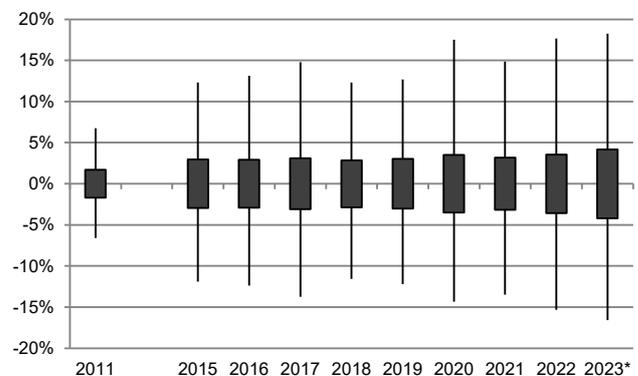
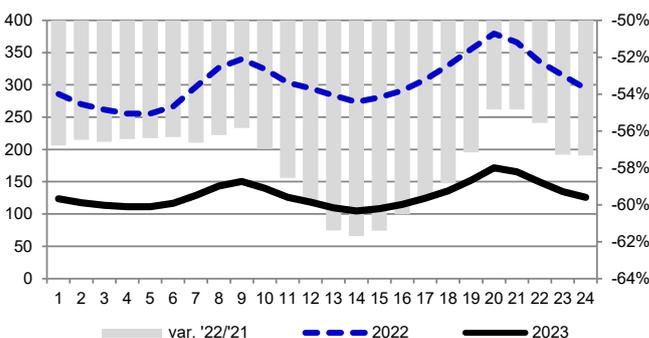


Figura 4-25 – Curva del PUN medio orario nel 2023 e nel 2022 (€/MWh, asse sx), e variazione % media in ogni ora (asse dx)

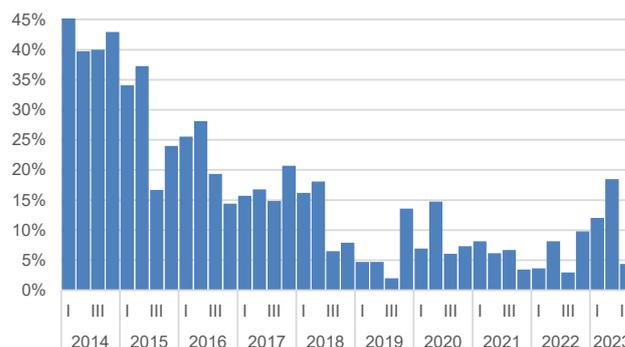


- Per il prossimo inverno restano dunque ancora valide le valutazioni contenute nel Winter Outlook di ENTSO-E di un anno fa, secondo cui per l'adeguatezza del sistema è necessario un livello significativo di importazioni, mentre "critical situations could happen in case of high demand due to cold spell, low import from neighbouring countries, or if unplanned outages rate of generation units is higher than the typical values" (ENTSO-E, Winter 2022 Outlook).

**Nel 2023 drastico calo dei costi dei servizi di dispacciamento**

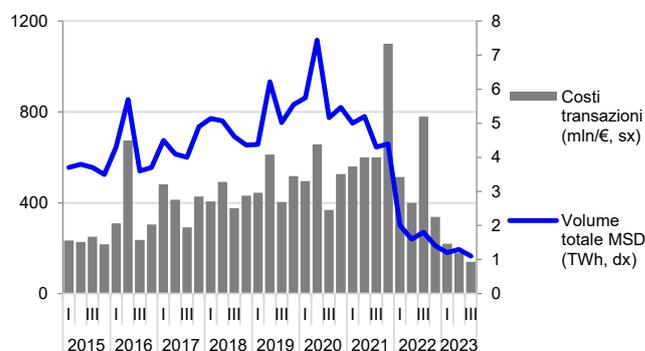
- Un dato notevole (in positivo) del 2023 è il drastico calo dei volumi e dei costi sostenuti da Terna per i servizi approvvigionati sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (che poi si riversano sulla bolletta mediante la componente uplift), scesi stabilmente al di sotto di 1 €/MWh, a fronte di una media 2016-2021 a 8 €/MWh, grazie a 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.

Figura 4-26 - 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 4-27 - Costi associati alle transazioni di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (mln €) e volume totale delle transazioni (TWh)



## 5. Prezzi dell'energia

### 5.1. Prezzi dell'energia elettrica

*Nel primo semestre del 2023 si segnalano per le utenze non domestiche prezzi in discesa (-22%), grazie al calo delle quotazioni dei prezzi all'ingrosso, rafforzando un trend in atto a partire dalla fine dell'anno precedente*

Come descrive il comunicato ARERA (30 marzo 2023), la domanda europea in riduzione, la ripresa contenuta della domanda asiatica di GNL, la ripresa operatività dei terminali di liquefazione negli Stati Uniti e di rigassificazione in Europa, assieme alla diversificazione delle importazioni, con la sostituzione del gas proveniente dalla Russia con GNL, e le temperature relativamente miti spingono verso il basso le quotazioni all'ingrosso delle materie prime. Nei primi sei mesi del 2023 il PUN diminuisce del 40% circa, pur rimanendo a livelli elevati, continuando un trend inaugurato nel mese di ottobre 2022. L'effetto di questa dinamica si trasferisce sui prezzi per le utenze non domestiche. Secondo la rilevazione Eurostat, per la generalità delle imprese del campione si assiste ad un calo del prezzo nell'ordine del 22%, ma con effetti differenziati secondo la classe di consumo. Per le utenze più piccole (classe IA, 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 (Figura 5-1). Le utenze minori di fatto pagano un prezzo per l'energia elettrica che è circa il doppio di quelle maggiori (rispettivamente 35 c€ e circa 18-20 c€ per KWh). Dal secondo trimestre dell'anno, profittando dello stato di relativa stabilità del periodo, viene riattivata la componente degli oneri di sistema.

*La fine del servizio di tutela per le piccole imprese, le microimprese e per la generalità dei clienti non domestici. La rilevazione nel mese di ottobre 2023 dei prezzi sul mercato libero dal portale offerte curata da Arera segnala un livello di prezzo relativamente contenuto.*

Nel secondo trimestre dell'anno si inaugura la fine del servizio di tutela per le utenze non domestiche. Ciò impone di rinnovare il sistema di determinazione della stima adottato nella presente pubblicazione. Il nuovo sistema si basa sulla rilevazione, a mezzo dell'acquisizione dei dati presenti sul portale Arera (<https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>), alla categoria cliente "altri usi", delle offerte più convenienti per il cliente. Si è cercato per quanto possibile di mantenere la coerenza con il sistema di classificazione delle utenze Eurostat, basato sulle bande IA-IG (Figura 5-2), nonostante non vi sia comparabilità con i dati Eurostat (Figura 5-1). Si rimanda alla nota metodologica per l'approfondimento in merito. A partire dal mese di luglio si registra una ripresa del PUN, in parte per l'effetto stagionale, e ciò verosimilmente genera un rialzo nei prezzi per i clienti non domestici finali. Il livello del prezzo delle offerte più convenienti sul mercato libero si aggira tra i 23 c€/KWh e i 31 c€/KWh circa, ancora una volta con un notevole divario a svantaggio delle micro-imprese della classe IA. In particolare, se si concentra l'attenzione sulla sola componente rappresentata dalla materia prima energia (Figura 5-3), di fatto l'unica sotto il controllo delle imprese produttrici e distributrici di energia, si può stimare come a partire dalla classe di consumo ID si attestano una stabilizzazione del costo della materia prima (intorno ai 16.5 c€/KWh). Le utenze più piccole, in altre parole si dimostrano meno capaci di conseguire condizioni contrattuali favorevoli. In termini monetari, la conseguenza è quella di un maggior peso percentuale della materia prima energia nella composizione dei costi via via che si passa dalle grandi alle piccole utenze (Figura 5-4).

Figura 5-1 - Prezzi totali (€/kWh) per diverse tipologie di utenze non domestiche, al netto delle imposte recuperabili. Fonte Eurostat

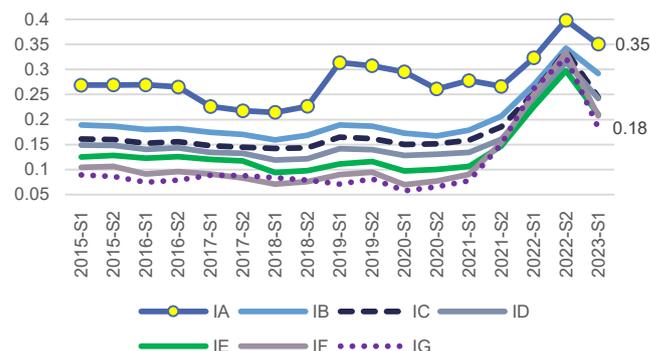


Figura 5-2 - Costo medio (c€/KWh, al netto dell'IVA) corrispondente all'offerta migliore sul mercato libero per diverse tipologie di utenze non domestiche - Ottobre 2023

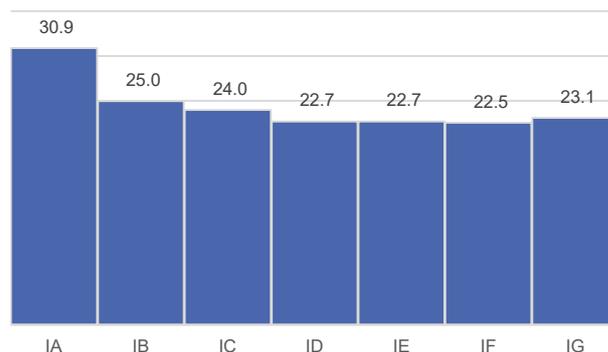


Figura 5-3 - Costo medio della materia prima energia (c€/KWh, al netto dell'IVA) corrispondente all'offerta migliore sul mercato libero per diverse tipologie di utenze non domestiche - Ottobre 2023.

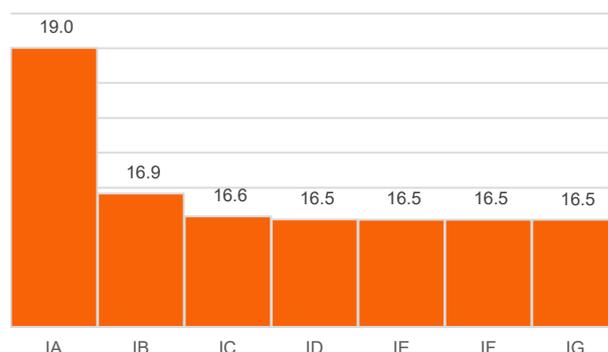
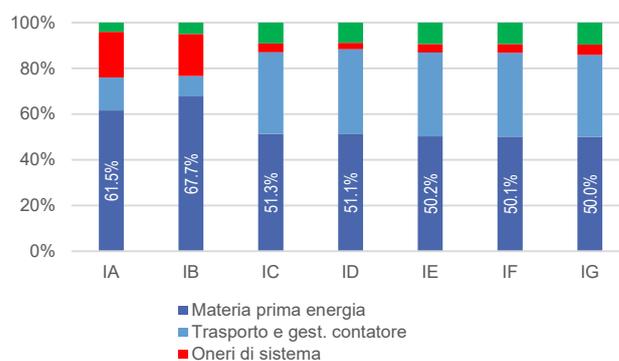


Figura 5-4 - Incidenza delle componenti sul prezzo per varie tipologie di utenze non domestiche



**Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica per le utenze non domestiche nel primo semestre 2023 (dati Eurostat). In media le imprese italiane pagano la fornitura di energia elettrica circa il 30% in più di quelle dell'Unione Europea. Tra i paesi della zona occidentale, solo per l'Irlanda si stima una bolletta più cara.**

L'Italia continua a collocarsi nel gruppo di paesi nei quali le imprese sopportano i maggiori costi per la fornitura di elettricità. Secondo la rilevazione Eurostat, nel primo semestre 2023 per un'impresa in Italia occorrono 26.3 centesimi di euro per la fornitura di un KWh (Figura 5-5). Un valore che corrisponde al 30% in più di quello relativo alla media dei paesi dell'Unione Europea. Fatta eccezione per l'Irlanda, il divario è peraltro marcato nei confronti dei paesi della zona occidentale, in particolar modo Spagna e Portogallo. All'interno dell'UE, solo Ungheria, Repubblica Slovacca, Croazia e Cipro, oltre alla già citata Irlanda, mostrano livelli di prezzo maggiori. Come più volte segnalato, il divario si approfondisce nei periodi di maggior crisi, quando il prezzo delle materie prime sale e si acuisce il problema della dipendenza dall'estero. Degno di nota il dato relativo ai paesi iberici, caratterizzati dall'adozione di politiche di cap price che sembrerebbero aver sortito effetti positivi. I paesi scandinavi, anche grazie al contributo dell'idroelettrico, ai quali può essere aggiunta la vicina Estonia, si confermano nettamente nella fascia di prezzo più bassa. La Figura 5-6 riporta la stima che si riferisce al differenziale di prezzo Italia-UE27, espresso in termini percentuali, per le diverse classi di consumo. Rispetto al periodo giugno-dicembre 2022, nel primo semestre dell'anno il differenziale si è ridotto (per il complesso delle imprese campionate dall'indagine Eurostat, si è passati da un +57% ad un +30%), in coincidenza con la diminuzione generalizzata dei prezzi. La stessa figura suggerisce come non vi sia una classe di consumo che non soffra di un apprezzabile divario di competitività di costo. Per dare una misura di valore monetario, è come se in media un'impresa della classe IC – per lo più maggioritaria nel panorama produttivo italiano – spendesse, a parità di costi, circa 43.000 euro in più di una generica impresa dell'Unione.

**La stima per i consumatori domestici in regime di tutela. Prezzi in salita per il quarto trimestre dell'anno (+19%) Considerevole diminuzione se si considera il dato di dodici mesi prima (-57%).**

Dalla stima in base alle ultime tariffe fornite da ARERA (sintetizzate in Figura 5-7), che riguardano il trimestre ottobre-dicembre dell'anno in corso, per i consumatori domestici l'aumento su base congiunturale è di circa il 19% (da circa 24 c€/KWh a poco più di 28 c€/KWh). Su base annuale, tra il quarto trimestre 2022 e il quarto trimestre 2023 v'è stata tuttavia una diminuzione consistente, pari al 57%. Meno del 60% dei costi della bolletta è attualmente imputabile alla spesa per energia.

**Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche. Dato aggiornato al mese di settembre 2023.**

In Figura 5-8 è riportata come di consueto la statistica Eurostat relativa al prezzo dei beni di consumo, aggiornata al mese di settembre 2023. L'energia elettrica è cresciuta nei paesi dell'Unione Europea, ma ancor più in Italia, ad un tasso notevolmente più alto dell'inflazione. A partire dagli ultimi mesi del 2021 - a meno di un effetto puramente statistico, poiché l'inflazione si calcola su un paniere che naturalmente ne rende più stabile il livello rispetto al prezzo di un solo bene - la forte variabilità del prezzo dell'energia elettrica ben testimonia la forte volatilità dei mercati. Le famiglie italiane subiscono rincari nei periodi di crisi molto maggiori che non quelle dei paesi dell'Unione a 27. Nei primi mesi dell'anno in corso l'aumento medio mensile è stato pari a poco meno dell'1,5%, contro lo 0,5% circa della media UE27.

Figura 5-5 - Prezzi dell'energia elettrica (c€/KWh) per utenti non domestici nel II semestre 2022, media ponderata per tutte le fasce di consumo

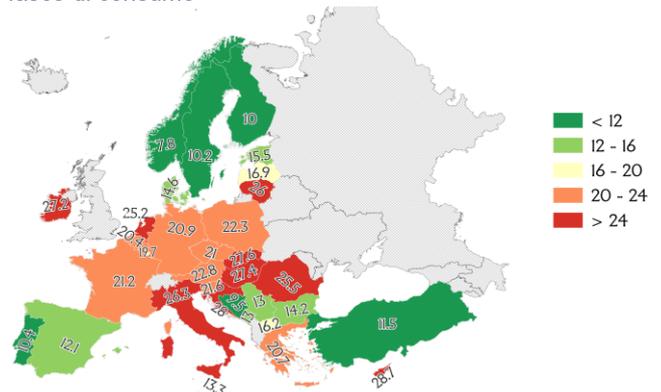


Figura 5-6 - Differenziale tra i prezzi per le utenze non domestiche, al netto delle imposte recuperabili, in Italia e nella media dei paesi UE-27.

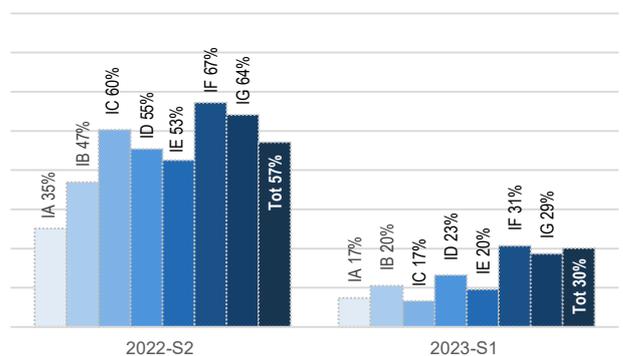


Figura 5-7 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

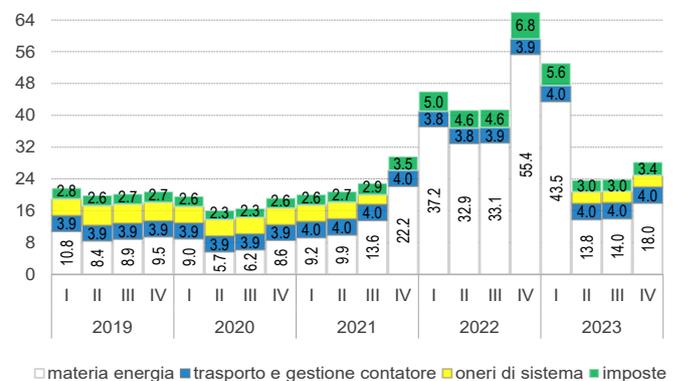
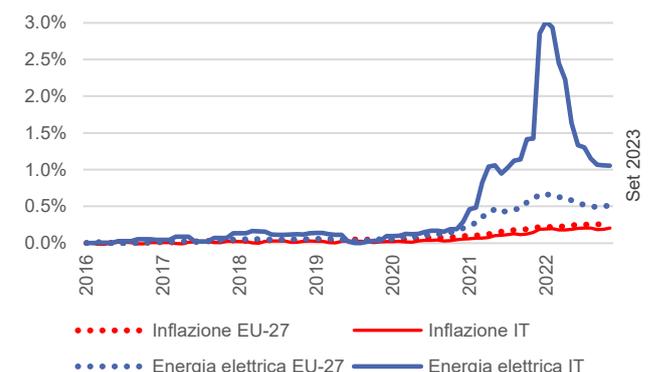


Figura 5-8 - Tasso di variazione mensile per la generalità dei beni al consumo (HICP) e per l'energia elettrica tra gennaio 2016 e settembre 2023



## 5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

**In estate nuovo rialzo dei prezzi del gasolio in Italia (+5,6% sul trimestre precedente), a fine settembre appena 2 €/litro**

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del III trimestre è stato mediamente pari a circa 1,8 €/litro, in aumento di quasi 10 centesimi rispetto ai mesi primaverili (+5,6%), quando era invece diminuito in modo anche più sostenuto rispetto al trimestre precedente (-15 centesimi). Nell'insieme dei primi nove mesi del 2023, il prezzo in Italia è stato in media pari a circa 1,8 €/litro, poco al di sotto rispetto al valore medio dello scorso anno (-1,82 €/litro), quando era aumentato di oltre il 20% sul 2021.

La Figura 5-9 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. Nel corso di ottobre i prezzi al consumo sono tornati a diminuire, seppur in modo graduale, attestandosi in media su valori ancora elevati (1,9 €/litro).

Nell'insieme dei primi 9 mesi del 2023 nel resto dei Paesi UE le flessioni del prezzo medio del gasolio è stata del 9% circa (rispetto ai livelli del 2022), decisamente più sostenuta dunque rispetto al -2% dell'Italia. Tra gennaio e settembre di quest'anno 1 litro di gasolio in Italia è costato in media oltre 10 centesimi in più (+7%) rispetto al prezzo nel resto dell'UE, riportando di fatto il divario ai livelli di fine 2021, prima degli interventi del regolatore sulle accise (Figura 5-10).

**Prezzo industriale nel III trimestre in aumento del 10% congiunturale**

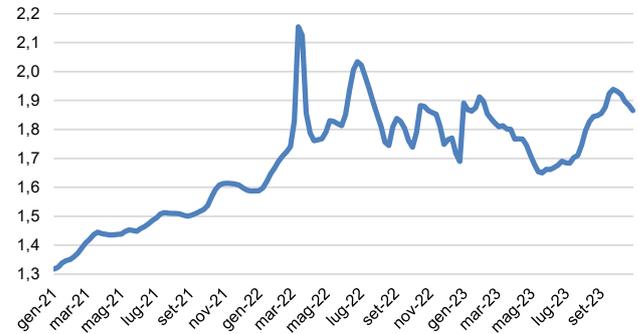
Durante i mesi estivi il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,86 €/litro, in deciso rialzo rispetto ai livelli del precedente trimestre (+10%). Nei primi sei mesi del 2023 si osservava invece una decisa flessione (-15% in media), che aveva portato i prezzi da 0,93 €/litro di inizio anno fino a 0,76 €/litro di fine giugno. Per effetto dei rialzi dei mesi estivi, a fine settembre i prezzi sono tornati poco al di sotto di 1 €/litro (di fatto sui valori di inizio anno). Nell'insieme dei primi nove mesi del 2023, il prezzo industriale del gasolio, mediamente pari a 0,85 €/litro, risulta in ogni caso decisamente inferiore (-20%) rispetto a quelli elevati del 2022 (1,07 €/litro), ma nettamente superiore (oltre il 50%) rispetto alla media del triennio ancora precedente (0,55 €/litro). Anche a livello UE il prezzo industriale nel trimestre estivo è cresciuto quasi a due cifre, dopo i cali della I metà dell'anno, portando il valore medio dei primi nove mesi a circa 0,9 €/litro, il 5% più elevato rispetto a quello italiano, un divario più marcato rispetto a quello dello scorso anno (3%), ed in linea con quanto registrato nel biennio 20-21 (Figura 5-11).

**Torna a crescere il peso delle tasse in Italia, nei 9 mesi del 2023 oltre il 52% (contro il 47% medio della UE)**

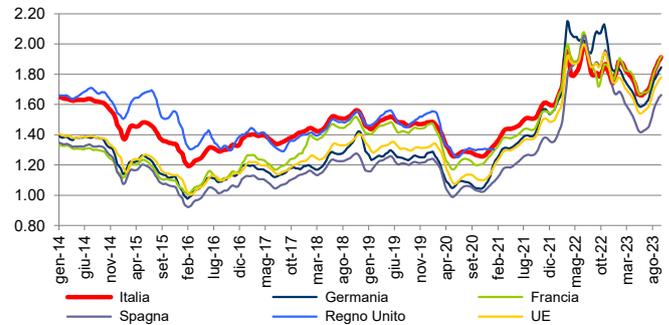
Nel corso del III trimestre 2023 in Italia si rileva un incremento del prezzo industriale quasi doppio rispetto a quello dei prezzi al consumo (in termini di variazioni congiunturali). L'incidenza della tassazione è quindi diminuita, passando da 54,6% di fine giugno fino a sotto il 50% di fine settembre. Mediamente nei tre mesi estivi la tassazione ha quindi inciso per circa il 52,4%, 2 pp in meno rispetto ai livelli del trimestre precedente. Si evidenzia come nel corso della I metà dell'anno l'incidenza della tassazione era invece decisamente aumentata, passando da poco meno del 40% di fine 2022 a 51% del I trimestre e 54% del II. I valori del 2023 sono dunque decisamente superiori rispetto a quelli minimi dei mesi primaverili ed estivi dello scorso anno (sotto il 38% in media), ma nettamente inferiori rispetto alla triennio 19-21 (oltre il 60% l'incidenza media).

Nel confronto internazionale, nei primi nove mesi del 2023 la tassazione nella media UE è stata pari a circa il 47%, decisamente inferiore a quella del nostro Paese. Tale risultato riporta il divario sui stessi livelli del triennio 19-21, dopo che nello scorso anno i valori nazionali si erano quasi allineati a quelli europei (appena 1 pp più alti).

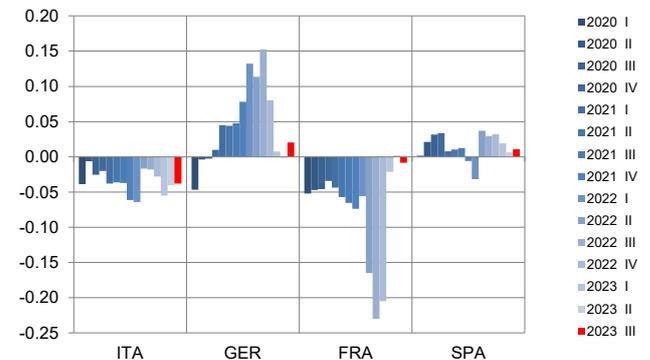
**Figura 5-9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse in Italia da inizio 2021 (€/litro)**



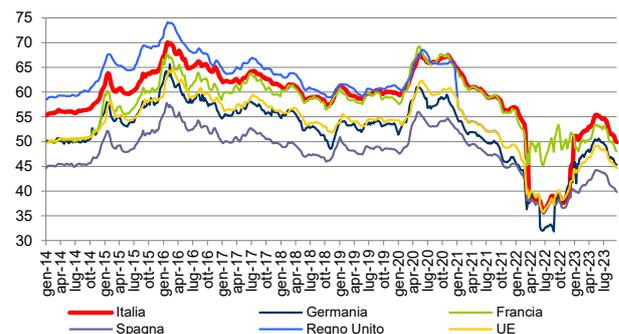
**Figura 5-10 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)**



**Figura 5-11 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)**



**Figura 5-12 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)**



### 5.3. Prezzi del gas naturale

*Nel periodo aprile-giugno la riduzione dei prezzi per i consumatori non domestici è di circa il 27% rispetto al primo trimestre, ma diventa del 50% rispetto all'ultimo periodo del 2022.*

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 (+156% rispetto al 2021, già a sua volta anno record), i primi nove mesi del 2023 sono all'insegna di un netto trend in favore dell'attenuazione. In particolare, per il periodo aprile-giugno 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 17 €/GJ (Figura 5-13), corrispondente ad una diminuzione pari ad un quarto rispetto al trimestre precedente, e addirittura pari alla metà rispetto all'ultimo parte del 2022. Per trovare un valore assoluto confrontabile occorre risalire al quarto trimestre del 2021.

*Nel terzo trimestre dell'anno continua la discesa del prezzo del gas, in ragione della riduzione del costo della materia gas, ad invarianza delle altre componenti di costo. Ad incidere sulla diminuzione è però solo il mese di luglio.*

Nel periodo luglio-settembre prosegue la discesa del prezzo del gas per le utenze non domestiche, per arrivare ad un livello pari a poco più di 16 € per GJ (Figura 5-13). La diminuzione è da imputare esclusivamente al costo della materia energia. L'incidenza di tale voce sul totale è di poco superiore al 60%, valore che non si riscontrava da ben 24 mesi. Rimangono invariate le altre componenti. In particolare, quella degli oneri di sistema, ancora intorno ai minimi storici per effetto del prolungamento dell'azione di mitigazione governativa. Guardando all'incidenza delle componenti di costo (Figura 5-15), nel corso dell'anno gli oneri di sistema pesano tra l'1% e l'1,5%. Aumenta il peso relativo della componente trasporto, distribuzione e misura. Si ricorda peraltro come la stima qui presentata non tenga conto di altre misure mitigative quali la previsione dei crediti d'imposta in relazione alla spesa sostenuta per la componente energetica, tanto per le imprese gasivore quanto per quelle non gasivore. Segnali di un aumento dei prezzi si evidenziano tuttavia nei mesi di agosto e settembre (Figura 5-14), possibile indizio di un rincaro sui mercati internazionali, pur dovendone considerare anche la componente stagionale.

*Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nel complesso le utenze non domestiche italiane affrontano livelli di prezzo più alti. Nel primo semestre del 2023 tuttavia il divario si riduce.*

Dal confronto con gli altri paesi europei (Figura 5-16, elaborazione da dati Eurostat), emerge come in media le utenze non domestiche in Italia paghino il gas ad un prezzo più elevato che nella media dell'Unione. Solo Paesi Bassi, Finlandia e Ungheria presentano un livello di prezzo stimato maggiore. Il divario tende a diminuire sensibilmente nel periodo gennaio-giugno 2023, il dato più aggiornato disponibile. La messa in atto di misure sistemiche, condizioni climatiche più favorevoli e la diminuzione del prezzo internazionale hanno probabilmente inciso su questa dinamica. Un dato di rilievo è la minore incidenza della imposizione fiscale a carico delle imprese in Italia (tra l'1% e il 2% del prezzo al netto delle imposte recuperabili) rispetto alla media dell'Unione (tra il 6% e l'8%). Tale andamento sembrerebbe ancora più marcato per le utenze di dimensioni maggiori (oltre 10.000 GJ di consumo annuo).

Figura 5-13 - 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)

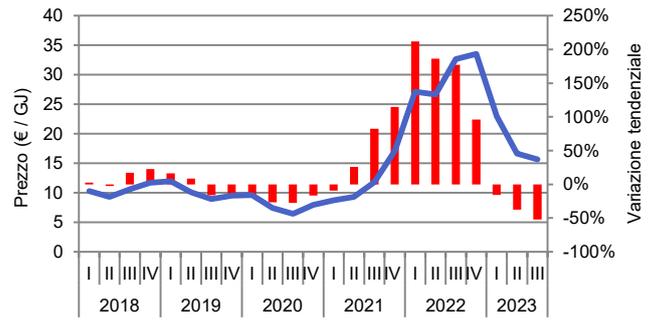


Figura 5-14 Stima del prezzo mensile del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)



Figura 5-15 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a

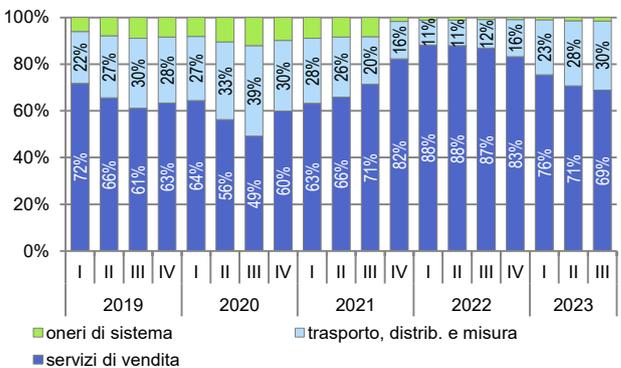
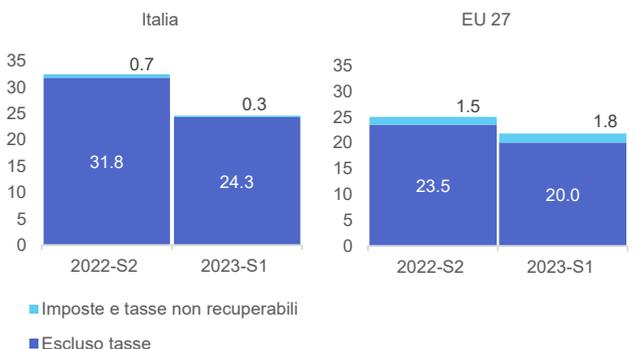


Figura 5-16 - Composizione del prezzo del gas per utenti non domestici nel II semestre 2022 e I semestre 2023, media ponderata per tutte le classi di consumo (€/GJ)



*Il confronto internazionale per le utenze domestiche. Forti aumenti mensili, ben oltre il tasso d'inflazione, in tutta l'area dell'Unione anche nei primi nove dell'anno. Rincari maggiori in Italia.*

Nel complesso, il prezzo del gas per le famiglie nell'area dell'Unione Europea conosce aumenti sostenuti fin dalla ripresa della attività economica nel terzo trimestre del 2020. Nel mese di ottobre 2022 viene raggiunto il picco di un aumento mensile del prezzo al consumo superiore all'1% (Figura 5-17). Nell'anno in corso nell'Unione Europea gli aumenti mensili sono ancora decisamente sostenuti se rapportati tanto allo storico quanto al tasso d'inflazione. Tali tendenze sono accentuate per le famiglie italiane. Nel 2023 il prezzo del gas cresce ad un tasso medio mensile dello 0,9%, contro lo 0,7%-0,8% dell'Unione Europea.

*Il confronto per le utenze domestiche in Italia per tipologie contrattuali. Dal mese di agosto 2022 i prezzi sul mercato libero aumentano ad un tasso maggiore che quelli sul mercato tutelato.*

La Figura 5-18 (dati ISTAT, *Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività - base 2015=100*) mette bene in mostra come i prezzi sul mercato libero per le famiglie crescano ad un tasso superiore a quelli relativi al segmento di maggior tutela. Dal 2015 al mese di settembre 2023 il prezzo del gas per l'intera collettività è aumentato dell'8% circa nel segmento del mercato tutelato, e del 47% circa in quello del mercato libero. In particolare, all'aumentare delle difficoltà sui mercati internazionali, a partire dal mese di agosto 2022, da parte degli operatori sul mercato libero appare implicitamente più rapida la possibilità di traslare gli aumenti sul consumatore finale. Occorre ricordare come il 62% dei clienti domestici nel 2022 si collochi ormai nel segmento del mercato libero (dati Arera, *Relazione sullo stato dei servizi 2022*). Ciò rende maggior conto della dinamica descritta in Figura 5-17.

Figura 5-17 - Tasso di variazione mensile per la generalità dei beni al consumo (HICP) e per l'energia elettrica tra gennaio 2016 e settembre 2023

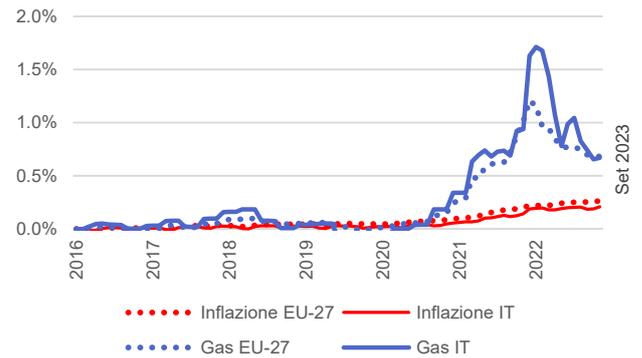
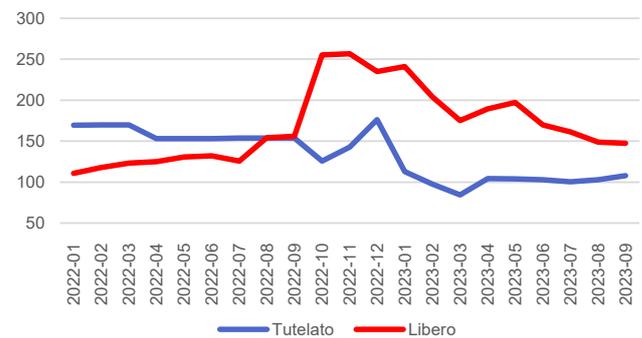


Figura 5-18 - Numero indice (2015 = 100) del prezzo del gas di città e gas naturale per il mercato tutelato e per il mercato libero



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

*Il deficit commerciale nel comparto low-carbon nel 2022 raggiunge il valore di quasi 4,2 miliardi di euro.*

Il dato consolidato del 2022 indica come il trend di crescita del disavanzo relativo ai prodotti *low-carbon* sia pienamente confermato, toccando il livello di -4,2 miliardi di euro al valore corrente (Figura 5-19), per un tasso di variazione rispetto all'anno precedente di circa il 28%. Sull'entità del disavanzo è molto probabile che abbia pesato l'effetto prezzo in un periodo di elevata inflazione. La stima della crescita del disavanzo nel 2022 verrebbe leggermente ridimensionata qualora si adottassero deflatori generici per le esportazioni ed importazioni di merci. L'aumento delle importazioni sarebbe più contenuto (+6%) e maggiore sarebbe quello delle esportazioni (+25%).

*Nel primo semestre 2023 il deficit per i prodotti low-carbon appare molto sostenuto, pari all'80% circa di quello dell'anno precedente.*

Per quanto riguarda l'anno in corso, i primi sei mesi si caratterizzano ancora per un aumento tendenziale del disavanzo. Tra gennaio e giugno quest'ultimo ammonta già a più di 3,2 miliardi di euro, quasi l'80% del valore raggiunto nel 2022 (Figura 5-19).

*Aumenta la dipendenza commerciale dall'estero per i low-carbon. In aumento anche il peso del saldo commerciale sul PIL, dallo 0,2% del 2022 allo 0,32% nel primo semestre del 2023. Continua la tendenza apparente alla despecializzazione.*

Per quanto riguarda il valore dei saldi normalizzati (Figura 5-20), mentre per la totalità delle merci questo pare galleggiare sopra la linea del pareggio, sia pure con una sospetta tendenza alla diminuzione negli ultimi quattro anni, per il novero dei prodotti *low-carbon* registra valori spiccatamente negativi. Per questi ultimi, una leggera risalita sembra tuttavia delinearli negli ultimi diciotto mesi (Figura 5-20). Aumenta anche il peso esercitato dalla dinamica commerciale del gruppo di prodotti *low-carbon* sul conto economico nazionale. Le stime provvisorie relative al primo semestre dell'anno in corso indicano che il segno "meno" accanto alle esportazioni nette costa lo 0,32% del PIL. Altra considerazione da fare è quella relativa alla stima del grado di specializzazione italiana sulla scena globale. A questo riguardo si è fatto ricorso all'indice di Lafay (Figura 5-21, sulla quale definizione e costruzione vedi **Nota metodologica per l'analisi del commercio estero**). La Figura 5-21 indica un chiaro trend al peggioramento dell'indice, fatto salvo un miglioramento relativo nel 2022.

*La situazione per gruppi di prodotti.*

Poco meno dell'80% delle importazioni è imputabile agli accumulatori agli ioni di litio, ai pannelli fotovoltaici e ai veicoli ibridi plug-in. Sono questi i prodotti "pesanti" dal punto di vista commerciale. Gli effetti sui relativi saldi (colonna 1, Figura 5-22) sono evidenti, originando una sostanziosa dipendenza dall'estero. Per i generatori eolici - prodotti che comunque in termini assoluti incidono meno sulla dinamica commerciale italiana - decisamente elevata appare la dipendenza commerciale relativa (saldo normalizzato, seconda colonna della Figura 5-22) e lo svantaggio competitivo (Indice di Lafay e vantaggio comparato rivelato, terza e quarta colonna), peraltro a fronte di un elevato grado di concentrazione geografica delle importazioni (indice di Herfindahl intorno a 0,5). Positivo il saldo per i veicoli elettrici, solare termico e componenti del settore eolico. Per i prodotti BEV, in dettaglio, tanto nel 2022 quanto nei primi sei mesi del 2023, continua la crescita delle esportazioni, contribuendo alla mitigazione del deficit (Figura 5-20). Infine, vantaggi comparati consolidati

sembrano ravvisarsi solo per il solare termico, gruppo tuttavia a bassa incidenza quantitativa sull'interscambio del paese.

Figura 5-19 - Italia, andamento commerciale 2022-2023 per il gruppo di prodotti low-carbon. Valori in milioni di euro

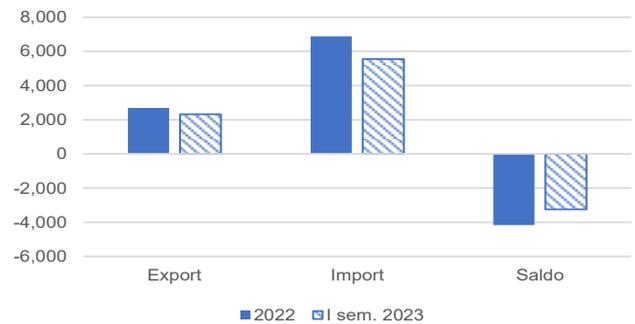


Figura 5-20 - Italia, saldi commerciali normalizzati. Stima a prezzi costanti.

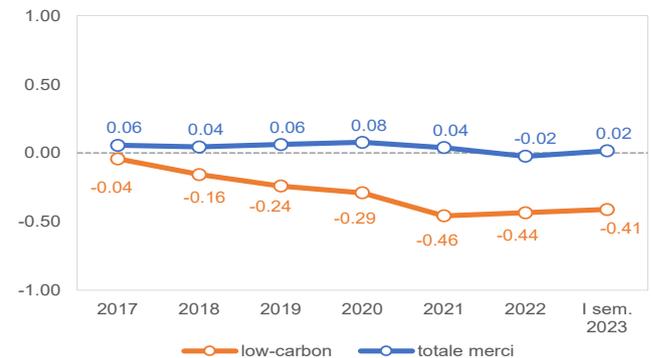


Figura 5-21 - Italia, prodotti low-carbon. Contributo al PIL da parte delle esportazioni nette e indice di Lafay

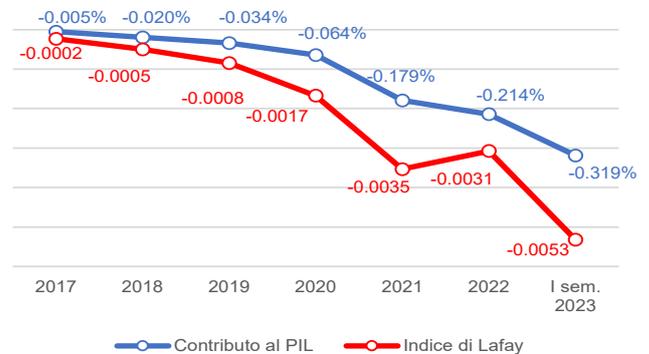


Figura 5-22 - Numero indice (2015 = 100) del prezzo del gas di città e gas naturale per il mercato tutelato e per il mercato libero

Gruppo	Prodotto	Saldo comm. (milioni €)	Saldo norm.	Indice Lafay	Vantaggio comp.	Herfindahl, Import
Accumulatori	Lead Acid	- 168	-0.19	-0.0001	1.18	0.13
Accumulatori	Li-Ion	- 2,239	-0.86	-0.0017	0.07	0.21
Accumulatori	NIMH	- 12	-0.62	0.0000	0.07	0.20
Accumulatori	Altri accumulatori	- 18	-0.41	0.0000	0.64	0.20
Accumulatori	Componentistica	- 29	-0.11	0.0000	0.79	0.17
Veicoli	BEV	317	0.12	0.0003	0.63	0.17
Veicoli	PHEV	- 717	-0.72	-0.0005	0.13	0.38
Celle FV	Assembl. in pannelli	- 1,339	-0.89	-0.0010	0.05	0.22
Celle FV	Non assembl. in pannelli	- 17	-0.64	0.0000	0.03	0.24
Eolico	Generatori eolici	- 93	-0.98	-0.0001	0.01	0.50
Eolico	Sistemi a torre	58	0.45	0.0000	0.95	0.28
Solare termico	Solare termico	82	0.29	0.0001	3.12	0.14
<b>Totale low-carbon</b>		<b>- 4,174</b>	<b>-0.44</b>	<b>-0.0031</b>	<b>0.29</b>	<b>0.22</b>
<b>Totale merci</b>		<b>-30,379</b>	<b>-0.02</b>	<b>0.0000</b>	<b>1.00</b>	<b>0.05</b>

# FOCUS - I brevetti nelle tecnologie per l'efficienza energetica. Il contesto mondiale ed europeo e la posizione dell'Italia

Livio De Chicchis e Daniela Palma

L'efficienza energetica gioca un ruolo chiave nel percorso di transizione energetica, contribuendo in maniera rilevante tanto alla decarbonizzazione del sistema energetico quanto ad una maggior sicurezza degli approvvigionamenti, temi che le recenti vicende geopolitiche hanno portato alla ribalta. Nonostante ciò, è evidente come l'efficienza energetica sia stata spesso sottovalutata nei programmi di pianificazione e investimento a livello europeo e, a cascata, nazionale. Oltre che a livello programmatico, tale sottovalutazione si conferma anche sotto il profilo statistico, laddove la complessità di quantificare e monitorare i risultati delle misure di efficientamento fa sì che nella gran parte delle statistiche sull'energia i dati relativi all'efficienza energetica non vengano adeguatamente esplicitati.

Per segnare un cambio di passo, uno dei principi cardine adottati dalla Commissione Europea è il cosiddetto Energy Efficiency First (tradotto letteralmente "Prima l'efficienza energetica"), che impone di tenere conto dell'efficienza energetica sia nell'elaborazione delle politiche energetiche che nell'adozione delle più opportune strategie di investimento. Il principio è stato introdotto nel Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e sull'azione per il clima (2018/1999) e nella direttiva sull'efficienza energetica (2018/2002). Con la revisione della direttiva, proposta nel pacchetto Green Deal europeo nel luglio 2021 e conclusasi di recente<sup>2</sup>, la Commissione ha inteso fornire una base giuridica più incisiva e più ampia per l'applicazione del principio. L'intento è quello di considerare l'efficienza energetica come una fonte di energia a sé stante in cui il settore pubblico e quello privato possono investire prima di virare su altre fonti energetiche più complesse o costose. Ciò include il dare priorità alle soluzioni dal lato della domanda, ogniquale sia più efficaci rispetto agli investimenti in infrastrutture energetiche per conseguire gli obiettivi di policy; intervenire sulla domanda consente infatti di ottimizzare gli investimenti necessari per la transizione verso le energie rinnovabili, adottare un approccio più sostenibile verso l'uso delle risorse e aumentare la resilienza del sistema energetico dell'UE.

Il raggiungimento dei target sull'efficienza energetica è un obiettivo tanto ambizioso quanto complesso, e nel contesto delle strategie da adottare per favorire la transizione energetica le linee guida europee hanno sempre più sottolineato il ruolo trainante che i processi di innovazione tecnologica sono in grado di svolgere a riguardo. Le tecnologie nel campo dell'efficienza energetica presentano peraltro una complessità di base maggiore rispetto ad altri settori dell'energia e, soprattutto nel settore industriale, i risultati ottenuti negli anni hanno aumentato lo sforzo richiesto per ottenere ulteriori risparmi addizionali.

Nel presente focus si è inteso pertanto approfondire l'analisi dei processi innovativi che hanno interessato il comparto dell'efficienza energetica esaminando l'evoluzione delle statistiche dei brevetti depositati presso l'European Patent Office (EPO)<sup>3</sup>, analogamente a quanto fatto per le tecnologie low carbon in edizioni precedenti dell'analisi trimestrale. Seguendo il medesimo approccio, si è scelto di dare particolare risalto all'esame della specializzazione tecnologica dei diversi paesi, intesa come rapporto per ciascun paese tra la quota sui brevetti mondiali relativa a una data classe tecnologica e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione. Ciò consente di rilevare il vantaggio tecnologico di ciascun paese in ogni data classe tecnologica a fronte di valori dell'indice di specializzazione superiori all'unità.

La selezione delle tecnologie da includere si è basata sulla definizione stringente di efficienza energetica, ossia il minore utilizzo di energia a parità di prodotto finito; in base a ciò, non sono stati considerati nell'analisi i brevetti relativi a tecnologie che riguardano la produzione di energia da fonti rinnovabili, che generalmente non hanno lo scopo di ridurre la domanda ma permettono bensì di coprirli con fonti di energia pulita, e quelli relativi a tecnologie/impianti di abbattimento di gas climalteranti che producono benefici prettamente di carattere ambientale. Il criterio di analisi è quindi stato quello di selezionare le classi tecnologiche più aderenti alla definizione stessa di efficienza energetica. È d'obbligo precisare come spesso l'implementazione di questi interventi possa produrre molteplici effetti (es. riduzione del consumo di energia, efficienza nell'uso delle risorse, benefici ambientali, etc....); ai fini della presente analisi, in questi casi si è cercato di considerare quelle tecnologie che producano un effetto anche indiretto sull'efficienza energetica.<sup>4</sup>

Le tecnologie sono state analizzate ripartite su quattro settori principali di riferimento: edifici, Information and Communication Technologies (ICT), industria e trasporti. La scelta di aggregare le tecnologie sulla base del settore di impiego nasce dall'opportunità, espressa nel principio stesso dell'energy efficiency first, di privilegiare la riduzione della domanda di energia, ben rappresentata nei comparti individuati.

Il settore degli edifici si contraddistingue per una elevata standardizzazione degli interventi di efficientamento energetico, tra i quali rientrano i componenti impiantistici (illuminazione, HVAC, elettrodomestici, etc....) e l'efficientamento dell'involucro edilizio (isolamento termico, sostituzione infissi...). Allo stesso modo anche le classi tecnologiche cui fanno riferimento i codici brevettuali del settore ICT sono tutte mirate alla riduzione dell'utilizzo di energia e sono state pertanto selezionate nella loro totalità. Discorso diverso invece per il comparto industriale, laddove la forte specificità e customizzazione dei processi per i vari sottosettori di riferimento ha costretto ad operare una selezione più puntuale. Sono state considerate tutte le tecnologie che aumentano l'efficienza dei processi produttivi, così come i recuperi di calore che nell'industria rappresentano una delle forme più immediate di efficientamento energetico; oltre a ciò, in accordo con quanto anticipato sopra sugli effetti indiretti, sono state incluse diverse tecnologie mirate alla riduzione di materia prima specie nell'industria cosiddetta "pesante" (chimico, petrolchimico, metallifero...). Infine, nel settore dei trasporti è opportuno distinguere le tre tipologie principali: trasporto su strada, su ferro e trasporto aereo (per il marittimo non sono presenti tecnologie brevettate), per le quali sono state selezionate le misure mirate ad ottenere una miglior efficienza nell'utilizzo di combustibile.

<sup>2</sup> La Direttiva (UE) 2023/1791 sull'efficienza energetica è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale Europea il 20 settembre 2023.

<sup>3</sup> Le domande di brevetto sono riferite ai diversi paesi sulla base della residenza degli inventori, seguendo quello che è un approccio ormai consolidato nell'analisi comparativa dell'attività brevettuale a livello internazionale, e analizzati rispetto alla data di priorità, relativa al deposito della prima domanda, in quanto più vicina al momento dell'invenzione. Considerato che dalla data di priorità vige un periodo di segretezza di 18 mesi prima che il brevetto sia reso pubblico, la disponibilità di dati a fini statistici presenta un ritardo pari ad almeno l'estensione di tale periodo. (OECD, 2009), motivo per il quale l'analisi presentata in questa sede arriva fino al 2021.

<sup>4</sup> Un esempio esplicativo in tal senso è l'utilizzo di rottame nella produzione di vetro. L'effetto primario è la riduzione dell'utilizzo di materia prima (e quindi efficienza nell'uso di risorse), ma è altrettanto vero che l'utilizzo di rottame riduce il fabbisogno di energia sia in maniera indiretta con la sostituzione di materie prime ad alto contenuto energetico, sia diretta, legata ad una riduzione dell'energia di fusione.

Le tecnologie prese in esame sono state selezionate al livello di dettaglio più aderente alla definizione di efficienza energetica che è stata adottata, utilizzando i codici della classificazione CPC<sup>5</sup> (vedi Appendice).

### La dinamica tecnologica

Nel quadro del generale andamento delle domande di brevetto relative alle tecnologie per la salvaguardia dell'ambiente, i brevetti riferibili all'efficienza energetica occupano un posto di crescente rilievo. La quota complessiva di questi ultimi sul totale dei brevetti afferenti al settore ambientale arriva a superare il 30% già a partire dal 1990, crescendo successivamente con sostanziale continuità fino al 2006 per attestarsi su un valore prossimo al 38%, e, dopo una brevissima battuta d'arresto, conseguendo ulteriori incrementi dal 2008 fino a sfiorare il 40% nel 2015. Tale andamento è l'esito di una dinamica innovativa particolarmente intensa, innescatasi da molto prima del periodo in cui si è registrato il "decollo" della brevettazione nelle tecnologie ambientali nei loro complesso (collegato all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, cfr AT 02/2021), ma manifesta indubbiamente un nuovo e più forte slancio nel contesto della crescente attenzione per la mitigazione climatica, a conferma del ruolo cruciale che le tecnologie per l'efficienza energetica rivestono nel processo di decarbonizzazione.

D'altra parte, la contrazione delle domande di brevetto che si delinea a partire dal 2015 appare per lo più coerente con le tendenze registrate per l'insieme delle tecnologie del settore ambientale, facendo sì che al loro interno la quota dei brevetti relativi all'efficienza energetica si mantenga stabilmente intorno agli elevati valori raggiunti a metà degli anni duemila (Fig1). In tale scenario, notevoli sono anche le specificità che caratterizzano lo sviluppo tecnologico dei diversi settori interessati dall'efficientamento energetico (edilizia, industria, trasporti, informatica), con riflessi importanti tanto sulle diverse fasi di accelerazione osservate nella crescita dei brevetti, quanto sul ridimensionamento del processo innovativo che ha riguardato il periodo successivo al 2015 (Fig2).

Fig. 1 – Dinamica della brevettazione nell'efficienza energetica, 1980 – 2021 (1980=1)

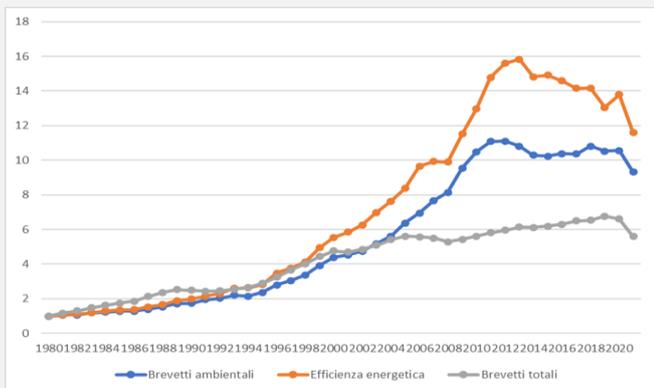
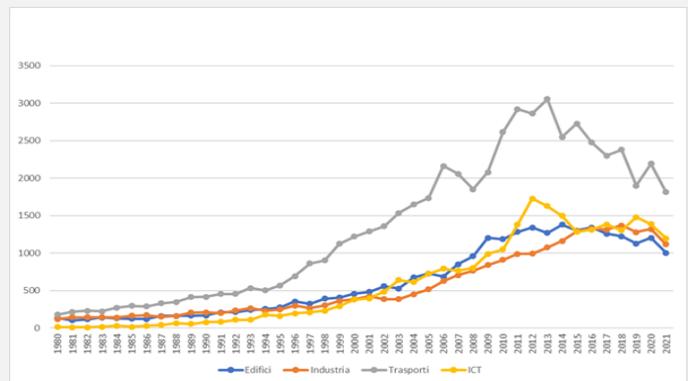


Fig. 2 – Dinamica della brevettazione nei principali comparti dell'efficienza energetica (numero di brevetti)



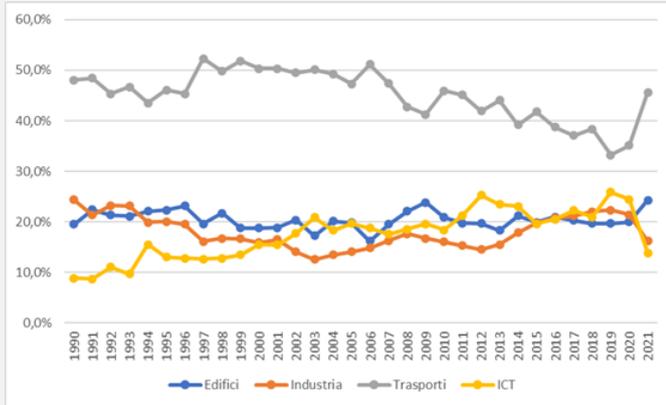
Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2023

Una componente che incide significativamente sulle tendenze di fondo della brevettazione nelle tecnologie per l'efficienza energetica è quella relativa al settore dei trasporti: questo registra un'importante e accelerata crescita delle domande di brevetto partendo già nel 1990 da una quota superiore al 40% sul totale dei brevetti di tutto il comparto, tendendo poi progressivamente a ridurre la propria preminenza, con un decremento di circa venti punti percentuali della quota massima (superiore al 50%), raggiunta nel 2006. Tale dinamica risulta improntata soprattutto dall'evoluzione della brevettazione nel segmento dei motori a combustione (inizialmente rappresentativa per più di tre quarti delle tecnologie per l'efficienza energetica nei trasporti), che dalla metà degli anni duemila registra un rallentamento per poi declinare, essendo solo parzialmente compensata dalla rapida ascesa dei brevetti riferibili ai veicoli elettrici e da quelli relativi al settore aeronautico (le cui quote in ambito trasporti arrivano rispettivamente a superare il 16%, registrando un più che raddoppio, e il 40%).

D'altro canto, alla complessiva riduzione che i brevetti riferiti ai trasporti registrano dalla seconda metà degli anni duemila (prima in termini relativi, e dal 2014 in termini assoluti) si contrappone il ritmo crescente della brevettazione nell'ambito dell'efficientamento energetico nel settore delle tecnologie informatiche (che nell'arco di tutto il periodo considerato raddoppia la propria consistenza, arrivando a rappresentare più di un quinto di tutti i brevetti riguardanti le tecnologie per l'efficienza energetica) e nel settore industriale, dove l'incremento delle domande di brevetto procede con sostanziale continuità e registra un'accelerazione dopo il 2005 tale da riportare la corrispondente quota sul totale dei brevetti per l'efficienza energetica su valori intorno al 20%, paragonabili a quelli registrati all'inizio degli anni Novanta. La crescita più accelerata della brevettazione dopo il 2005 è inoltre un tratto caratterizzante della dinamica innovativa che interessa il settore dell'edilizia, il quale però rappresenta sempre una quota sostanzialmente stabile (nell'ordine del 20%) di tutti i brevetti relativi alle tecnologie per l'efficienza energetica (Fig3).

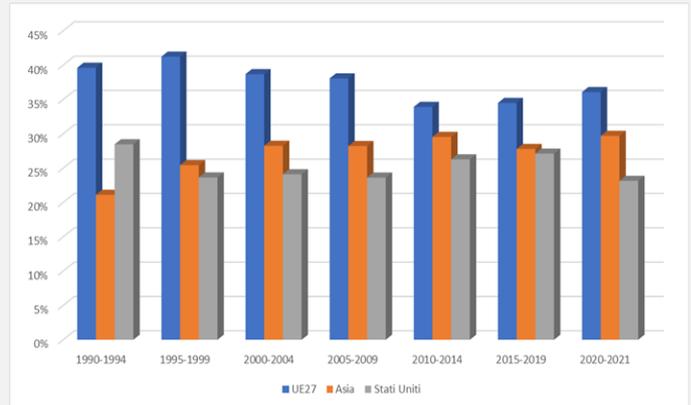
<sup>5</sup> Cooperative Patent Classification sezione Y02 (EPO- Sustainable technologies).

Fig. 3 – Distribuzione settoriale dei brevetti relativi alle tecnologie per l'efficienza energetica (quote percentuali sul totale dei brevetti del comparto)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2023  
 Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2023

Fig. 4 – Quote dei brevetti nelle tecnologie per l'efficienza energetica sul totale mondiale, il quadro geoeconomico



### Il quadro geoeconomico

La crescita di rilevanza dell'innovazione nelle tecnologie per l'efficienza energetica rispecchia nondimeno notevoli specificità sotto il profilo geoeconomico, che mostrano una notevole evoluzione nel corso dell'ultimo ventennio. A livello globale emerge come la quota dell'UE27 sul totale dei brevetti relativi all'efficienza energetica vada progressivamente declinando a partire dalla metà degli anni duemila (con una perdita di circa 5 punti percentuali), mentre, corrispondentemente, si delineano un'avanzata della regione asiatica (rappresentata da Giappone, Cina, Corea e Taiwan) e una sostanziale tenuta da parte degli Stati Uniti (Fig4). Ma è altrettanto importante rilevare come tale assetto sottenda una forte articolazione della specializzazione a livello di paesi nei diversi segmenti tecnologici dell'efficienza energetica, con un rafforzamento particolarmente accentuato dell'area asiatica non solo in quelli che hanno mostrato una particolare accelerazione della brevettazione dagli anni duemila, come è nel caso delle ICT (dove la quota complessiva sul totale mondiale dei brevetti del settore arriva a superare il 43% nel quinquennio 2015-2019 e a proiettarsi su quote superiori al 50% nel biennio 2020-2021), ma anche in quelli più "tradizionali", come il settore dell'edilizia (dove la quota settoriale dell'area sul totale mondiale arriva a raddoppiare, superando il 30%), che ha sempre presentato elevati tassi di crescita dei brevetti, ancorché più elevati nel periodo post-Kyoto.

Lo sviluppo del processo innovativo all'interno della regione asiatica presenta peraltro ulteriori interessanti differenziazioni, a fronte di un crescente contributo di Cina, Corea e Taiwan (con punte di straordinario rilievo nelle ICT, e con valori dell'indice di specializzazione superiori a 3 per la Cina) e una salda posizione della specializzazione del Giappone nel settore dei trasporti. Negli Stati Uniti, viceversa, lo sviluppo delle tecnologie per l'efficienza energetica nell'edilizia risulta del tutto marginale, essendo costantemente presente una forte despecializzazione tecnologica, mentre si delineano salde posizioni di vantaggio nelle ICT (sebbene con una qualche diminuzione della specializzazione in concomitanza con l'ascesa asiatica) e un significativo recupero di terreno nel settore dei trasporti (per lo più connesso agli sviluppi delle tecnologie applicate al settore aeronautico) e in quello industriale, soprattutto nel periodo più recente 2020-21, con un netto balzo del vantaggio tecnologico e con valori dell'indice di specializzazione pari a 1,6 e 1,3 nei trasporti e nell'industria rispettivamente <sup>6</sup>.

Il vantaggio tecnologico dell'UE27 si rafforza invece solo nell'ambito delle tecnologie relative all'industria, mentre si denota un indebolimento della specializzazione nell'edilizia e in misura più accentuata nei trasporti, parallelamente alla forte contrazione registrata dalle tecnologie relative ai motori a combustione, spiegando, anche in forza della significativa despecializzazione radicata nelle tecnologie legate all'ICT, l'arretramento tecnologico dell'area nel comparto dell'efficienza energetica nel suo insieme (Tabella 1).

<sup>6</sup> Nell'ambito dell'area nordamericana un analogo profilo di specializzazione si riscontra per il Canada, che mostra un vantaggio tecnologico nei trasporti e nell'industria a partire dal 2015, con valori crescenti dell'indice di specializzazione, pari rispettivamente a 2,5 e 1,8 nel 2020-2021.

**Tabella 1 - Indici di specializzazione<sup>7</sup> nelle diverse aree**

<b>Efficientamento energetico negli edifici</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
UE27	1,28	1,27	1,19	1,12	1,14	1,15	1,14
Cina	1,99	2,12	1,56	1,05	1,13	1,10	1,25
Giappone	0,69	1,08	1,09	1,02	1,16	1,14	0,61
Sud- Corea	1,84	1,32	3,18	2,18	1,73	1,79	1,62
Taiwan	1,89	2,82	1,05	2,14	1,93	1,36	1,50
Stati Uniti	0,79	0,63	0,63	0,64	0,59	0,62	0,60
<b>Efficientamento energetico nell'industria</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
UE27	1,19	1,08	1,04	1,17	1,14	1,26	1,17
Cina	0,00	3,11	1,35	0,71	0,53	0,31	0,34
Giappone	0,72	1,04	1,03	0,78	0,74	0,78	0,92
Sud- Corea	0,55	0,91	1,03	0,47	0,41	0,31	0,23
Taiwan	2,72	0,37	0,86	0,37	0,48	0,58	0,90
Stati Uniti	0,91	0,81	0,97	0,97	1,10	1,10	1,30
<b>Efficientamento energetico nei trasporti</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
UE27	0,94	1,02	1,06	1,04	0,98	1,00	0,85
Cina	4,60	0,70	0,45	0,24	0,20	0,31	0,45
Giappone	1,36	1,68	1,69	1,89	1,87	1,34	1,23
Sud- Corea	0,57	0,30	0,18	0,25	0,39	0,47	0,45
Taiwan	1,09	0,40	0,60	0,30	0,34	0,31	0,19
Stati Uniti	0,91	0,72	0,71	0,78	0,95	1,23	1,60
<b>Information and communication technologies (ICT)</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
UE27	0,40	0,63	0,55	0,46	0,45	0,48	0,35
Cina	0,00	0,00	1,61	2,58	3,15	3,20	3,80
Giappone	1,36	1,26	1,08	0,95	0,66	0,52	0,60
Sud- Corea	1,43	3,21	2,58	2,70	2,29	1,94	1,85
Taiwan	0,15	0,50	1,09	1,50	2,12	1,84	1,11
Stati Uniti	1,70	1,35	1,48	1,50	1,46	1,26	1,13

#### *L'Europa e l'Italia*

Il quadro europeo dell'innovazione tecnologica nell'ambito dell'efficienza energetica è però anche la risultante di un assetto molto diversificato all'interno dell'UE27, che nei settori in cui si è delineato uno svantaggio tecnologico presenta forti polarizzazioni a livello di paese. Relativamente alle tecnologie collegate all'ICT, in cui la despecializzazione tecnologica è assai marcata, gli unici due paesi che presentano un vantaggio tecnologico sono Finlandia e Svezia (che arrivano a coprire anche quote superiori al 40% dei pochi brevetti dell'UE27 in tale segmento), con indici di specializzazione sempre molto elevati, anche se con un opposto andamento tendenziale, decrescente per la prima e crescente per la seconda. Nel caso dei trasporti, dove il già non elevato vantaggio tecnologico dell'UE27 si è andato indebolendo, la specializzazione è fondamentalmente centrata sulle posizioni di Germania e Francia (che rappresentano oltre i tre quarti dei brevetti UE27 nel settore), ma con un importante arretramento della prima (per la quale si prefigura una lieve despecializzazione nel periodo 2020-2021) e un significativo incremento del vantaggio tecnologico della seconda (il cui indice di specializzazione nel 2020-2021 è prossimo a 2); mentre tra i piccoli paesi si segnala la sola Svezia (con un indice di specializzazione di 1,4 nel 2020-2021).

<sup>7</sup> Rapporto tra la quota sui brevetti mondiali relativa a una data classe tecnologica e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione.

**Tabella 2 - Indici di specializzazione nelle principali paesi europei**

<b>Efficientamento energetico negli edifici</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
Austria	2,29	2,16	2,04	2,18	1,75	1,90	3,37
Belgio	0,25	0,47	0,60	0,78	0,72	1,26	0,92
Danimarca	1,27	1,42	1,26	1,33	1,52	2,08	1,09
Finlandia	1,93	1,11	0,64	0,74	1,05	1,54	2,09
Francia	0,71	0,89	0,69	0,67	0,75	0,78	1,01
Germania	1,29	1,29	1,18	1,02	0,92	0,83	0,83
Italia	1,33	1,19	1,39	1,35	1,43	1,34	1,24
Paesi Bassi	1,58	0,00	0,00	1,66	1,48	0,91	0,93
Spagna	1,39	1,09	0,61	0,98	1,09	1,18	0,67
Svezia	1,36	0,89	0,75	0,65	0,85	1,19	1,64
<b>Efficientamento energetico nell'industria</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
Austria	3,16	2,07	1,57	1,43	1,16	1,00	1,02
Belgio	1,09	1,04	2,05	1,97	1,17	1,58	1,40
Danimarca	2,30	2,19	1,76	1,72	1,44	0,88	1,31
Finlandia	2,66	1,62	1,51	2,31	2,13	2,20	0,50
Francia	0,80	1,05	0,92	1,03	0,87	0,94	0,81
Germania	1,23	0,93	0,92	0,97	1,17	1,53	1,44
Italia	0,79	1,22	1,21	1,28	1,06	0,96	1,11
Paesi Bassi	0,97	0,69	0,67	1,45	1,22	0,73	0,91
Spagna	0,78	1,97	1,56	1,48	0,81	1,54	0,78
Svezia	1,48	1,09	0,89	0,81	1,18	1,27	1,23
<b>Efficientamento energetico nei trasporti</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
Austria	1,20	1,03	0,99	0,72	0,67	0,85	0,30
Belgio	0,19	0,19	0,47	0,61	0,73	0,86	0,52
Danimarca	0,65	0,39	0,35	0,41	0,39	0,47	0,17
Finlandia	0,69	0,20	0,35	0,46	0,88	0,75	0,34
Francia	0,94	1,08	1,37	1,74	1,57	1,73	1,98
Germania	1,10	1,33	1,34	1,19	1,07	1,04	0,80
Italia	0,70	0,67	0,71	0,59	0,63	0,71	0,58
Paesi Bassi	0,34	0,27	0,14	0,23	0,19	0,21	0,14
Spagna	0,72	0,47	0,24	0,22	0,40	0,56	0,34
Svezia	1,06	0,93	1,23	1,16	1,35	1,06	1,39
<b>Information and communication technologies (ICT)</b>							
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2
Austria	0,17	0,09	0,46	0,26	0,10	0,14	0,11
Belgio	0,16	0,08	0,50	0,41	0,37	0,25	0,27
Danimarca	0,00	0,24	0,73	0,77	0,28	0,24	0,66
Finlandia	3,96	3,01	3,20	2,62	1,97	1,33	0,95
Francia	0,42	0,63	0,68	0,46	0,39	0,39	0,40
Germania	0,16	0,42	0,31	0,24	0,25	0,27	0,21
Italia	0,29	0,16	0,17	0,15	0,18	0,15	0,11
Paesi Bassi	0,48	1,29	1,06	0,74	0,26	0,40	0,66
Spagna	0,00	0,16	0,23	0,24	0,38	0,18	0,07
Svezia	1,89	2,01	1,09	1,72	2,22	2,94	1,52

Assai più composito è invece il quadro che si prospetta nei settori nei quali l'UE27 manifesta una buona specializzazione, ovvero nel caso delle tecnologie per l'efficientamento energetico dell'industria e dell'edilizia, dove spiccano, per quanto molto differenziate, le posizioni di vantaggio tecnologico delle piccole economie nordeuropee e scandinave (Austria, Belgio, Paesi Bassi, Danimarca, Finlandia e Svezia), e dove un qualche rilievo emerge anche per le posizioni di Italia e Spagna, con un vantaggio tecnologico della prima particolarmente consolidato nell'edilizia. Tra i grandi paesi la Germania diventa un asse importante dello sviluppo tecnologico nel settore industriale soprattutto nella fase post Kyoto, tendendo però parallelamente a perdere terreno nell'edilizia (e contribuendo

per questo all'indebolimento della specializzazione tecnologica dell'UE27 nel settore), mentre la Francia mostra una significativa despecializzazione tecnologica nell'edilizia e un lieve svantaggio tecnologico nel settore industriale (Tav 2).<sup>8</sup>

Dal confronto con i più rilevanti paesi europei emerge dunque come il profilo tecnologico dell'Italia nell'ambito dell'efficienza energetica sia da un lato rappresentativo dei punti di maggior vantaggio tecnologico dell'UE, e dall'altro vada considerato per alcune importanti specificità. Mentre nelle tecnologie relative all'efficientamento energetico nell'edilizia si denota infatti un'elevata specializzazione, che registra un significativo incremento nel corso della fase post Kyoto (passando, sebbene limitatamente al decennio post 2005, da un valore di 1,35 ad uno di 1,43), nel caso delle tecnologie applicate all'industria emerge, a partire dal medesimo periodo, un indebolimento del vantaggio tecnologico, con un salto dell'indice di specializzazione da un valore superiore a 1,3 a valori appena superiori all'unità, che genera uno scarto rispetto alla ben più elevata specializzazione tecnologica della maggior parte degli altri paesi di riferimento. In tale contesto un'importante criticità è inoltre quella che si delinea nel confronto con la Germania, che proprio dal periodo post Kyoto inizia a presentare in questo settore indici di specializzazione superiori all'unità e tendenzialmente crescenti (1,53 il valore massimo raggiunto nel periodo 2015-2019), determinando per l'elevato peso della sua attività innovativa in UE27, un rilevante avanzamento del vantaggio tecnologico europeo nelle applicazioni industriali dell'efficienza energetica. In questo senso sembrerebbe quindi che l'Italia rischi di aprire il varco a un importante ritardo tecnologico in un settore strategico dell'economia e tra i più coinvolti nel processo di decarbonizzazione, e che appare tanto più problematico quanto più si considera la vocazione industriale del paese, esattamente come quella della Germania, che sta procedendo, non a caso, in tutta opposta direzione.

## **Bibliografia**

Pagina web della Commissione Europea sul principio dell'energy efficiency first: Energy efficiency first principle (europa.eu)

Regolamento 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e sull'azione per il clima EUR-Lex - 32018R1999 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Direttiva 2023/1791 sull'efficienza energetica: Direttiva (UE) 2023/... del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955 (rifusione) (europa.eu)

OECD, Patent Statistic Manual, 2009: OECD Patent Statistics Manual - OECD

---

<sup>8</sup> Tra i paesi europei non appartenenti alla UE27 si segnala nel caso dei trasporti l'elevata e crescente specializzazione tecnologica del Regno Unito (che arriva ad essere superiore a 2 nel periodo 2020-2021), determinata dal vantaggio tecnologico nelle tecnologie applicate al settore aeronautico.

## Appendice - Tecnologie per l'efficiamento energetico (Cooperative Patent Classification)

<b>Efficiamento energetico negli edifici</b>	
Illuminazione efficiente	Y02B20
Efficiamento dell'HVAC	Y02B30
Efficiamento nelle applicazioni domestiche (es. cucine a induzione, frigoriferi, etc....)	Y02B40
Efficiamento degli ascensori e scale mobili (es. tecnologie per il risparmio e recupero energetico)	Y02B50
Tecnologie ICT per la riduzione del consumo energetico	Y02B60
Tecnologie per il miglioramento dell'efficienza utilizzando alimentatori a commutazione (SMPS)	Y02B70/10
Elementi architettonici e costruttivi per il miglioramento della prestazione termica degli edifici	Y02B80
<b>Information and communication technologies (ICT)</b>	
Mitigazione del cambiamento climatico nell'ICT (tecnologie mirate alla riduzione dell'utilizzo di energia)	Y02D
<b>Efficiamento energetico nell'industria</b>	
<i>Tecnologie legate alla lavorazione dei metalli</i>	
Efficienza di processo	Y02P10/25
<i>Tecnologie legate all'industria chimica</i>	
Recupero di energia (es. cogenerazione, recupero di idrogeno, turbine)	Y02P20/129
Materia prima	Y02P20/141
Materia prima da materiale riciclato (es. plastiche)	Y02P20/143
Materia prima da materiale di origine biologica	Y02P20/145
<i>Tecnologie legate all'industria petrolchimica</i>	
Utilizzo di materia prima di origine biologica	Y02P30/20
<i>Tecnologie legate alla lavorazione dei minerali</i>	
Misure di efficienza energetica (es. ottimizzazione dei metodi di produzione)	Y02P40/121
Utilizzo di combustibili da rifiuti o biomasse	Y02P40/125
Produzione o lavorazione di calce, es. rigenerazione di calce in cartiere e zuccherifici	Y02P40/40
Produzione di vetro, es. riutilizzando calore di scarto durante la lavorazione	Y02P40/50
Miglioramento della resa, es. riducendo il tasso di scarti	Y02P40/57
Produzione di materiale ceramico, es. sostituzione di argille o scisto con materie prime alternative	Y02P40/60
<i>Tecnologie legate ad agricoltura, allevamento o industrie agroalimentari</i>	
Misure per l'efficiamento energetico (es. nelle serre)	Y02P60/14
Trasformazione dei prodotti alimentari, es. uso di inverter nella movimentazione, trasporto e impilamento	Y02P60/80
Raffrescamento ed essiccazione nella conservazione degli alimenti	Y02P60/85
Riutilizzo di prodotti della lavorazione di alimenti per la produzione di mangime	Y02P60/87
<i>Tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico nel processo di produzione per prodotti finali industriali o di consumo</i>	
Cattura dei gas climalteranti, recupero di materiale, recupero di calore o altre misure di efficienza energetica es. controllo dei motori nei processi produttivi	Y02P70/10
<i>Tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico per applicazioni a livello settoriale</i>	
Utilizzo efficiente dell'energia, es. usando aria compressa o fluidi pressurizzati come vettori energetici	Y02P80/10
Soluzioni a livello distrettuale, es. reti energetiche locali	Y02P80/14
Generazione o distribuzione combinata di potenza, riscaldamento o raffrescamento, es. cogenerazione	Y02P80/15
<b>Efficiamento energetico nei trasporti</b>	
<i>Trasporto su strada</i>	
Veicoli convenzionali, basati su processi di combustione interna	Y02T10/10-40
Veicoli elettrici	Y02T10/72
Progettazione di veicoli con migliore efficienza nell'utilizzo di combustibile (comune a tutte le tipologie di trasporto su strada)	Y02T10/80-92
<i>Trasporto di beni e passeggeri su rotaia</i>	
Specifici dispositivi elettronici di potenza	Y02T30/18
<i>Aeronautico o trasporto via aria</i>	
Misure volte ad incrementare l'efficienza energetica a bordo	Y02T50/50
Tecnologie per l'efficiamento del sistema di propulsione	Y02T50/60
Utilizzo di compositi	Y02T50/672
Utilizzo di combustibile di origine non fossile	Y02T50/678
Misure di efficienza energetica a livello operativo	Y02T50/80

### **Nota metodologica per l'analisi del commercio estero.**

L'analisi degli scambi internazionali dei prodotti relativi a tecnologie energetiche pulite viene condotta a partire dalla base di dati Eurostat (<https://ec.europa.eu/eurostat/comext/newxtweb/>) e Trademap (<https://www.trademap.org>). In particolare, la classificazione di un prodotto come *low-carbon* avviene sulla scorta dell'analisi della descrizione allegata al codice di cui alla Nomenclatura Combinata ad otto cifre (CN8), utilizzata primariamente per il sistema delle tariffe doganali comuni all'Unione Europea. Come è noto, non esiste un univoco sistema di classificazione di quelli che nella letteratura vengono chiamati *environmental goods*. In primo luogo, un prodotto può essere a basso impatto emissivo nel suo utilizzo finale, ma non è detto che lo sia nella fase della sua produzione. E' il caso ad esempio dei veicoli elettrici, per i quali tuttavia considerando l'intero di ciclo di vita il bilancio appare favorevole. In secondo luogo, il sistema di classificazione non consente di una identificazione netta ed univoca tra il codice e la specifica tecnologia. E' il caso ad esempio del solare termico, non (ancora) isolato in uno specifico codice del sistema di classificazione. Per tutti questi motivi, in questa sede non si è cercato di stabilire un elenco a copertura totale degli *environmental goods*. Si è preferito piuttosto concentrare il focus su quei prodotti *manifatturieri* che all'interno di ciascuno dei comparti *low-carbon* costituiscono elemento di maggior valore commerciale e tecnologico. Naturalmente, una buona parte dei prodotti considerati possiede caratteristiche di trasversalità tra i settori, elemento che rende arduo sussumerli esclusivamente dentro un comparto. Soprattutto, pare difficile parlare di "prodotti low-carbon" e, al contrario, più sensato tentare di individuare i nuclei centrali dei principali comparti della transizione, quale mobilità elettrica, eolico, solare fotovoltaico e solare termico. L'obiettivo dell'analisi – diversamente da altre che si occupano, ad esempio, della questione del trasferimento tecnologico dai paesi più sviluppati a quelli meno sviluppati - è quello di stimare la posizione di competitività del Paese in ordine a settori che in buona misura si caratterizzano per un elevato contenuto tecnologico, elevato volume di investimenti e ricerca, spesso alta concentrazione geografica e gigantismo d'impresa. Caratteristiche che fanno sì che paia difficile diminuire la dipendenza dall'estero qualora il sistema paese sia rimasto indietro per molto tempo e non si sia investito a sufficienza.

Il *saldo normalizzato* per il settore *i-esimo* è pari al rapporto tra il saldo commerciale e l'interscambio. Il suo campo di variazione è tra -1 e +1. In quanto indicatore adimensionale, non tiene conto della consistenza del settore nella dinamica commerciale. L'indice di vantaggio comparato rivelato per i prodotti/settori di un paese misura il rapporto la quota di mercato all'export mondiale per il settore *i-esimo* e la quota di mercato all'export per la generalità delle merci. Un valore superiore ad 1 denota specializzazione del paese nel settore, e quindi la probabilità che sussistano vantaggi comparati.

L'*indice di Lafay* è pari alla differenza tra il saldo normalizzato relativo al prodotto/settore *i-esimo* e il saldo normalizzato per la totalità delle merci, ponderata per l'incidenza del settore *i-esimo* sul valore dell'interscambio di tutte le merci. Un valore negativo per un prodotto/settore indica che il paese non possiede vantaggi comparati rivelati. Per costruzione, un valore negativo (positivo) dell'indice per un paese in un determinato settore non implica necessariamente un valore negativo (positivo) del saldo commerciale, ma solo un suo valore normalizzato inferiore (superiore) a quello "medio" nazionale. A differenza dell'indice di vantaggio comparato rivelato non contempla solo le esportazioni. In ordine agli indicatori di specializzazione, in letteratura si è propensi ad una lettura in termini di previsione delle dinamiche commerciali (ad esempio, Hausmann, R., Hidalgo, C., Stock, D., Yildirim, M. (2014) *Implied Comparative Advantage*, Working Paper No. 276, Center for International Development at Harvard University; Bruegel Blueprint Series, vol. XXVI, *Remaking Europe: the new manufacturing as an engine for growth*. Reinhilde Veugelers, editor, 2017).

L'*indice di Herfindahl*, calcolato sulla provenienza geografica delle importazioni italiane, fornisce una stima di quanto concentrato è il novero dei paesi fornitori, a sua volta rappresentazione dell'entità dei vantaggi comparati e della specializzazione mondiale, nonché di un possibile rischio-paese. E' pari alla somma dei quadrati delle quote di mercato detenute nel settore *i-esimo* da ciascun paese dal quale l'Italia importa. Il suo campo di variazione, rispettivamente per la minima e la massima concentrazione, è tra  $1/N$  - con  $N$  che indica il numero di paesi esportatori - e 1.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

[enea.it](http://enea.it)

Novembre 2023