



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

I e II trimestre 2023



2/2023

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I e II trimestre 2023

n. 2/2023

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I e II trimestre 2023

n. 2/2023

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)

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Alessandro Zini, Livio De Chicchis

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

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti.....	4
1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione	5
1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano	5
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	5
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia.....	7
2.1. Variabili guida dei consumi energetici	7
2.2. Consumi di energia primaria	8
2.3. Consumi finali di energia	9
FOCUS - I certificati bianchi e gli indirizzi del nuovo PNIEC sulle politiche per l'efficienza energetica.....	11
3. Decarbonizzazione.....	15
4. Sicurezza del sistema energetico	16
4.1. Sistema petrolifero	16
4.2. Sistema del gas naturale.....	18
4.3. Sistema elettrico.....	21
5. Prezzi dell'energia	23
5.1. Prezzi dell'energia elettrica	23
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	25
5.3. Prezzi del gas naturale	26

Sintesi dei contenuti

Netto calo dei prezzi di gas ed elettricità ma nell'Eurozona consumi energetici (ed emissioni CO₂) in calo del 5%

- Nella prima metà del 2023 è continuata la fase di debolezza delle economie dell'area euro (per il secondo trimestre consecutivo il PIL è lievemente diminuito nel I trimestre e ha ristagnato in primavera), con in particolare un'ulteriore flessione dell'attività manifatturiera (a fronte dell'espansione nei servizi).
- Nonostante il deciso ritracciamento dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità (45 €/MWh la media del gas al TTF nel I semestre 2023, -70% rispetto al II semestre 2022), nella zona euro è continuata la contrazione dei consumi di energia (-5% nel I trimestre), a causa dei nuovi cali della domanda di gas naturale (-14%) ed elettricità (-4%). Contrazione simile è stimata per le emissioni di CO₂, comunque non sufficiente ad avvicinare la traiettoria attuale a quella coerente con il target 2030.

In Italia energia primaria in calo di circa il 5% nel I semestre. Nuovi cali dei consumi di gas nel civile e nell'industria, dove con la contrazione delle produzioni energivore i consumi energetici sono ormai inferiori a quelli del 2020

- In Italia il PIL è risultato ancora in aumento nel I trimestre, ma si stima che la crescita si sia interrotta in primavera, soprattutto a causa della contrazione dell'attività manifatturiera (stimata al quarto calo consecutivo su base trimestrale), penalizzata dalla debolezza del ciclo industriale tedesco e dai prezzi dell'energia, che nonostante il netto calo restano su valori storicamente elevati e penalizzano i settori energivori, in particolare i più gas intensive.
- Al quadro macroeconomico si è aggiunto il clima estremamente mite del I trimestre (gennaio in particolare, -14% i gradi giorno riscaldamento rispetto alla media di lungo periodo), che insieme al piano di contenimento consumi ha determinato un'ulteriore decisa contrazione dei consumi di gas, come già nel IV trimestre 2022. Nel complesso i consumi di energia primaria sono stimati in calo di oltre il 6% nel I trimestre e di circa il 3% nel II, con un calo cumulato di circa il 5% nell'intero semestre.
- Sebbene sia arduo stabilire esattamente quanta parte di questo calo dei consumi energetici (che fa seguito al -12% del IV trimestre 2022) abbia carattere strutturale, nella prima metà del 2023 (come già nella seconda metà del 2022) si è per un verso confermato un positivo disaccoppiamento fra la dinamica della domanda di energia italiana e quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima), per un altro verso sembra però che questo disaccoppiamento si stia ridimensionando.
- In termini di fonti, la flessione di quasi 4 Mtep di energia primaria del I semestre 2023 (rispetto allo stesso periodo 2022) è la risultante di una contrazione di 5 Mtep dei consumi di gas (-4 Mtep nel solo I trimestre, -16% la variazione semestrale) più un calo di circa mezzo Mtep del carbone (concentrato nel II trimestre; N.B.: dati parziali) e una variazione negativa marginale del petrolio. In deciso aumento l'import netto di elettricità (+1 Mtep, +22%) e le rinnovabili elettriche (+0,6 Mtep, tutte nel II trimestre).
- È stato più marcato il calo dei consumi finali di energia (circa -9% nel I trimestre, -4% nel II, -6,5% nell'intero semestre). I circa 4 Mtep in meno consumati nel semestre si sono concentrati in due settori: poco meno di 3 Mtep nel civile (-12%), per la gran parte meno gas per riscaldamento grazie al clima mite e alle misure di contenimento dei consumi; circa 1,5 Mtep nell'industria (-10% circa, usi non energetici inclusi), per la gran parte minori consumi di gas e prodotti petroliferi per usi non energetici. Ancora in aumento invece i consumi dei trasporti, circa 0,5 Mtep in più nel semestre (+3%), aumento però concentrato nel I trimestre, a indicare una tendenza all'esaurimento del lungo trend di crescita post-covid, in linea con la dinamica dei volumi di traffico.
- Sul notevole calo dei consumi energetici industriali hanno certamente avuto un ruolo strategie di adattamento (fuel switching) e incrementi di efficienza indotti dagli alti prezzi dell'energia, ma il fattore chiave è stato la forte contrazione della produzione dei settori gas intensive e della petrolchimica (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), per i quali negli ultimi quattro trimestri si stimano cali della produzione industriale compresi tra il 10 e il 20%. A valle del sesto calo trimestrale consecutivo, i consumi industriali degli ultimi 12 mesi si sono attestati su livelli inferiori di oltre il 5% rispetto a quelli del 2020.

Emissioni di CO₂ in decisa flessione nel I semestre (-9%). In leggera risalita dai minimi storici l'indice ISPRED

- Con il calo dei consumi di energia, concentrato peraltro su gas e carbone, hanno registrato una nuova significativa flessione le emissioni di CO₂ (-9% in entrambi i trimestri e quindi nel semestre), che già nell'ultimo trimestre 2022 erano tornate a contrarsi dopo sei aumenti trimestrali consecutivi.
- Come già nel IV trimestre 2022, nel I trimestre 2023 al calo delle emissioni hanno contribuito sia i settori ETS sia i non-ETS. Nel II trimestre il calo si è concentrato invece negli ETS (-19%), mentre è divenuto marginale nei non-ETS (-2%, %), a conferma del fatto che, al netto del calo dei consumi invernali di gas, nel civile e nei trasporti non sono in atto dinamiche "virtuose".
- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza energetica PRezzi Energia Decarbonizzazione) è tornato nel II trimestre 2023 a una variazione congiunturale positiva (+14%), dopo otto variazioni negative nei precedenti nove trimestri, ma resta comunque vicino al minimo della serie storica. Il miglioramento sul trimestre precedente è legato al miglioramento nelle componenti Decarbonizzazione e Prezzi.
- Lato decarbonizzazione il miglioramento dell'ISPRED è legato al forte calo delle emissioni dei settori ETS, derivante però da fattori probabilmente non replicabili a oltranza (i cali del carbone e delle produzioni energivore); si segnala anche il dato positivo dell'aumento della quota di FER sui consumi finali, proiettato a fine anno oltre il massimo storico del 2020 (20,4%). D'altra parte, la traiettoria verso il nuovo target del 40% al 2030 richiederebbe una crescita molto più marcata.
- Lato Prezzi, il miglioramento dell'ISPRED è legato in particolare alla flessione dei prezzi dell'elettricità e del gas per famiglie e imprese, che pure nella media del I semestre risultati ancora ampiamente superiori alle medie di lungo periodo: secondo stime preliminari ENEA, per un'impresa con consumi medio-bassi il prezzo medio dell'elettricità nel I semestre è stato di poco inferiore a 300 €/MWh (-15% rispetto al II semestre 2022), quello del gas ben inferiore ai 100 €/MWh (-30% sul II semestre 2022).
- Lato Sicurezza energetica, il calo dei consumi di gas ed elettricità ha garantito nell'inverno appena trascorso margini di capacità accettabili sia nel sistema gas sia nel sistema elettrico. Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas sono stati inferiori di circa 10 mld di m³, -18% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target UE del -15%. Nel sistema elettrico, grazie al calo della domanda si stima che abbia raggiunto nuovi massimi storici la quota di produzione delle FRNP sulla domanda: su base trimestrale arrivando al 15,7% nel I trimestre, al 19,5% nel II; su base oraria superando l'80% il 10 aprile (lunedì di Pasqua).

1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano

Netto calo dei prezzi di gas ed elettricità ma nell'Eurozona nuova contrazione dei consumi di energia nel I trimestre (-4%)

- Nella prima metà del 2023 è continuata la fase di debolezza delle economie dell'area euro (per il secondo trimestre consecutivo il PIL è lievemente diminuito nel I trimestre, e secondo le stime della Banca d'Italia ha ristagnato in primavera), con in particolare un'ulteriore flessione dell'attività manifatturiera (a fronte dell'espansione nei servizi).
- Nonostante il deciso ritracciamento dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità (45 €/MWh la media del gas al TTF nel I semestre 2023, -70% rispetto al II semestre 2022; 136 €/MWh la media del PUN, -60% rispetto al II semestre 2022), nella zona euro è continuata la contrazione dei consumi di energia, stimati in calo del 5% nel I trimestre, a causa dei nuovi forti cali della domanda di gas naturale (-14%) ed elettricità (-4%). A guidare questa dinamica sono stati il clima estremamente mite e la suddetta persistente fase di debolezza delle economie dell'area euro, su cui pesa la flessione particolarmente marcata dei settori gas intensive: nei due principali paesi industriali europei, Germania e Italia, la produzione industriale dei quattro settori più gas intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia) si è contratta tra il 10 e il 20% nella prima metà dell'anno, fino a valori inferiori ormai a quelli del 2020.
- Contrazione molto simile è stimata per le emissioni di CO₂ (-5% circa), un valore comunque inferiore a quello richiesto dalla traiettoria coerente con il target 2030.

In Italia energia primaria in calo di circa il 5% nel I semestre. Nuovi cali dei consumi di gas nel civile e nell'industria, dove con la contrazione delle produzioni energivore i consumi energetici sono ormai inferiori a quelli del 2020

- Come già nel 2022, anche nel 2023 il sistema energetico italiano sembra muoversi su una traiettoria simile a quella dell'area euro, sebbene in Italia il PIL sia risultato ancora in aumento nel I trimestre. Ma secondo le stime della Banca d'Italia la crescita si è interrotta in primavera, soprattutto per la contrazione dell'attività manifatturiera (stimata al quarto calo consecutivo su base trimestrale), penalizzata dalla debolezza del ciclo industriale tedesco e dai prezzi dell'energia, che nonostante il netto calo restano su valori storicamente elevati e penalizzano i settori energivori, in particolare i più gas intensive.
- Al debole quadro macroeconomico si è aggiunto il clima eccezionalmente mite del I trimestre dell'anno (gennaio in particolare, -14% il dato dei gradi giorno riscaldamento rispetto alla media di lungo periodo), che insieme al piano di contenimento consumi ha determinato un'ulteriore decisa contrazione dei consumi di gas, come già nel IV trimestre 2022. Complessivamente, i consumi di energia primaria sono stimati in calo di oltre il 6% nel I trimestre e di circa il 3% nel II, con un calo cumulato pari a circa il 5% nell'intero semestre.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

		2014-2019 (t.m.a.)	2020	2021	2022	2023	
						I trim.	II trim.
Eurozona							
	PIL	+2,0%	-6,4%	+5,4%	+3,5%	0% (vs IV 2022.)	0,2% (vs I 2023.)
	Produzione industriale beni intermedi	1,4%	-6%	+9,6%	-0,6%	-5%	-5%
	Energia primaria (PEC)	+0,3%	-10,3%	+6%	-4,1% *	-5%	
	Emissioni CO ₂	-0,4%	-13%	+5,9% *	-0,9% *	-5%	
Italia							
	PIL	+1,0%	-8,9%	+6,6%	+3,7%	0,6% (vs IV 2022.)	0% (vs I 2023.)
	Produzione industriale beni intermedi	+0,3%	-12%	+15%	-2,4%	-5%	-8%
	Indice sintetico driver consumi di energia	+1%	-9%	+10%	+0,5%	-2,5%	-1,5%
	Energia primaria	+0,5%	-9,5%	+8,4% *	-3,4% *	-6,6%	-3,8%
	Emissioni CO ₂	-0,6%	-11%	+8,6% *	+0,5% *	-9%	-9%

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)¹

Forte caduta dell'ISPRED, al nuovo minimo della serie storica. Prezzi record e piani di contenimento dei consumi gas hanno contratto la domanda di energia e garantito la Sicurezza a discapito delle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi.

- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi Energia Decarbonizzazione) è tornato nel II trimestre 2023 a una variazione congiunturale positiva (+9%, Figura 1-1), dopo otto variazioni negative nei precedenti nove trimestri, ma resta comunque molto vicino al minimo della serie storica.
- Il miglioramento sul trimestre precedente è legato al miglioramento nelle componenti Decarbonizzazione (+14% l'indicatore specifico rispetto al I trimestre) e Prezzi (+26% l'indicatore specifico), mentre è stata marginale la variazione della dimensione Sicurezza energetica (Figura 1-2)

¹ L'ISPRED è un indice composito che utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle dimensioni del cosiddetto trilemma energetico.

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

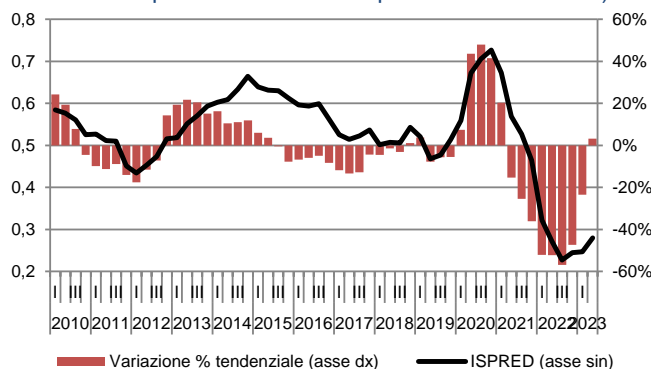
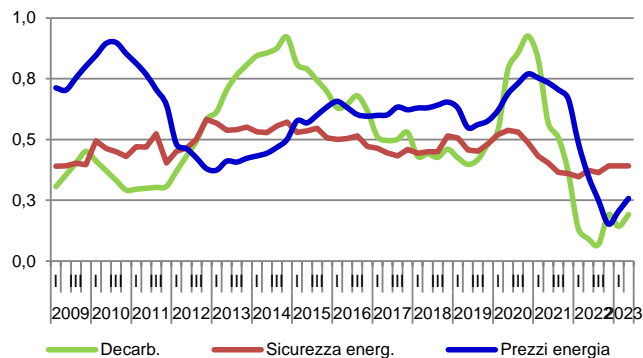


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Anche l'Italia si allontana dalla traiettoria verso l'obiettivo di decarbonizzazione al 2030, per il quale ora servirebbe una riduzione media annua del 5,5%. Quota FER al 20% dei consumi finali (+1%), ma più lontana dalla traiettoria target

- Lato decarbonizzazione il miglioramento dell'ISPRED è legato al forte calo delle emissioni dei settori ETS, derivante però da fattori probabilmente non replicabili a oltranza (i cali del carbone e delle produzioni energivore); si segnala anche il dato positivo dell'aumento della quota di FER sui consumi finali, proiettato a fine anno oltre il massimo storico del 2020 (20,3%), ma la traiettoria verso il nuovo target del 40% al 2030 richiederebbe una crescita molto più marcata.
- Il sistema continua comunque a muoversi su una traiettoria lontana da quella coerente con i target 2030 fissati nella proposta di PNIEC appena inviata alla Commissione Europea dal governo italiano, peraltro inferiori a quelli previsti dal pacchetto Fit for 55.
- La proiezione delle emissioni per l'intero 2023 porta ora a quantificare in poco meno di 100 milioni le tonnellate di CO₂ da ridurre per centrare l'obiettivo del -55% entro il 2030, con un significativo miglioramento rispetto a sei mesi fa. D'altra parte, è rimasto invariato il tasso di riduzione medio annuo necessario nei prossimi sette anni, pari al -5,5%, laddove negli ultimi venti anni solo cinque volte si è registrata una variazione simile o maggiore.
- Nonostante il calo delle emissioni sia nei settori ETS sia nei non-ETS, i dati del I semestre 2023 confermano che il raggiungimento dei target 2030 risulta particolarmente sfidante per i non-ETS, nei quali nel II trimestre il calo delle emissioni è divenuto marginale (-2%), a indicare che, al netto del calo dei consumi invernali di gas, nel civile e nei trasporti non sono in atto dinamiche "virtuose".
- Nel I semestre 2023 è stimata in aumento la quota di FER sui consumi finali, principalmente grazie al calo di questi ultimi (il denominatore del rapporto). La quota è ora proiettata a fine anno oltre il massimo storico del 2020 (20,3%). Ciò non è però sufficiente a migliorare il valore dell'indicatore specifico inserito nell'ISPRED, perché la traiettoria in atto si è perfino allontanata da quella coerente con il nuovo target del 40% al 2030.

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

- Lato Prezzi, il miglioramento dell'ISPRED è legato in particolare al ridimensionamento dei prezzi dell'elettricità e del gas per famiglie e imprese, che pure nella media del I semestre dell'anno sono risultati ancora ampiamente superiori alle medie di lungo periodo. Secondo stime preliminari ENEA, per un'impresa con consumi medio-bassi (consumi fra 20 e 500 MWh) il prezzo medio dell'elettricità nel I semestre è stato di poco inferiore a 300 €/MWh (-15% rispetto al II semestre 2022), mentre nel caso del gas il prezzo medio del I semestre è stimato a circa 100 €/MWh (anche qui circa il 15% in meno rispetto al record del II semestre 2022).
- Nel caso delle famiglie il prezzo medio dell'elettricità nel I semestre è sceso del 30% rispetto al semestre precedente, risultando però ancora quasi doppio rispetto alla media di lungo periodo. Il prezzo del gas è invece risultato maggiore di solo il 15% rispetto alla media di lungo periodo.

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

- Lato Sicurezza energetica, il calo dei consumi di gas ed elettricità ha garantito nell'inverno appena trascorso margini di capacità accettabili sia nel sistema gas sia nel sistema elettrico. Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas sono stati inferiori di circa 10 mld di m³, -18% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target UE del -15% (rispetto ai consumi medi degli ultimi cinque anni). Da aprile a giugno il calo dei consumi è invece stimato al 10% circa, dunque inferiore all'obiettivo.
- Nel sistema elettrico, grazie al calo della domanda si stima che abbia raggiunto nuovi massimi storici la quota di produzione delle FRNP sulla domanda, che su base trimestrale è arrivata al 15,7% nel I trimestre, al 19,5% nel II; mentre su base oraria ha superato l'80% il 10 aprile (lunedì di Pasqua).

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Variabili guida dei consumi energetici

PIL ancora in aumento nel I trimestre, poi fermo nel II. Continua la caduta delle produzioni gas intensive

- Dopo la discreta performance del 2022, sebbene con una progressiva attenuazione della crescita nel corso dell'anno, l'economia italiana è ancora cresciuta nel I trimestre 2023 (+0,5% sul trimestre precedente, +2% sul I trimestre 2022), passando infine a ristagnare nel II trimestre secondo stime della Banca d'Italia (mantenendo comunque una variazione positiva dello 0,8% rispetto a un anno prima [Figura 2-1](#)).
- A guidare la progressiva frenata della ripresa post- covid è stata soprattutto la contrazione dell'attività manifatturiera, penalizzata dalla debolezza del ciclo industriale tedesco e dai prezzi dell'energia, che hanno impattato in modo molto forte sui settori energivori, e in particolare su quelli più gas intensive.
- Negli ultimi dodici mesi l'indice generale della produzione industriale si è contratto del 3% rispetto ai dodici mesi precedenti, ma la contrazione dell'indice relativo ai soli intermedi è stata quasi doppia. Ancora più rimarchevole la contrazione della produzione dei settori gas intensive e della petrolchimica (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), compresa tra il -10 e il -20%. Dopo cinque trimestri consecutivi fortemente negativi, in questi settori il livello produttivo medio degli ultimi 12 mesi è sceso al di sotto di quello medio del 2020.

Nel I trimestre 2023 ancora clima estremamente mite, primo driver del calo dei consumi di gas nel settore civile

- Nella stima preliminare ENEA, rispetto al 2022 i gradi giorno riscaldamento sono diminuiti del 12% a gennaio, del 22% a marzo, del 4% ad aprile, mentre sono risultati in aumento del 9% a febbraio.
- Nei due trimestri a cavallo tra 2022 e 2023 si sono registrati degli scostamenti negativi molto pronunciati dei gradi giorno riscaldamento rispetto alla media degli ultimi dieci anni ([Figura 2-2](#)). La differenza negativa è stata particolarmente notevole a dicembre (in valore assoluto il secondo valore più elevato degli ultimi dieci anni) e gennaio (in valore assoluto il quinto valore più elevato degli ultimi dieci anni), i due mesi in cui sono più alti i consumi di gas per riscaldamento.

Nell'insieme, dai principali driver è venuto nel I semestre un impulso alla contrazione dei consumi di energia

- L'indice composito dei driver della domanda di energia (che combina le tre variabili citate sopra più i gradi giorno raffrescamento), che presenta una correlazione elevatissima con la dinamica dei consumi energetici, è risultato decisamente negativo in tutti e tre gli ultimi trimestri, sebbene con trend in progressiva attenuazione, a indicare che negli ultimi nove mesi dai principali driver è venuto un costante impulso alla contrazione dei consumi di energia (nel I semestre 2023 pari a una contrazione del 2%).

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

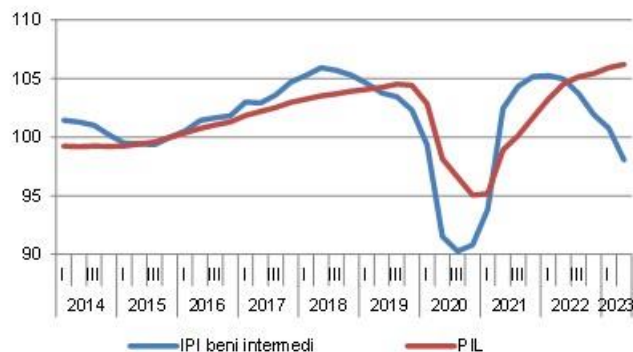


Figura 2-2 – Gradi giorno riscaldamento (HDD, heating degree days) – Differenza rispetto alla media di lungo periodo

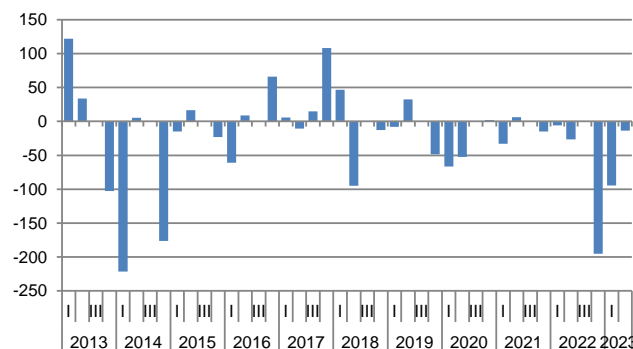
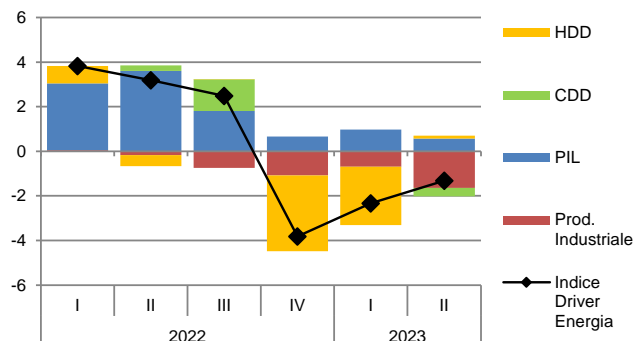


Figura 2-3 – Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione % trimestrale tendenziale)



2.2. Consumi di energia primaria

Consumi di energia primaria in decisa contrazione nella prima metà del 2023 (-5%). Quattro trimestri consecutivi di flessione

- I consumi di energia primaria del I semestre 2023 sono stimati a circa 76 Mtep, in calo di circa il 5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (NB: i dati relativi al carbone sono parziali).
- Il calo è maturato in particolare nel I trimestre, quando una la contrazione dei consumi è stata di circa 3 Mtep (quasi -7%), mentre nel II trimestre è stata pari a circa la metà (Figura 2-4). Quest'ultima è stata la quarta variazione trimestrale negativa su base tendenziale, che porta il calo nell'anno scorrevole al -6% circa.
- Primo driver del calo dei consumi, in particolare nei due trimestri a cavallo tra 2022 e 2023, è stato il clima estremamente mite dell'inverno appena trascorso, cui si è sovrapposta la notevole contrazione della produzione industriale dei settori più gas intensive (vedi par. 2.1).
- Come già nel II semestre 2022 il calo dei consumi energetici del I semestre 2023 si è confermato maggiore di quello spiegabile con la dinamica dei suoi principali driver, sintetizzata dall'indice di Figura 2-5. D'altra parte, sembra però che questo positivo disaccoppiamento si sia progressivamente ridimensionato negli ultimi trimestri, a indicare forse che è divenuto meno forte l'incentivo alla riduzione dei consumi proveniente dai prezzi dell'energia. Nell'ultimo trimestre la riduzione dei consumi energetici di quasi il 4% è avvenuta infatti a fronte di un calo dell'1,5% dell'indice dei driver, laddove nel IV trimestre 2022 i consumi di energia si erano contratti del 12% a fronte di un calo del 4% dell'indice dei driver.

Altra forte flessione dei consumi di gas (-16% nel semestre)

- In termini di fonti la flessione di circa 4 Mtep di energia primaria del I semestre è la risultante di una contrazione di 5 Mtep dei consumi di gas (-4 Mtep nel solo I trimestre, -16% la variazione semestrale) più un calo di circa mezzo Mtep del carbone (concentrato nel II trimestre; N.B.: dati parziali) e un calo marginale del petrolio. In deciso aumento l'import netto di elettricità (+1 Mtep, +22%) e le rinnovabili elettriche (+0,6 Mtep, tutte nel II trimestre).
- I consumi di gas si sono contratti di ben 4 Mtep (-19% tendenziale) nei soli primi tre mesi dell'anno, sia negli usi diretti sia nella generazione elettrica (-25% in meno rispetto al I trimestre 2023). Nel II trimestre la contrazione del gas si è fermata a 1 Mtep su base tendenziale (-9%), in prevalenza nella termoelettrica (-0,75 Mtep), per il calo della domanda elettrica, l'aumento delle importazioni di elettricità e della produzione da FER.
- I consumi di petrolio del I semestre sono stimati di poco inferiori ai livelli dello scorso anno, a conferma della relativa stabilità registrata negli ultimi quattro trimestri.
- Dopo il forte aumento del ricorso al carbone nel 2022 (21 TWh la generazione elettrica da carbone), spinto dal piano di massimizzazione dell'uso dei combustibili diversi dal gas, seguito da un aumento modesto nel I trimestre 2023, i consumi di carbone sono infine tornati a scendere su base tendenziale (2 TWh la generazione da carbone, contro i 4,8 dell'anno precedente, -60%).
- Le fonti rinnovabili (FER) hanno registrato una performance leggermente negativa nel I trimestre (-1%), più che compensata dal +9% tendenziale del II trimestre, grazie alla ripresa della produzione idroelettrica (+28% nel trimestre, +16% nei sei mesi).
- La ripresa delle importazioni nette di elettricità è stata particolarmente rimarchevole nei primi tre mesi dell'anno (+40% tendenziale), e nell'insieme del semestre si sono collocate sui massimi decennali.

Figura 2-4 - Consumi di energia primaria in Italia – Consumi totali nell'anno scorrevole (Mtep, asse sx) e variazioni tendenziali trimestrali (asse dx)

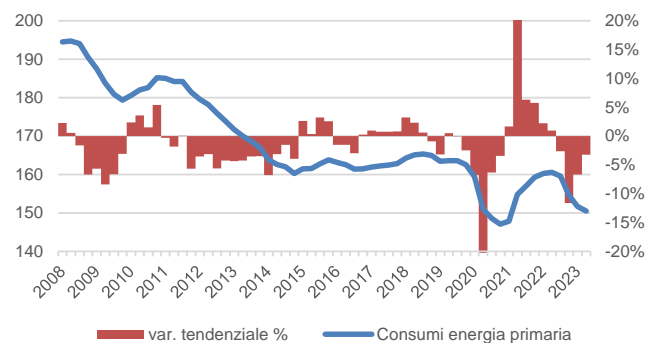


Figura 2-5 - Consumi di energia primaria e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione tendenziale, %)

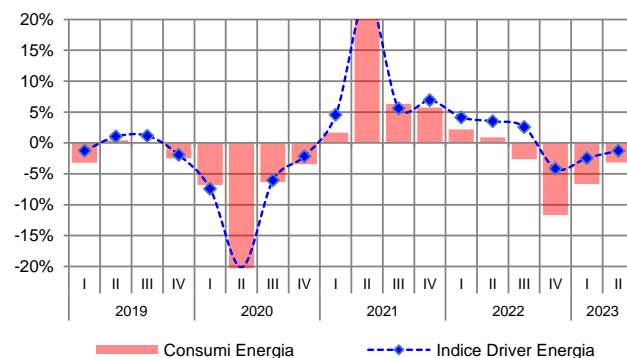
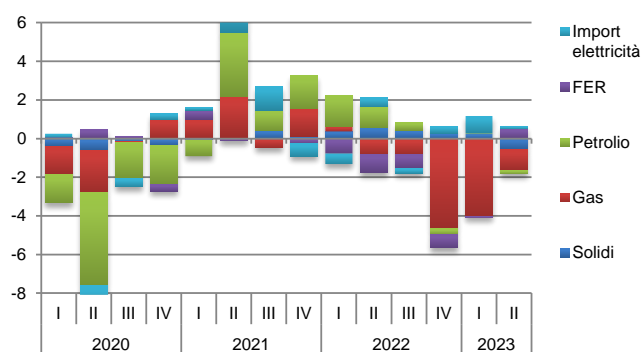


Figura 2-6 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



2.3. Consumi finali di energia

Netta contrazione dei consumi di gas (-14%) ed elettricità (-5%)

- Secondo la stima preliminare ENEA (N.B. la stima tempestiva dei consumi settoriali impone alcune approssimazioni) i consumi finali di energia sono diminuiti di circa il 9% nel I trimestre (quasi 3 Mtep in meno su base tendenziale), di circa il 4% nel II, per un calo complessivo di circa il 6,5% nell'intero semestre (rispetto allo stesso periodo 2022).
- Il calo complessivo dei consumi finali, pari a circa 4 Mtep (Figura 2-7), ha riguardato per la gran parte il gas naturale (-2,4 Mtep in meno nel I trimestre, -17%, 0,4 Mtep in meno nel II), in primis per la minore richiesta sulle reti di distribuzione.
- Per i prodotti petroliferi nella I metà dell'anno si stima invece una variazione lievemente negativa (circa -1%), dal momento che il marginale aumento registrato nei trasporti è stato compensato dal calo negli usi non energetici (-28% nella petrolchimica). I cali del I e del II trimestre del 2023 rappresentano la terza e quarta variazione trimestrale negativa consecutiva dei consumi finali di prodotti petroliferi, sebbene tutte di entità molto contenuta, dopo le forti variazioni positive seguite al crollo del 2020.
- Nei primi sei mesi dell'anno è divenuta significativa anche la flessione della richiesta di elettricità sulla rete, che è stata pari a 150,5 TWh, 8,5 TWh in meno rispetto allo stesso periodo del 2022 (-5%), con una contrazione peraltro maggiore nel II trimestre (-7%, all'incirca come nel IV trimestre 2022) che nel I (-4%). Il calo della domanda elettrica sembra legato in primis alla contrazione dell'attività industriale: l'indice IMCEI rilevato da Terna, che misura i prelievi dei circa 530 clienti direttamente connessi in alta tensione, ha registrato variazioni negative in tutti i primi sei mesi dell'anno, con un calo medio di oltre il 5% nel I trimestre, dell'8% nel II trimestre, cali che seguono il -10% del II semestre 2022. E' decisamente rimarchevole che da aprile 2022 l'indice IMCEI risulta ininterrottamente in calo tendenziale su base mensile.
- Nonostante la debole dinamica della domanda elettrica negli ultimi quattro trimestri (nei quali è stata pari a 308 TWh, solo l'1% in più della domanda del 2020), nel 2023 risulta in aumento l'elettrificazione del sistema energetico, intesa come quota di elettricità sui consumi finali di energia (Figura 2-8), grazie al fatto che i consumi energetici totali sono scesi più di quelli di elettricità. Nella media mobile degli ultimi trimestri la quota di elettricità sui consumi finali è stimata a circa il 22,5% nel II trimestre 2023, in leggero regresso rispetto al dato del I trimestre ma in aumento di quasi un punto percentuale rispetto a un anno prima. La recente proposta di PNIEC presentata dal governo italiano prevede per il 2030 una quota di elettricità pari al 27%.

Nel settore civile oltre la metà del calo complessivo dei consumi finali

- A guidare il calo dei consumi finali di energia sono stati i fattori già citati nei par. 2.1 e 2.2, cioè le temperature miti del I trimestre e la debolezza dell'attività produttiva energy intensive. Il calo complessivo, pari a circa 4 Mtep, si è concentrato infatti in due settori, civile e industria (Figura 2-9).
- Nel settore civile i consumi si sono ridotti nel semestre di poco meno di 3 Mtep (-12%), in primo luogo per la forte contrazione della domanda di gas (-2,2 Mtep, -16%), cui si è aggiunto un calo della domanda di elettricità stimato pari a circa il 5%. Al calo della domanda di gas, per la gran parte minore domanda per riscaldamento, hanno certamente contribuito in qualche misura le misure del Piano nazionale di contenimento dei consumi, ma il driver principale è stato

comunque il clima: anche negli ultimi trimestri la dinamica consumi ha rispecchiato quella della dei gradi giorno riscaldamento (Figura 2-10).

Figura 2-7 - Consumi finali di energia per fonte - Variazione tendenziale (Mtep)

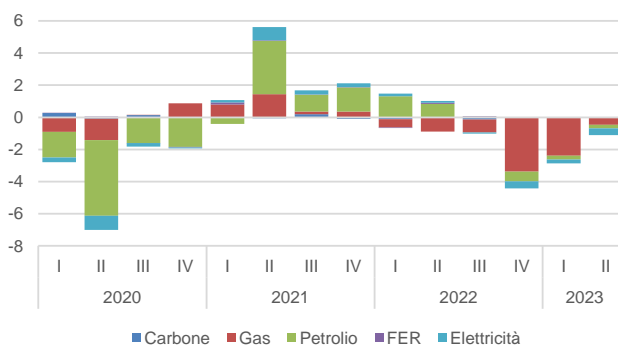


Figura 2-8 – Quota di elettricità sui consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, %)

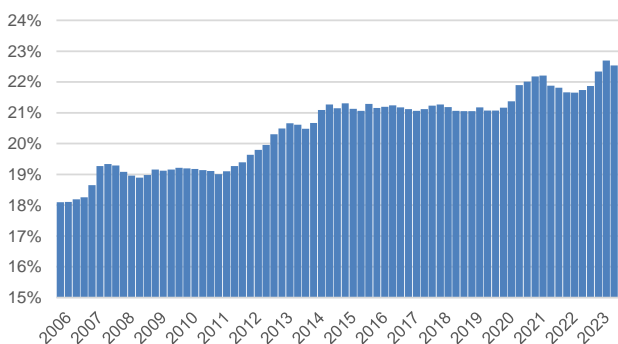


Figura 2-9 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (asse sx, Mtep)

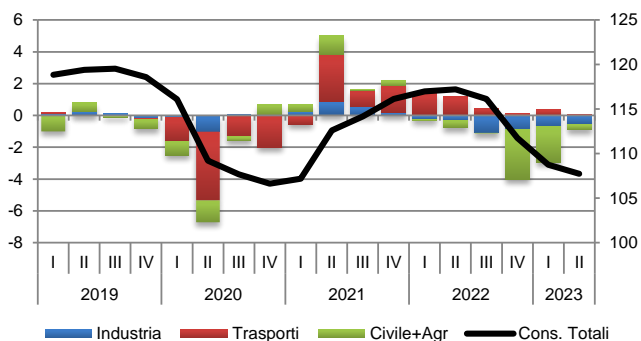
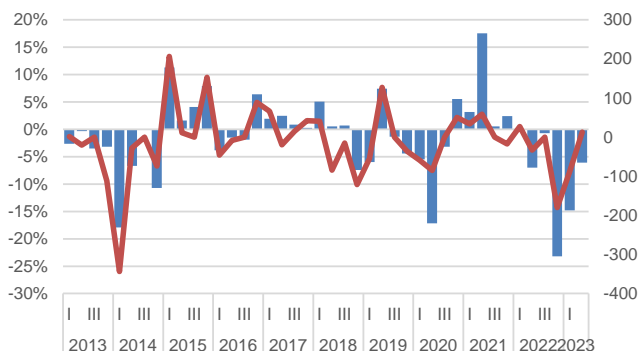


Figura 2-10 - Consumi di energia nel civile (variazione tendenziale %, asse sx) e gradi giorno riscaldamento (variazione tendenziale assoluta, asse dx)



Nell'industria consumi finali in calo del 10% rispetto alla I metà dello scorso anno

- I consumi di energia nell'industria (usi non energetici inclusi) si sono ridotti nel I semestre di circa 1,5 Mtep (-10%), per il 40% circa a causa dei minori consumi di gas, per un altro 40% circa per i minori consumi di prodotti petroliferi per usi non energetici, per il restante 20% per i minori consumi di elettricità e carbone.
- La riduzione dei consumi industriali risulta pienamente coerente con la dinamica della produzione industriale, in particolar modo se si concentra l'attenzione sui settori più energy intensive e sulla petrolchimica (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), che nel primo semestre hanno registrato cali compresi tra il 10 e il 20% (Figura 2-11).
- Dopo cinque trimestri consecutivi fortemente negativi, in due di questi settori (chimica di base e carta) il livello produttivo medio degli ultimi 12 mesi è sceso al di sotto di quello medio del 2020 (quando molte attività produttive si erano contratte per la pandemia). In coerenza con questa dinamica, nella prima metà del 2023 i consumi energetici dell'industria sono scesi al di sotto dei livelli della prima metà 2020.

Ancora su i consumi dei trasporti nella I metà 2023, sebbene in decisa attenuazione rispetto al trend del precedente biennio; a trainare i consumi ancora le vendite di jet fuel per l'aviazione

Nei trasporti i consumi sono stimati in aumento di circa 0,5 Mtep in più nel semestre (+3%). L'aumento è però concentrato nel I trimestre, a indicare una tendenza all'esaurimento del lungo trend di crescita post-covid (cinque trimestri consecutivi), in linea con la dinamica dei volumi di traffico (Figura 2-12).

- Più nel dettaglio, nel I semestre si registra una crescita solo marginale delle vendite di prodotti petroliferi destinati all'autotrazione. Nei primi tre mesi è stata significativa la variazione positiva delle vendite di benzina (+10%, in linea con la ripresa importante dell'Indice della Mobilità Rilevata stimato dall'ANAS), marginale invece la variazione del gasolio motori. Nel II trimestre invece le vendite di benzina sono aumentate ad un ritmo meno sostenuto (+5%), mentre il gasolio è stimato in contrazione.
- Ancora in ripresa invece anche nel I semestre del 2023 le vendite di jet fuel destinato all'aviazione (+20% tendenziale), in attenuazione rispetto alle variazioni più marcate del precedente biennio (+50% in media) dopo il crollo del 2020. A fine giugno 2023 le vendite di carboturbo relative ai 12 mesi precedenti risultano comunque ancora inferiori di circa il 20% rispetto ai livelli pre-covid.

Dinamica di lungo periodo dei settori di uso finale

- La considerazione delle dinamiche recenti dei consumi energetici settoriali all'interno delle loro dinamiche di più lungo periodo evidenzia come nel civile e nell'industria il dato attuale rappresenta un minimo di lunghissimo periodo (Figura 2-13). D'altra parte, l'analisi dei fattori che hanno determinato l'evoluzione dei due settori nell'ultimo anno induce cautela nell'interpretare questo calo come effetto di dinamiche virtuose in atto, perché legate per un verso al clima mite dell'ultimo inverno, per un altro verso al drastico calo della produzione industriale dei comparti energy intensive (indotta per di più da prezzi record dell'energia).
- Nel caso dei trasporti, invece, la ripresa post-covid ha riportato i consumi esattamente sui livelli del periodo 2013-2019, dove si erano collocati a valle della crisi iniziata nel 2009.

Figura 2-11 - Consumi di energia industria e indice di produzione industriale di 4 settori gas intensive (2015=100)

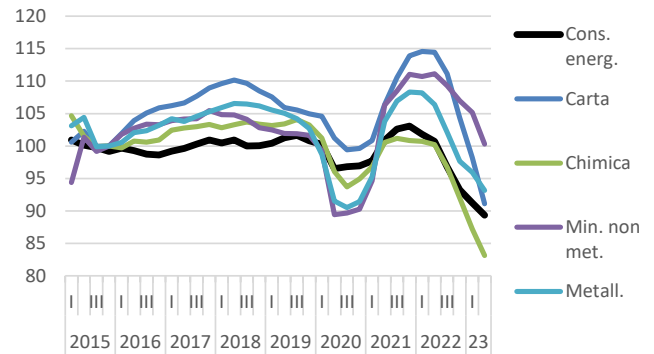


Figura 2-12 - Consumi di energia dei trasporti e Indice della Mobilità Rilevata (IMR-ANAS)– Variazione tendenziale (%)

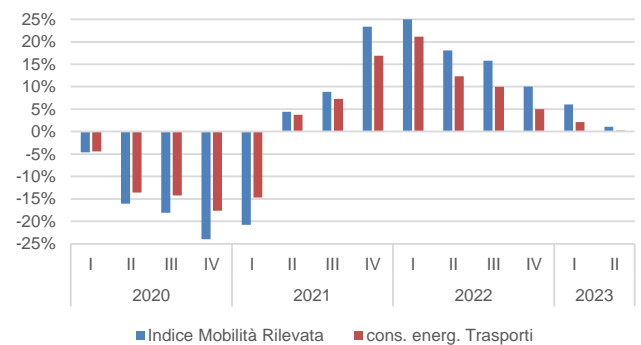
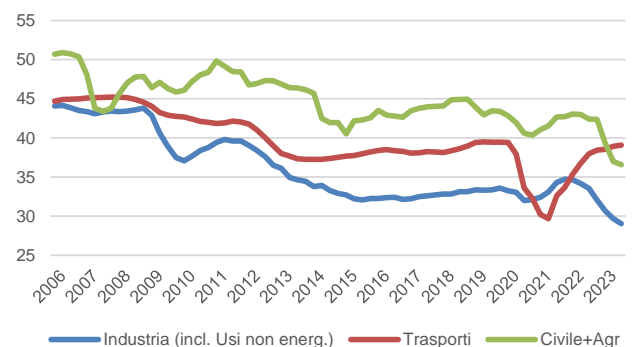


Figura 2-13 – Dinamica di lungo periodo dei consumi di energia nei settori di uso finale (media mobile 4 trimestri, Mtep)



FOCUS - I certificati bianchi e gli indirizzi del nuovo PNIEC sulle politiche per l'efficienza energetica

Livio De Chicchis

Esattamente 5 anni fa Dario Di Santo (FIRE) aveva presentato in questa sede un'ampia panoramica sul meccanismo dei certificati bianchi descrivendone la ratio, l'evoluzione normativa (in particolare alla luce del D.M. 10 maggio 2018, allora da poco pubblicato) e lo stato dell'arte in termini di risultati conseguiti e mercato. A distanza di un quinquennio, vale la pena fare il punto sullo schema esaminando gli effetti delle principali novità normative e il quadro ad oggi, inserendo il tutto nel contesto delineato dall'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) di fresca pubblicazione.

Contesto normativo e impatti delle ultime novità

Il riferimento legislativo che attualmente regola il meccanismo è il D.M. 21 maggio 2021, emanato dal Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica (MASE), che è andato ad aggiornare e modificare le linee guida definite dal decreto originario dell'11 gennaio 2017. A questo è seguito il decreto direttoriale 3 maggio 2022 che ha aggiornato la lista dei progetti ammessi e le guide operative del meccanismo.

Rispetto a cinque anni fa non è cambiato molto dal punto di vista del mercato, in quanto permane una fase di mercato corto caratterizzato da carenza di offerta e da un prezzo bloccato sui 255 euro causa l'apposizione di un limite massimo al contributo tariffario per i distributori introdotta dal decreto correttivo del 2018.

La Figura a mostra l'andamento del prezzo medio di scambio dei certificati nella piattaforma spot del GME da fine 2017 ad oggi, in cui è evidente la staticità del prezzo a seguito dell'introduzione del *cap* al contributo tariffario, tranne qualche minima oscillazione nel 2021 prima della pubblicazione del relativo decreto di maggio.

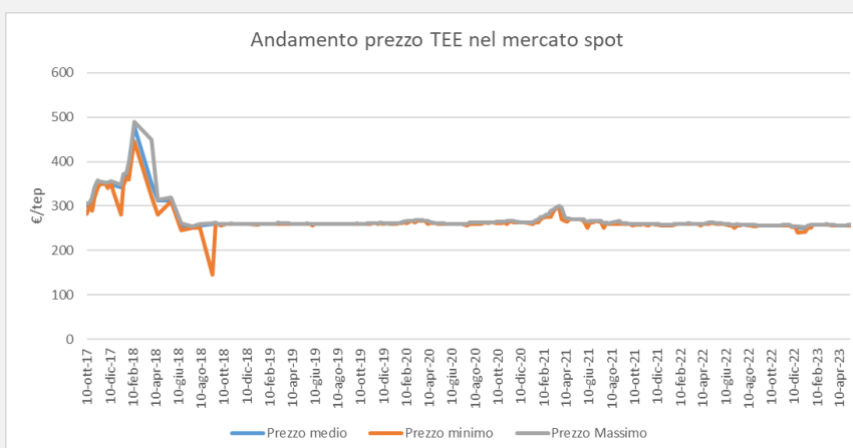


Figura a. Prezzo medio di scambio dei titoli nel mercato spot dal 2017 ad oggi. Elaborazioni su dati GME

Per cercare di ristabilire l'equilibrio perduto, il decreto del 2021 è intervenuto innanzitutto lato domanda andando a ridimensionare gli obiettivi per il quadriennio in corso (2021-2024) come mostrato in Figura b.

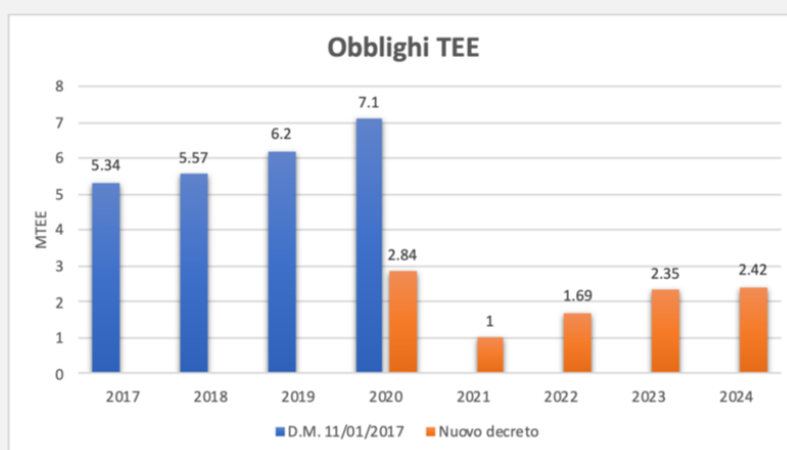


Figura b. Obblighi in capo ai distributori per il quadriennio 2021-2024

Abbinato a questa riduzione degli obiettivi è previsto il cosiddetto meccanismo di *market stability*, che dà facoltà al Ministero di aggiornare questi target qualora non dovessero risultare negli anni in linea con l'andamento del mercato, per garantire che vengano evitati eccessivi squilibri tra domanda e offerta. Al momento in cui si scrive, metà 2023, non si è in ogni caso reso necessario un intervento di questo tipo.

Il ridimensionamento degli obblighi ha in ogni caso ristabilito una coerenza tra la domanda e l'offerta di titoli, seppur livellate verso il basso; l'ultimo Rapporto GSE per l'anno d'obbligo 2022 ha infatti stimato una produzione di TEE pari a 2,47 MTEE, sufficienti a adempiere l'obbligo minimo per il 2022.

Dal punto di vista dell'offerta di titoli, permane la necessità di misurare integralmente i parametri dell'intervento. Vanno in particolare effettuate misure del consumo energetico nella configurazione ex-ante per almeno 12 mesi, al pari delle variabili operative necessarie per normalizzare i consumi; i titoli vengono poi riconosciuti sul risparmio di energia rispetto al consumo post-intervento, anch'esso misurato integralmente e rendicontato annualmente. Rispetto a questi requisiti di misura, sono state previste delle deroghe quali la possibilità di misurare un arco inferiore ai 12 mesi ex-ante dimostrandone la rappresentatività rispetto all'intero anno solare oppure la possibilità di calcolare i risparmi rispetto al consumo medio di mercato della tecnologia in luogo del consumo ante intervento. Tuttavia, quest'ultima opzione, introdotta dal D.M. del 2021, se da un lato consente di evitare misurazioni ante-intervento, restringe però (spesso in misura notevole) il campo dei risparmi incentivabili essendo di norma il consumo medio di mercato inferiore a quello ex-ante, mettendo a rischio la convenienza di presentare una proposta.

Queste deroghe si ritiene pertanto abbiano un impatto limitato su uno dei temi, quello della complessità della misura, che alimenta la carenza di offerta di titoli al pari di altri fattori quali gli effetti delle truffe del passato o la possibilità per molti progetti di accedere alle agevolazioni del Piano Transizione 4.0 (più semplici e immediate) in alternativa ai TEE. Così come un impatto piuttosto marginale hanno altri correttivi in vigore dal 2021, quali la possibilità di presentare *progetti di efficientamento integrato*, una sorta di via di mezzo tra interventi di nuova installazione e sostituzione, o l'opportunità di sottomettere il progetto anche a valle dell'inizio dei lavori (possibilità fino ad allora impedita dalle linee guida) tramite la presentazione preventiva di una comunicazione preliminare. Una vera svolta per la ripresa del meccanismo sarebbe rappresentata da una semplificazione della presentazione dei progetti improntata sulla flessibilità, tema sul quale si tornerà nell'ultima parte del focus.

I certificati bianchi e le misure alternative di policy nel quadro del PNIEC

I certificati bianchi rappresentano lo schema d'obbligo di cui il nostro Paese si è dotato per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'articolo 7 della EED (*Energy Efficiency Directive*). Accanto a questo, è in vigore un set di misure alternative che hanno lo scopo di contribuire a garantire i risparmi necessari.

Per il raggiungimento del target al 2020 si era scelto di puntare in primis sul meccanismo dei certificati bianchi, assegnandogli una quota almeno pari al 60% dei risparmi totali. I risultati sono stati diversi da quelli sperati, con il meccanismo che a partire dal 2016 si è inceppato suggerendo un cambio di strategia, manifestato all'interno del PNIEC nel 2019 e confermato nella versione attuale (di cui è stata pubblicata una sintesi): non puntare più su un solo strumento forte, ma distribuire gli obiettivi più equamente sul paniere di strumenti a disposizione.

A tale proposito, la Tabella a riporta un quadro di sintesi degli obiettivi di risparmio, in termini di Mtep di energia finale cumulati al 2030 assegnati alle singole politiche dalle due edizioni del PNIEC per il periodo 2021-2030. Nel 2019 erano stati delineati anche dei valori di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti e dell'impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti.

Tabella a. Confronto tra PNIEC 2019 e 2023 sul ruolo delle politiche di efficienza energetica

Misura	PNIEC 2023		PNIEC 2019	
	Risparmio di energia finale cumulato previsto al 2030 (Mtep)	Risparmio di energia finale cumulato previsto al 2030 (Mtep)	Investimenti mobilitati (mld €)	Impegno di spesa per lo stato (mld €)
Certificati bianchi	9,5	12,3	111,2	5,6
Detrazioni fiscali	32,5	18,15	82,5	45,4
Conto termico	4,8	3,85	17,5	7,5
Fondo Nazionale Efficienza Energetica	0,7	4,09	4,4	0,8
Transizione 4.0 (Ex Impresa 4.0)	6,6	2,8	2,5	0,5
PREPAC	0,54	0,1	0,32	0,29
Politiche di coesione	0,07	1,7		
Programmi d'informazione e formazione dei consumatori	1,7	1,4		
Fondo Kyoto	4,2	n.d.		
Misure PNRR	0,4	n.d.		
Obiettivo di risparmio energetico per la P.A.	1,19	n.d.		
Requisiti minimi	3,4	n.d.		
Rinnovo del parco veicoli adibiti al trasporto pubblico locale	0,02	0,2		
Shift modale nell'ambito del trasporto merci	3,9	13		
Ecobonus veicoli	3,3	n.d.		
Elettificazione banchine <i>cold ironing</i>	1,2	n.d.		
Totale	74	57,6		

Dato l'aumento dell'ambizione dell'aggiornamento del PNIEC, che ha elevato l'obiettivo di risparmio totale cumulato di energia finale da circa 57 a 74 Mtep al 2030, per confrontare il ruolo assegnato alle politiche e capire come è variato negli ultimi cinque anni è opportuno ragionare in termini di copertura percentuale dell'obiettivo totale.

La Tabella b mostra quanta quota parte dei Mtep obiettivo al 2030 è prevista essere realizzata nell'ambito dei principali strumenti di policy, operando un confronto tra quanto indicato nella versione originale del PNIEC e nel suo recente aggiornamento.

Si nota immediatamente come ci sia un aumento di ambizione nel pacchetto delle detrazioni fiscali, a cui viene assegnato un 13% in più di risparmi da realizzare, cui fanno da contraltare una contrazione del meccanismo dei certificati bianchi, del Fondo nazionale per l'efficienza energetica e delle misure nel campo dei trasporti.

Tabella b. Percentuale di copertura dell'obiettivo totale da parte delle singole politiche come previsto dal PNIEC 2019 e 2023

Misura	% copertura obiettivo PNIEC 2023	% copertura obiettivo PNIEC 2019	Var. 2023/2019 sul totale
Certificati bianchi	13%	21%	-8%
Detrazioni fiscali	44%	31%	+13%
Conto termico	6,5%	7%	-0,5%
Fondo nazionale per l'efficienza energetica	1%	7%	-6%
Transizione 4.0 (Ex Impresa 4.0)	9%	5%	+4%
Misure nei trasporti	11%	23%	-12%

Come detto, la tabella fa riferimento agli strumenti principali che sono previsti in entrambe le edizioni del Piano, mentre nell'ultimo scenario sono stati assegnati obiettivi di risparmio ad altre misure più recenti quali fondi PNRR, fondo Kyoto, ecobonus veicoli, etc. (cfr. Tabella a).

Valutazioni e proposte

Partendo dai dati sopra, proviamo a fare qualche considerazione sulla realistica degli obiettivi assegnati dal nuovo PNIEC alle politiche rispetto al loro stato attuale.

Alle detrazioni fiscali, strumento di riferimento per il settore degli edifici, spetta il raggiungimento di quasi la metà (44%) dell'obiettivo totale, percentuale incrementata soprattutto grazie alla spinta del Superbonus. Quest'ultimo ha da un lato garantito la rendicontazione di una grossa fetta di risparmi utili, ma ha involontariamente generato delle distorsioni nel mercato che necessitano di essere corrette. Per tale ragione è auspicabile una razionalizzazione dell'intero pacchetto delle detrazioni fiscali (considerando come base di partenza i numeri positivi dell'Ecobonus) che vada a premiare in misura maggiore quegli interventi più redditizi dal punto di vista del risparmio energetico generato e che abbia un occhio di riguardo per gli utenti in povertà energetica, tema quest'ultimo sul quale le nostre politiche sono molto indietro rispetto ad altri Stati membri dell'UE.

A proposito di edifici, è da tenere in conto la difficoltà di misurare i risparmi effettivamente generati in questo comparto dagli interventi di efficienza energetica; basti pensare che nell'Ecobonus i risparmi vengono stimati in base all'intervento realizzato e che nel Superbonus gli stessi vengono dimostrati mediante il salto di classe energetica nell'attestato di prestazione energetica. La conseguenza di quanto sopra è un possibile disaccoppiamento tra i risparmi dichiarati e quelli effettivamente generati desumibili da un'analisi del consumo energetico del settore civile/edifici a livello macro.

Per gli interventi negli edifici è a disposizione anche il Conto termico, che negli anni ha mantenuto stabile il suo apporto di risparmi generati. Un aggiornamento delle linee guida è tuttavia in previsione (le ultime risalgono al 2016), volto a stimolare in misura maggiore la partecipazione della pubblica amministrazione, altro settore da aggredire con questo e altri strumenti più recenti.

Colpisce invece il ridimensionamento in capo al Fondo nazionale per l'efficienza energetica, soprattutto in virtù del suo breve corso. Se nel PNIEC 2019, anno della sua entrata in esercizio effettiva, al Fondo era stato assegnato un 7% dell'obiettivo totale cumulato, oggi questa percentuale scende a un valore pressoché marginale. Frutto di una mancata partenza effettiva di questo strumento, che a fine 2021 cubava appena 10 ktep di risparmi (dati PNIEC) e che ha manifestato delle lacune sia da un punto di vista tecnico (su tutte l'impossibilità di ottenere almeno una parte di finanziamenti a fondo perduto) che informativo. Nonostante il PNIEC sembri non riporre fiducia nello strumento, si auspica che l'aggiornamento delle linee guida alle porte possa dare finalmente operatività al Fondo, posto che in un contesto come quello attuale di tassi di interesse alle stelle e di necessità di investimenti, avere la possibilità di usufruire di finanziamenti a tasso agevolato (dell'ordine dello 0,25%) può rivelarsi una preziosa opportunità.

Un capitolo finale lo merita il meccanismo dei certificati bianchi, per chiudere il cerchio rispetto agli aggiornamenti normativi forniti all'inizio di questo focus. Il PNIEC aggiornato riduce ulteriormente l'obiettivo assegnato allo schema, alla luce del suo stato di crisi, ma è indubbio che nel quadro attuale rimanga lo strumento di riferimento per il settore industriale. Tanto più che, a differenza delle detrazioni fiscali, i risparmi rendicontati nei certificati bianchi sono effettivi e integralmente misurati: questo se da un lato impone le complessità analizzate in precedenza, dall'altro permette di identificare la riduzione dei consumi nel settore industriale con i risparmi effettivi conseguiti (al netto ovviamente delle esternalità) in maniera più precisa di quanto si verifica nel settore civile.

È quindi opportuno procedere a una semplificazione di questo schema che permetta di renderlo di nuovo attraente e competitivo. In questo senso sono emerse delle proposte interessanti da un recente tavolo di lavoro coordinato da FIRE, a cui hanno partecipato altri importanti portatori di interesse. Il tema più delicato è appunto quello della misura, cui dovrebbe essere concessa una flessibilità che vada oltre quanto già introdotto, utilizzando sistemi di misura ex-ante semplificati, purché in linea con i criteri IPMVP, per progetti di dimensioni limitate. In assenza di misura, si potrebbe pensare di utilizzare come baseline per il calcolo dei risparmi la prestazione media effettivamente riscontrata in progetti analoghi presentati (o anche non presentati ma di cui il soggetto titolare o il soggetto proponente dispone di dati validi) piuttosto che la media di mercato la quale, come visto in precedenza, spesso finisce per tagliare fuori importanti sacche di risparmi. Infine, c'è il tema della cumulabilità dell'incentivo, i cui criteri è opportuno vengano chiariti in particolare rispetto a tutti gli strumenti di aiuto/incentivo derivanti dal PNRR.

Oltre alla semplificazione del meccanismo esistente, è attesa da tempo la pubblicazione del cosiddetto Decreto Aste, previsto dal D.M. 21 maggio 2021, che introdurrà un meccanismo ad asta integrativo allo schema esistente; in questo senso l'auspicio è che si vadano a intercettare quei progetti che sono attualmente tagliati fuori in quanto non riescono a trovare nei TEE la spinta incentivante necessaria al raggiungimento della redditività richiesta dagli imprenditori.

Le valutazioni espresse finora sono tra l'altro in linea con quanto contenuto nel Country Report 2023 recentemente rilasciato dalla IEA, con cui l'Agenzia ha tra le altre cose fornito un quadro dello stato dell'arte delle politiche per l'efficienza energetica in vigore nel

nostro Paese. Spicca in particolar modo l'invito a definire un regime stabile di sostegno per gli interventi di efficientamento degli edifici che sia sostenibile sul lungo periodo e i cui risultati siano monitorati. Nel campo dei trasporti, altro settore prioritario nonostante il PNIEC ne abbia ridotto il peso all'interno del paniere di politiche (cfr. Tabella 2), la IEA suggerisce in primo luogo di ridurre la domanda di energia, e prevedere mezzi di trasporto meno impattanti dal punto di vista energetico e ambientale. Raccomandazioni senz'altro condivisibili, in particolare sarebbe importante ridurre per quanto possibile l'utilizzo dell'automobile, favorendo car sharing e mezzi di trasporto pubblico, per poi coprire il fabbisogno con tecnologie green (discorso che vale in generale per la riduzione dei consumi di energia a monte dell'utilizzo di fonti rinnovabili). Quanto sopra presuppone un cambiamento comportamentale da parte dell'utente finale, tema cui il Country Report dedica l'ultima (ma non certo per importanza) raccomandazione. Gli obiettivi di decarbonizzazione non verranno infatti raggiunti senza un ruolo attivo da parte degli utenti, siano essi residenziali o imprese, che si affianchi agli interventi di carattere tecnologico.

Il quadro di target e di politiche in atto per centrarli è quindi articolato e in continuo sviluppo. I più o meno prossimi aggiornamenti normativi saranno decisivi per spingere la riduzione dei consumi in tutti i settori di riferimento e permettere negli anni il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica sui quali il PNIEC, così come con le dovute raccomandazioni anche la IEA, mostra ottimismo.

3. Decarbonizzazione

Emissioni CO₂ in forte contrazione (-9% in entrambi i trimestri)

- Secondo le stime ENEA le emissioni di CO₂ (N.B.: da fuel combustion) del sistema energetico nazionale si sono ridotte del 9% in entrambi i trimestri dell'anno (e dunque nel semestre).
- Il calo delle emissioni risulta maggiore di quello della domanda di energia primaria perché quest'ultimo si è concentrato sul gas naturale, cosicché il peso delle fonti fossili sul totale è sceso dal 78% di fine 2022 al 76% di metà (N.B.: media degli ultimi quattro trimestri, necessaria per la stagionalità del dato).
- Il calo della prima parte dell'anno segue la sostanziale stagnazione del 2022, frutto però di una dinamica molto accentuata (Figura 3-1): dal +8% tendenziale del I trimestre 2022 la crescita si è dimezzata in ciascuno dei due trimestri successivi e si è infine trasformata in una drastica contrazione nel IV trimestre, quando ai fattori già in atto (prezzi record dell'energia e frenata dell'economia e in particolare della produzione industriale) si è aggiunto il clima mite di inizio inverno.
- A metà anno le emissioni calcolate nell'anno scorrevole risultano tornate al di sotto dei 300 Mt, ancora ben superiori al minimo post-covid ma inferiori di circa il 7% 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 CO₂, 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.

Nei settori ETS forte calo in entrambi i trimestri, a doppia cifra nel semestre

- La riduzione delle emissioni nei primi sei mesi dell'anno, stimata pari a circa 14 milioni di tonnellate, è ascrivibile per circa 8 Mt (-13%) ai settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), dove va considerato che hanno operato fattori probabilmente non replicabili a oltranza: nel settore elettrico il calo della domanda, il cali del carbone e il maggiore ricorso alle importazioni; nell'industria la persistente contrazione dell'attività produttiva.
- A metà anno la traiettoria delle emissioni settoriali è tornata ad avvicinarsi al nuovo target 2030 (-61% rispetto al 2005), con un'inversione del trend del precedente biennio. Per raggiungere il nuovo obiettivo, stimabile approssimativamente in circa 80 Mt (N.B.: i target 2030 sono relativi alle emissioni di gas serra, il conseguente target in termini di CO₂ presenta un margine di flessibilità), resta comunque necessario seguire ritmi di riduzione sostenuti, pari a cali di quasi il 5% m.a.

Nei non-ETS calo delle emissioni concentrato nel I trimestre

- Come nel IV trimestre 2022 anche nel I trimestre 2023 al calo delle emissioni hanno contribuito anche i settori non-ETS (-5 Mt, -9%), nei quali nel II trimestre il calo è invece divenuto marginale (-1 Mt, -2%), a indicare che, al netto del calo dei consumi invernali di gas, nel settore civile non sembrano esserci in atto dinamiche virtuose.
- A metà 2023 le emissioni non-ETS calcolate sull'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) sono stimate in calo del 7% sui 12 mesi precedenti, ma il target 2030 stabilito nel Regolamento Effort Sharing del 2023 (-43,7% rispetto al 2005) richiede ora un taglio medio annuo di oltre il 4%.
- Nel I semestre 2023 è stimata in aumento la quota di FER sui consumi finali, principalmente grazie al calo di questi ultimi (il denominatore del rapporto). La quota è ora proiettata a fine anno oltre il massimo storico del 2020

(20,3%). ma la traiettoria verso il nuovo target del 40% al 2030 richiederebbe una crescita molto più marcata (Figura 3-4).

Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO₂ nell'anno scorrevole (somma ultimi 4 trimestri) e target 2030 (asse sx, Mt CO₂), variazione tendenziale delle emissioni (asse dx, %)

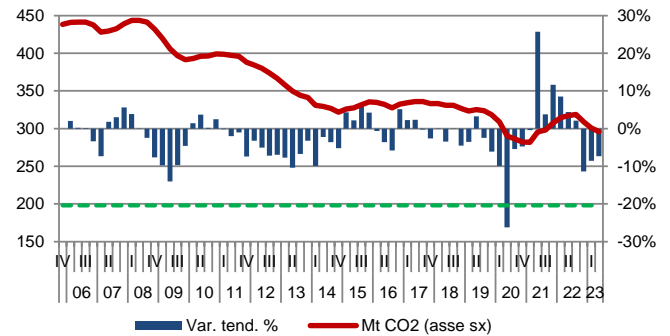


Figura 3-2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

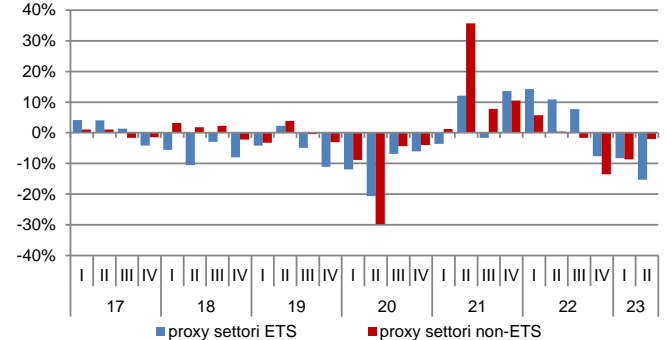


Figura 3-3 - Stima delle emissioni di CO₂ dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030

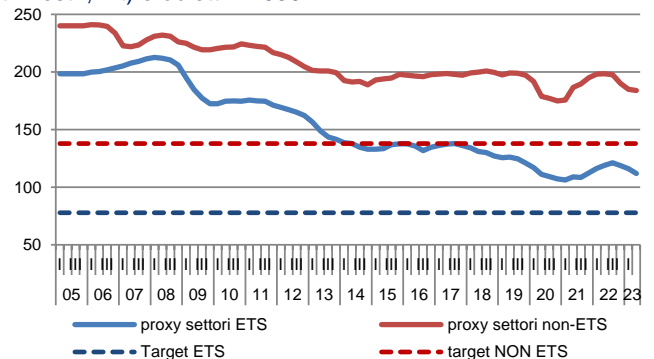
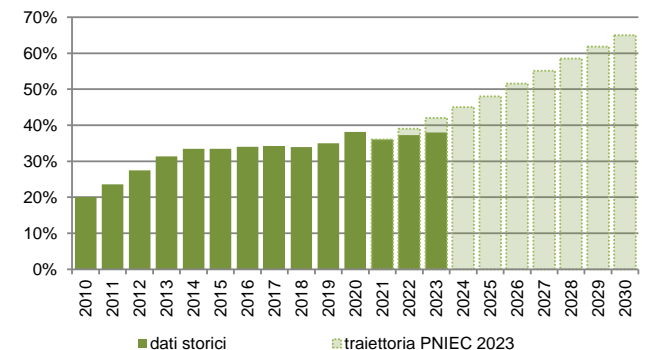


Figura 3-4 - Quota di FER sui consumi finali (%)



4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Mercato in eccesso di offerta nella prima metà 2023 ma atteso in eccesso di domanda nella seconda metà dell'anno

- Dopo i massimi di metà 2022 (127 \$/bl la media del Brent nella settimana 10-17 giugno, non lontano dal massimo storico) il prezzo del greggio si è poi ridimensionato, stabilizzandosi tra gli 80 e i 90 \$/bl (il Brent). Nei primi sei mesi del 2023 il Brent ha continuato a oscillare all'interno di una banda abbastanza contenuta, tra i 75\$/bl e gli 85 \$/bl (80 \$/bl la media semestrale, -15% sul semestre precedente) con spinte ribassiste leggermente prevalenti.
- Lato domanda, pressioni rialziste sono venute dalle stime di aumento dalla domanda petrolifera globale dell'ordine di 2 mil. bl/g nel 2023 (pressoché tutti in Asia), fino al record di 102 mil. bbl/g, mentre pressioni ribassiste sono venute dai timori per l'evoluzione delle economie globali.
- Lato offerta, le tensioni geopolitiche globali hanno portato pressioni al rialzo, mentre pressioni al ribasso sono venute dalle costanti revisioni al rialzo della produzione dei Paesi sottoposti a sanzioni, Russia in primis, nel 2022 salita al di sopra del livello 2021. Infine pressioni rialziste sono venute dalla politica restrittiva OPEC+, che da maggio ha tagliato ancora la produzione (1,15 mil. bbl/g) dopo i 2 mil. bbl/g di novembre e la riduzione volontaria della produzione russa in risposta alle sanzioni (oltre 3,5 Mbl/g in tutto).
- In sintesi, nella prima metà dell'anno il mercato globale è rimasto in una situazione di eccesso di offerta, ma quasi azzerato nel II trimestre e atteso trasformarsi in eccesso di domanda a partire dal III trimestre, con la conseguente attesa di un trend rialzista.
- In termini di distribuzione dell'offerta globale, la politica OPEC+ dovrebbe portare a una nuova contrazione della quota OPEC, stimata esattamente a 1/3 del totale, oltre un punto percentuale in meno rispetto al 2022-

Greggio russo in Italia più che raddoppiato nel 2022, ma azzerato a dicembre

- Gli embarghi sul greggio e sui prodotti raffinati russi, tra dicembre e febbraio, e l'imposizione del price cap sul greggio russo da parte di paesi G7, che hanno avuto un effetto modesto sulla produzione russa, più rilevante sul prezzo delle esportazioni russe (che però sono infine tornate al di sopra dei cap di 60 \$/bl), hanno comunque avuto un impatto notevole sulla composizione dei flussi globali di petrolio. Per un verso, la Russia deve riorientare il proprio greggio verso est, mentre potrebbero aumentare i flussi verso ovest del greggio africano e medio-orientale.
- In questo scenario la distribuzione dei fornitori di greggio italiano è in effetti cambiata notevolmente già all'inizio del 2023. Nel I trimestre dell'anno (N.B.: i dati del II trimestre sono ancora parziali), perché i volumi di petrolio provenienti dalla Russia si sono totalmente azzerati (dalle 1,8 Mt del I trimestre 2022), mentre hanno invece registrato aumenti significativi i greggi provenienti da Africa (+1 Mt, +70%), Medio Oriente (+0,8 Mt, +40%), Arabia Saudita (+0,8 Mt, +140%), Nord Europa (+0,5 Mt, +240%) e America (0,8 Mt).
- L'Asia centrale resta il primo fornitore di greggio in Italia (25% del totale), seguito dal greggio medio-orientale e africano (al 18% circa), poi da quello libico (in clao) e quello americano, la cui incidenza (al 12%) è al massimo storico. Infine l'Arabia Saudita ha raddoppiato la propria quota rispetto a un anno prima, avvicinandosi al 10%.

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

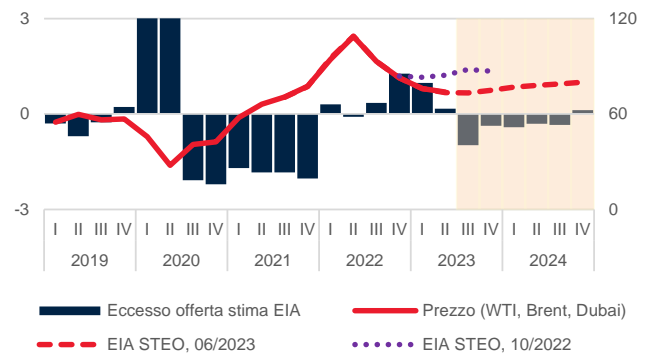


Figura 4-2 – Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale, asse sx) ed eccesso offerta (Mbl/g, asse dx) – dati storici e proiezioni su dati IEA e EIA-DOE

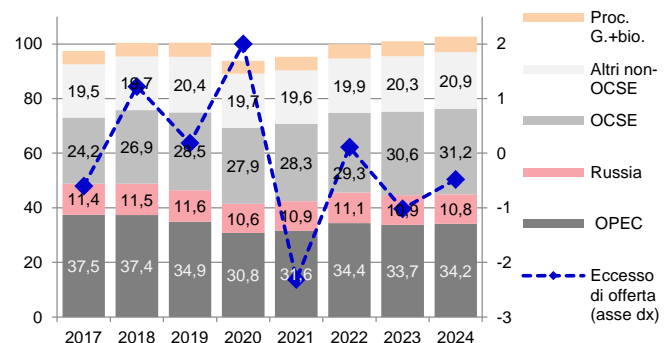
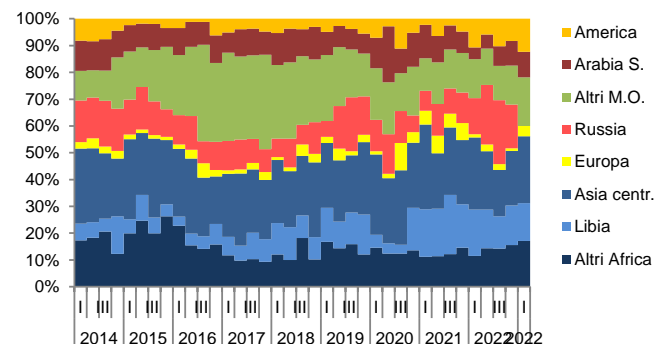


Figura 4-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Crack spread dei prodotti sempre su livelli record, in leggero calo il diesel, in nuovo rialzo la benzina

- Il cambio di scenario sul mercato del greggio ha avuto un impatto enorme sui mercati dei prodotti raffinati e quindi sulla loro marginalità. Lo sconvolgimento del mercato provocato dal conflitto in Ucraina ha portato nel 2022 a un rally senza precedenti, a causa di una crescente carenza di distillati medi per il venir meno della fonte di offerta (la Russia) che ha tradizionalmente compensato la carenza produttiva europea (fino al 35% del gasolio importato in Europa era di origine russa). A questo si è aggiunta la difficoltà di molte raffinerie europee a sostituire i greggi sour Urals.
- Il crack spread sul gasolio, dal II trimestre dello scorso su livelli record di oltre 40 \$/bl, sostenuto dalla domanda robusta e dall'offerta carente e poi dall'embargo europeo sui prodotti raffinati russi, nei primi tre mesi del 2023 si è leggermente ridimensionato (a 31 \$/bl, +60% sul I trimestre 2023), restando comunque su valori storicamente elevatissimi. Dietro al trend vi è anche in questo caso la riorganizzazione dei flussi globali di greggio e prodotti, con l'aumento delle esportazioni dei (convenienti) raffinati russi verso i paesi non aderenti all'embargo, che a loro volta hanno aumentato le loro esportazioni dei loro raffinati. Si è inoltre contratta la domanda di gasolio nella termoelettrica in sostituzione del gas naturale a seguito del calo del prezzo di quest'ultimo.
- Dinamica simile a quella del diesel ha seguito il crack del jet fuel, sostenuto dagli stessi driver del margine del diesel, e insieme ad essi dal consolidamento della ripresa del traffico aereo. Nel I trimestre 2023 si è leggermente ridimensionato rispetto ai massimi di fine 2022.
- Il crack della benzina, che nel 2022 ha registrato un balzo simile a quello dei distillati medi nel periodo immediatamente successivo all'inizio del conflitto in Ucraina, subito però poi una decisa flessione, nel I trimestre 2023 è risalito a +19 \$/bbl (+100% sul I trimestre 2022), grazie ai consumi costantemente elevati in Europa e Nord America. Lato offerta, in Europa hanno avuto un ruolo anche le fermate per sciopero nelle raffinerie francesi.

Netto ridimensionamento dei margini di raffinazione

- Nonostante l'aumento dei prezzi del greggio, per l'intero 2022 i margini di raffinazione di tutte le aree hanno beneficiato dei rialzi record della marginalità dei prodotti e dell'allargamento del differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet. Nella prima metà del 2023 in tutte le aree i margini hanno invece subito un deciso ridimensionamento, restando su livelli ancora storicamente elevati nel I trimestre, ma tornando sulle medie di lungo periodo nel II trimestre (con l'eccezione del Nord America).
- Tre le ragioni del trend ribassista si possono citare il rallentamento dei consumi e l'aumento dell'offerta di prodotti raffinati proveniente dai Paesi che non hanno aderito alle sanzioni, in particolare Cina, India, Medio Oriente e Turchia.
- Sia nel caso del margine dichiarato da ENI sia nel caso del margine effettivamente realizzato da Saras, i rispettivi valori 2023 (disponibili fino I trimestre) risultano solo in leggera contrazione rispetto all'ultimo trimestre 2022.

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

- I primi cinque mesi del 2023 hanno visto una netta diminuzione delle esportazioni nette italiane di prodotti petroliferi (-1,5 Mt rispetto al I semestre 2022). Il dato dell'anno scorrevole (ultimi dodici mesi) colloca le esportazioni nette italiane a meno di 10 Mt, di poco superiore ai minimi storici del 2020.

- A spiegare il calo soprattutto la forte contrazione delle esportazioni di benzina, gasolio e olio combustibile, solo in piccola parte compensate dalle minori importazioni di nafta, in calo in coerenza con la debolezza della petrolchimica.

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

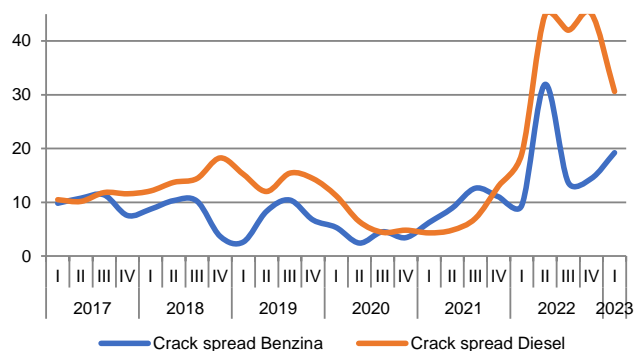


Figura 4-5 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)

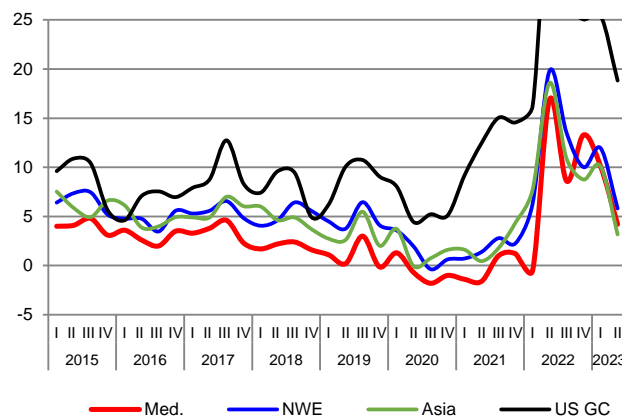
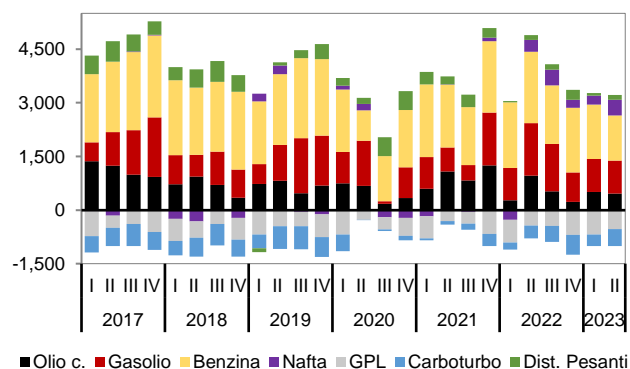


Figura 4-6 - Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)



4.2. Sistema del gas naturale

Drastico ridimensionamento dei prezzi del gas in Europa, nel I semestre sui valori medi del 2021

- Nel I semestre i prezzi del gas sui principali mercati hanno subito un drastico ridimensionamento (-70% il TTF rispetto al II semestre 2022), che fa seguito al dimezzamento già registrato nel IV trimestre 2022 rispetto al record di quasi 200 €/MWh del III trimestre 2022 (Figura 4-7).
- Il prezzo medio al TTF è stato di 54 €/MWh nel I trimestre (-50% sul trimestre precedente), di 35 €/MWh nel II, per un valore medio semestrale di 44,7 €/MWh (a fronte dei 99 €/MWh del I semestre 2022), valore simile alla media del 2021 ma ancora doppio rispetto alla media di lungo periodo.
- Nel corso del semestre è tornato su valori molto contenuti lo spread tra mercato europeo e mercato asiatico, che per gran parte del 2022 si era collocato su valori record (fino a oltre 50 €/MWh), necessari per attirare il GNL in Europa e compensare il calo dell'import via gasdotto. Negli ultimi due mesi, maggio e giugno, il gas in Asia è perfino tornato ad essere quotato a premio rispetto a quello europeo, possibile segnale di un cambiamento nell'equilibrio del mercato.

Fattori dal lato della domanda e dell'offerta: clima e GNL

- Elemento determinante per il repentino ridimensionamento dei prezzi è stato il crescente sentiment del mercato che la crisi dei prezzi non sarebbe sfociata in una crisi di quantità, per due fattori che hanno continuato ad operare anche nel I semestre 2023. Dal lato della domanda, le misure di contenimento dei consumi, i prezzi record, e infine soprattutto l'inverno mite, hanno determinato una netta contrazione dei consumi. Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas sono stati inferiori di circa il 18% rispetto alla media 2017-2022, dunque oltre il target del -15% fissato nel Regolamento UE 2022/1369 (esteso poi ad aprile 2024 con il Regolamento UE 2023/706).
- La domanda di gas dell'UE è rimasta contenuta anche ad aprile e maggio, ma con uno scostamento più ridotto dalla media quinquennale (-13%, dunque inferiore al target). Rispetto al 2022, nei primi cinque mesi del 2023 il calo della domanda UE è stato di 21 mld m³ (-11%), dei quali circa 16 mld m³ nel civile e nell'industria, circa 4,5 mld m³ nella termoelettrica.
- Lato offerta, le importazioni di GNL, nel 2022 salite in Europa al massimo storico di 160 mld di m³ - anche grazie alla debole "concorrenza" della domanda asiatica - nei primi cinque mesi del 2023 si sono mantenute su valori ancora superiori (+10% in media, Figura 4-9).
- Gli stoccaggi, elevati e superiori alle medie storiche già a inizio inverno - oltre la soglia del 90% di riempimento - sono rimasti tali grazie alla debole domanda, e a inizio luglio hanno già raggiunto l'80% (Figura 4-10).

Resta elevato il rischio di penuria di gas nell'UE

- L'equilibrio del mercato globale del gas resta fragile e legato alla dinamica dei fattori che hanno ridimensionato i prezzi nell'inverno appena trascorso. Dal lato dell'offerta, anche nell'ipotesi ottimistica che i flussi di gas russo verso l'Europa non si azzerino, su base annua questo implicherebbe un calo di almeno 30 mld m³ rispetto al 2022, che non potrebbe essere rimpiazzato dalla crescita attesa della capacità di liquefazione mondiale (la nuova ondata di capacità è attesa solo nel 2025). Nel 2023 sono inoltre tornate a crescere le importazioni di gas della Cina (+5% nei primi cinque mesi; Figura 4-11). Lato domanda, secondo la relazione a supporto del Regolamento UE 2023/706, in caso mancata continuazione della riduzione dei consumi, il rischio di una penuria di gas nell'Unione nel prossimo inverno 2023-2024 resterebbe elevato, perché a

fine ottobre 2023 il volume stoccato risulterebbe molto inferiore al target del 90% (20 mld m³ in meno) esaurendosi completamente a fine inverno.

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

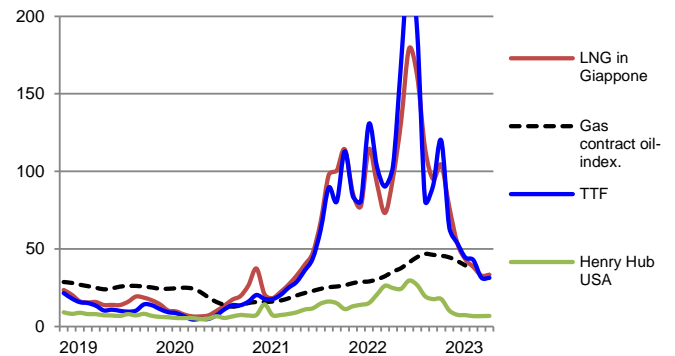


Figura 4-8 – Domanda mensile di gas nell'UE27 – ultimi tre anni e range 2017-2021 (mld m3)

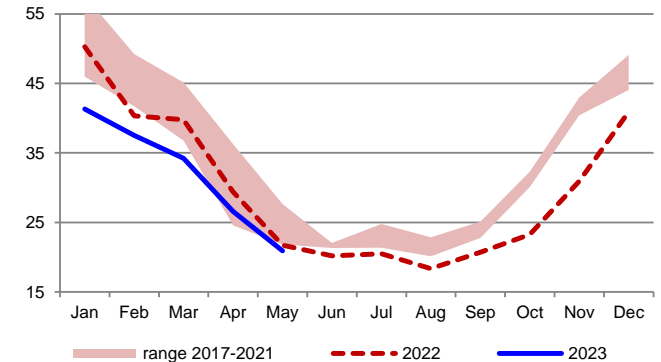


Figura 4-9 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

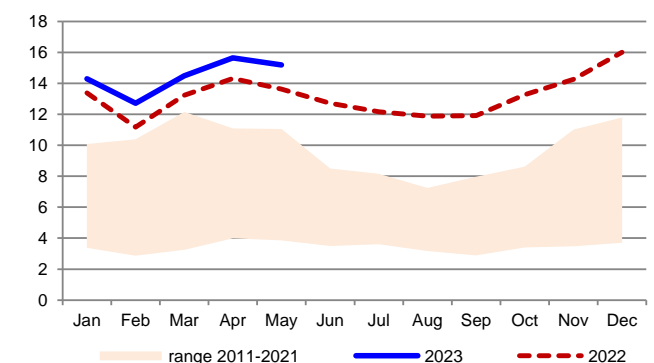
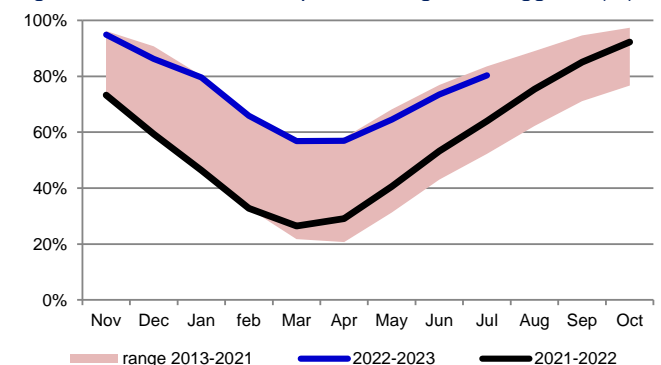


Figura 4-10 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



In Italia calo consumi gas in linea con il target UE tra agosto 2022 e marzo 2023 (-18%), non da aprile a giugno (-10%)

- Anche in Italia la domanda di gas naturale ha continuato a contrarsi anche nel 2023 (Figura 4-12). Nel semestre la domanda è ammontata a 33,2 mld m³, 6 mld m³ in meno del 2022 (-15%), ma il calo si è concentrato nel I trimestre (quasi 5 mld m³ in meno, pari al -18%).
- Nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi di gas sono stati inferiori di circa 10 mld di m³, anche in Italia il 18% in meno della media 2017-2022, dunque oltre il target del -15%. Da aprile a giugno lo scostamento rispetto alla media quinquennale è stato però più ridotto, pari a circa il 10%, e dunque inferiore al target.
- Nel I semestre la maggiore contrazione dei consumi di gas si è registrata nella generazione elettrica (-2,9 mld m³, -23% rispetto al I semestre 2022), già in calo tendenziale del 21% nel IV trimestre 2022 con l'effetto delle misure di massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas (carbone e olio combustibile, con risparmio atteso da agosto a marzo pari a circa 1,8 mld m³). In particolare, nel I trimestre si è accentuato lo scostamento negativo dei consumi della termoelettrica dalla media 2010-2021 (Figura 4-13). A contribuire al calo anche la riduzione domanda di elettricità, la ripresa dell'idroelettrico e l'aumento dell'import di elettricità.
- Nel semestre i consumi delle reti di distribuzione (settore civile e piccole imprese) si sono ridotti di circa 2,7 mld m³ (-15%), in particolare a gennaio e marzo (in entrambi i mesi oltre 1 mld di m³ in meno), non a casi i due mesi nei quali più si sono ridotti i gradi giorno riscaldamento (v. par. 2.1). Il clima estremamente mite (i gradi giorni sono stati inferiori dell'11% rispetto alla media 2017-22) rende arduo stimare il contributo che ha avuto nella riduzione dei consumi il Piano nazionale di contenimento del MiTE, basato sulle analisi ENEA, che sia da un insieme di misure relative al riscaldamento invernale sia da misure comportamentali stimava possibili risparmi pari a 3,2 mld m³ nel periodo 1 agosto-31 marzo (rispetto alla media 2017-22). Per confronto, nel periodo agosto 2022-marzo 2023 i consumi delle reti di distribuzione sono stati inferiori di 5,5 mld m³ rispetto alla media 2017-2022.
- Nonostante il calo dei prezzi dell'energia resta rimarchevole il calo dei consumi industriali, che dopo il -15% del 2022 sono scesi di un ulteriore 11% nei primi sei mesi del 2023 (-12% nel I trimestre, -9% nel II), evidentemente in coerenza con la persistente debolezza della produzione industriale, dei settori più energivori in particolare. Dalla metà del 2022 lo scostamento negativo della domanda industriale mensile dalla media di lungo periodo è divenuto notevolissimo. Negli ultimi 12 mesi (luglio 2022-giugno 2023) i consumi di gas del settore sono stati inferiori di ben 2 mld m³ rispetto ai consumi dell'anno 2020 (Figura 4-13).

Gas russo (-75% nel semestre) ultima fonte di italiana

- Nel I semestre dell'anno le importazioni italiane di gas sono ammontate a quasi 32 mld m³, 4,2 mld m³ in meno del 2022 (-11%; Figura 4-14), un calo inferiore a quello dei consumi perché è diminuita ancora la produzione nazionale (-7%).
- E' continuato il processo di radicale trasformazione della geografia degli approvvigionamenti italiani. Gli approvvigionamenti dalla Russia sono stati pari nel semestre a circa 2 mld di m³, il 75% in meno rispetto al I semestre 2022, e nel II trimestre la quota del gas russo sul totale delle importazioni si è ridotta al 4%, relegando la Russia ad ultima fonte di approvvigionamento italiana (nel 2021 era stata pari al 40%, nel 2022 al 19,4%).
- Il confronto con le medie di lungo periodo evidenzia come le immissioni medie giornaliere dalla Russia siano crollate a 10 mln m³, 1/3 della media 2022, l'85% in meno della media decennale, e il loro ruolo è stato rimpiazzato da

quelle dall'Algeria, salite a 63 mln m³/g, una volta e mezza la media decennale, e dal GNL, salito a 44 mln m³/g, ormai quasi il doppio della media decennale.

Figura 4-11 – Import di gas in Cina (var. tend. trim., mln m³)

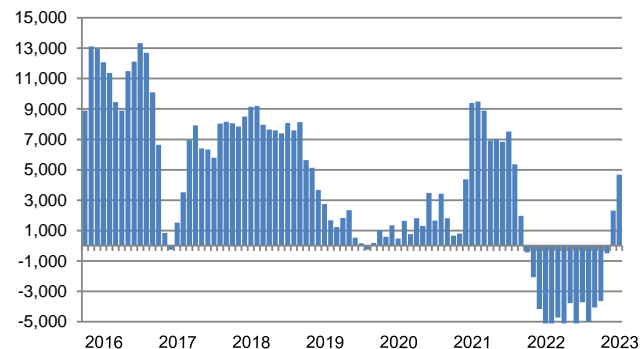


Figura 4-12 - Domanda trimestrale di gas in Italia (mln Sm3)

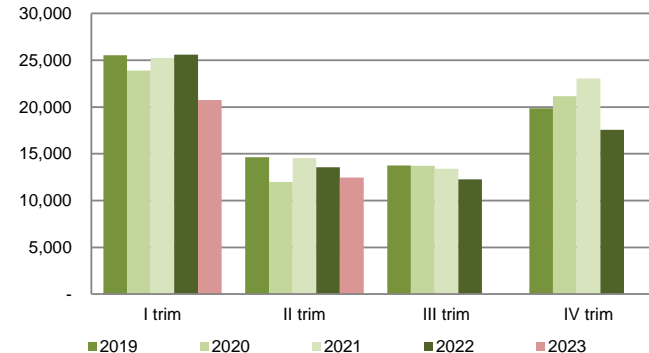


Figura 4-13 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media 2010-2021 (mld m³)

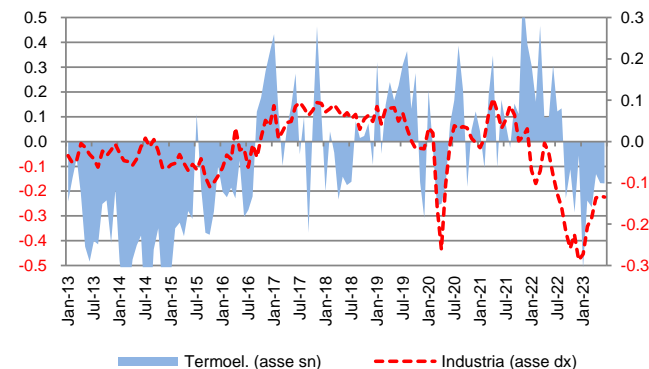
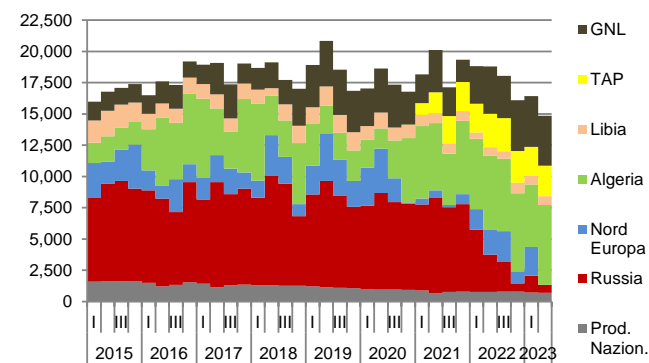


Figura 4-14 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (mln m³)



Gas algerino stabile sul 2022, prima fonte italiana (36% del totale, GNL ancora in aumento, copre 1/4 dell'import totale

- Nei primi sei mesi dell'anno le importazioni di gas algerino sono rimaste sui livelli di un anno prima, aumentando però la loro quota sul totale al 36%, mentre hanno continuato ad aumentare quelle di GNL (+19%), che rappresentano ormai 1/4 delle importazioni totali italiane.
- Nel semestre altri forti incrementi percentuali hanno riguardato il gas del Nord Europa (+17%, +0,6 mld m³) e il gas libico (+16%, quasi +0,2 mld m³), che resta comunque sui minimi di lungo periodo.

Il calo della domanda fattore chiave sia per l'inverno 2022/23 sia per quello 2023/24

- L'insieme dei punti di ingresso diversi da Tarvisio ha fornito nel semestre circa 1,7 mld m³ in più rispetto allo stesso periodo 2022, a fronte di un calo degli ingressi a Tarvisio pari a 6 mld m³. E' chiaro che, come già visto per l'UE nel suo complesso, tanto nell'inverno scorso quanto nel prossimo l'elemento chiave per minimizzare il rischio di penuria di gas in Italia è stato e resta la persistente contrazione della domanda. Sia la domanda complessiva sia la punta di domanda giornaliera: nell'ultimo inverno quest'ultima è stata pari a 333 milioni di m³ (registrati il 9 febbraio), quasi 1/5 in meno della soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m³.
- Di nuovo come per l'insieme dell'UE, altra variabile importante sarà la disponibilità di stoccaggi all'inizio dell'inverno. Da questo punto di vista il tasso di riempimento degli stoccaggi italiani è rimasto ampiamente al di sopra delle medie di lungo periodo per tutto il primo semestre, chiudendo la stagione delle erogazioni al 59%. E sebbene le immissioni dei mesi successivi siano rimaste al di sotto di quelle degli ultimi anni (anche per il migliore punto di partenza), anche in Italia nella prima metà di luglio il livello di riempimento degli stoccaggi ha superato l'80%.

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 m³)

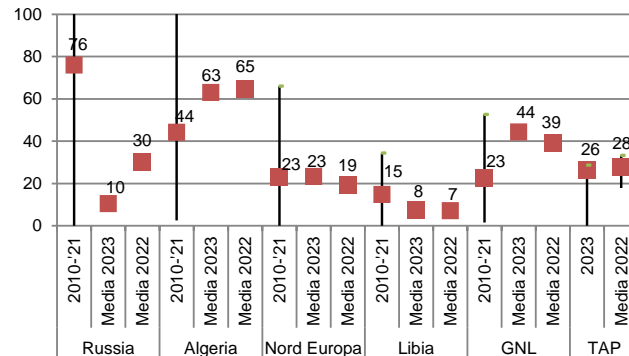
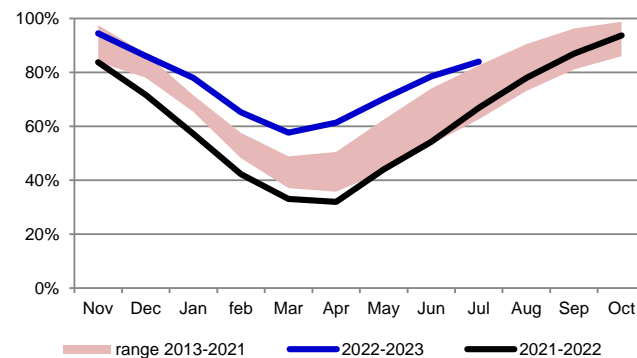


Figura 4-16 – Tasso di riempimento stoccaggi italiani (%)



4.3. Sistema elettrico

Prosegue il calo della richiesta di energia elettrica (-5,3% nel semestre)

- Nei primi sei mesi del 2023 la richiesta di energia elettrica totale è stata pari a 150,5 TWh, 8,5 TWh in meno rispetto allo stesso periodo del 2022 (5,3%), con una flessione maggiore nel II trimestre (-7%), quarta variazione trimestrale su base tendenziale. A gennaio e febbraio la domanda elettrica si è collocata sui minimi mensili di lungo periodo, è poi risultata maggiore di questi nei tre mesi successivi e per riavvicinarsi infine ai minimi a giugno. In tutti e tre gli ultimi mesi del 2022 la domanda si era collocata al di sotto dei minimi di lungo periodo (Figura 4-17).

Punta di domanda in potenza sui livelli 2022, più vicina alle medie di lungo periodo

- La punta di domanda in potenza ha seguito nel semestre una curva simile a quella seguita nel 2022, con un picco di 53,3 GW (il 10 febbraio alle ore 9), rimanendo sempre al di sopra delle medie di lungo periodo, mentre nell'ultimo trimestre 2023 era rimasta costantemente al di sotto dei minimi di lungo periodo (Figura 4-18). La punta è rimasta però su valori decisamente contenuti, molto al di sotto dei massimi di lungo periodo, a maggio e giugno, un dato con immediate implicazioni positive per l'adeguatezza del sistema (vedi oltre).

Drastico calo della termoelettrica, nuovi massimi storici per l'incidenza delle FRNP sulla richiesta (al 19,5% nel II trimestre)

- Lato generazione, la prima metà del 2023 ha visto un netto calo della produzione termoelettrica (oltre 15 TWh in meno del I semestre 2022, -17%), a fronte di una flessione di 13 TWh della produzione nazionale (-10%). Ne è derivato un drastico ridimensionamento dell'incidenza della generazione termoelettrica sulla richiesta. In media semestrale questa è scesa al 53%, ancora al di sopra del minimo storico del 2014 (anno record della produzione idroelettrica), ma nel II trimestre di quest'anno la quota della termoelettrica ha fissato un nuovo minimo storico, al 47,3%.
- Lo spazio lasciato dalla termoelettrica è stato occupato in parte dalle importazioni nette, cresciute di quasi 5 TWh (+22%), in parte dalle rinnovabili (+2 TWh, +4%), grazie alla ripresa della produzione idroelettrica (+18% sul I semestre 2022, ma comunque ancora su livelli storicamente molto bassi) e al lieve aumento di quella da fonti non programmabili (FRNP), +1,2% nel complesso (+4,3% il fotovoltaico, -2,6% l'eolico).
- Nonostante questa modesta crescita, grazie al calo della domanda la quota di produzione delle FRNP sulla richiesta totale ha raggiunto in entrambi i trimestri dell'anno nuovi massimi storici: 15,7% nel I trimestre, 19,5% nel II.

Sui massimi storici la copertura della domanda oraria da FRNP

- 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. il 10 aprile (lunedì di Pasqua) le FRNP avrebbero superato ampiamente l'80% della domanda, mentre la quota dell'insieme delle fonti rinnovabili si è avvicinata al 90%.
- Anche più significativo è il dato relativo alla soglia che individua l'1% delle ore di massima penetrazione delle FRNP: nell'1% delle ore del II trimestre le FRNP hanno coperto almeno il 67% della domanda, in netto progresso rispetto al precedente massimo del II trimestre 2022 (63%).

Figura 4-17 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

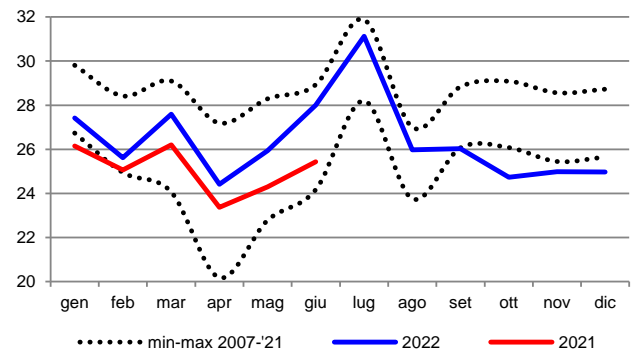


Figura 4-18 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

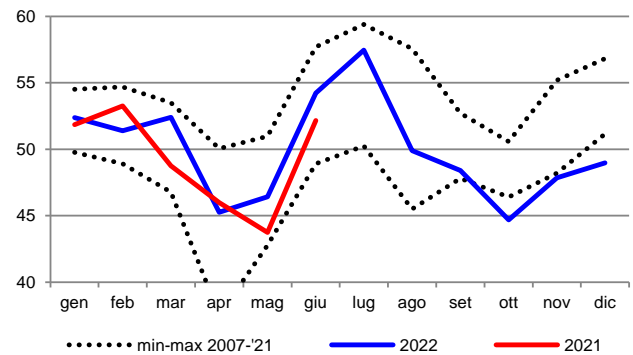


Figura 4-19 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

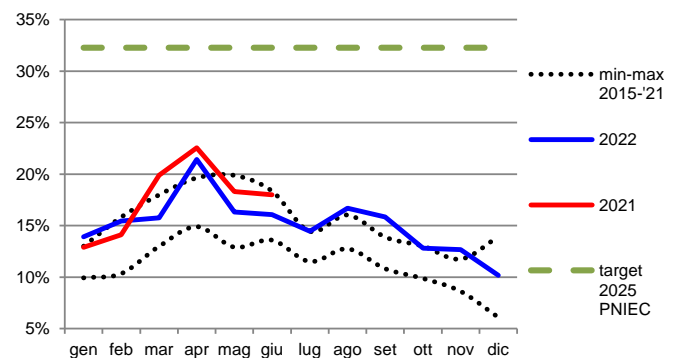
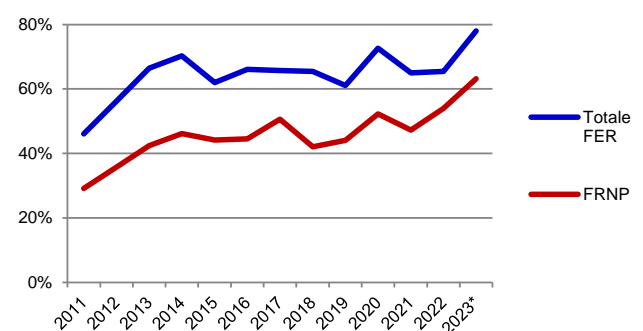


Figura 4-20 – Massima quota oraria produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile



Il profilo orario della domanda residua si riavvicina a quello del 2020

- I valori estremi di penetrazione delle fonti intermittenti richiedono a Terna attenzione nella gestione del sistema nelle ore in cui la domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da fonti intermittenti) scende su livelli molto bassi, con il rischio (evidenziato più volte da ENTSO-E) di carenza di capacità di downward regulation, fino alla necessità di misure come il taglio della generazione inflessibile. Il 10 aprile, giorno di massima penetrazione delle FRNP, la domanda residua è scesa su nuovi minimi storici, perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020 (con parallelo crollo repentino del PUN, da 120 €/MWh fino a 10; Figura 4-21). Per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili le importazioni nette, pari a circa 5 GW a inizio giornata e a oltre 6 GW dalle ore 20, sono divenute (marginali) esportazioni nette a metà giornata, mentre salivano fino a quasi 4 GW gli assorbimenti dei pompaggi.
- Con i nuovi record di penetrazione della produzione intermittente nella prima metà dell'anno è continuato il processo di trasformazione della curva del carico residuo, con l'accentuazione della distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale (rampa di presa di carico serale), in particolare nelle giornate caratterizzate da bassa domanda ed elevata produzione da FRNP, tipicamente i giorni festivi, quando la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve" (Figura 4-22). Nel II trimestre 2023 la curva della domanda residua oraria dei giorni festivi si è caratterizzata per un profilo decisamente più ripido rispetto all'anno precedente, e molto più simile al 2020: il valore minimo medio della domanda residua da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è sceso infatti ben al di sotto dei 15 GW, mentre i massimi serali medi hanno superato i 25 GW, per cui la risalita pomeridiana media della domanda residua ha raggiunto i 14 GW, un valore anche leggermente superiore a quello stimato per il 2020.

Margini di capacità in netto miglioramento con il calo della domanda

- Il calo della domanda di elettricità a partire dalla metà del 2022 ha avuto un effetto positivo sull'adeguatezza del sistema elettrico. Nel I trimestre dell'anno, gennaio in particolare, la minore punta di domanda ha infatti lasciato il margine di capacità orario su valori ben maggiori rispetto a un anno prima: nel 99° delle ore del trimestre (99° percentile) il minimo margine di capacità "effettivo", cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) è stimato a quasi 6 GW, oltre il 10% della domanda registrata in quell'ora, laddove il margine stimato per il I trimestre 2022 era inferiore al 5% della domanda.
- Come costantemente registrato negli ultimi anni, molte delle ore nelle quali si sono registrati i valori più bassi del margine di adeguatezza sono state caratterizzate da un valore medio delle importazioni inferiore alla media.
- Per il breve-medio periodo restano valide le valutazioni di ENT&SO-E contenute ancora nell'ultimo Summer Outlook, secondo cui potenziali criticità si possono verificare in due situazioni: per un verso, il rischio di margini molto ridotti in caso di domanda elevata, per le ridotte importazioni, la scarsità di generazione idroelettrica, l'indisponibilità non prevista di capacità di generazione maggiore della norma; per un altro verso, la carenza di risorse per la downward regulation in giorni di bassa domanda ed elevata generazione da risorse inflessibili. Relativamente ai rischi di downward regulation, secondo ENTSO-E le settimane potenzialmente peggiori saranno quelle centrali di August e quelle di inizio e fine estate.

Figura 4-21 – Domanda, domanda residua, produzione (GW, asse sx) e PUN (€/MWh, asse dx) nelle 24 ore del 10 aprile 2023

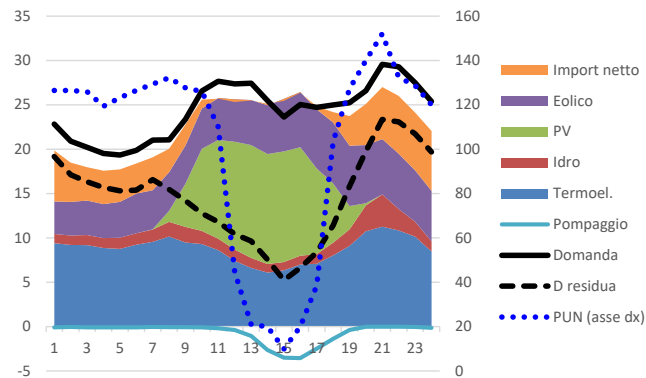


Figura 4-22 –Curva oraria della domanda residua nei giorni festivi – Il trimestre

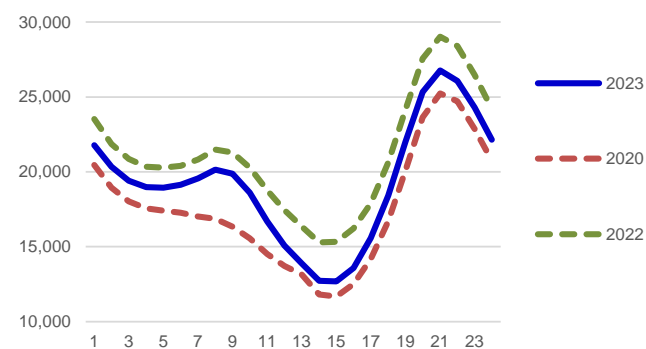
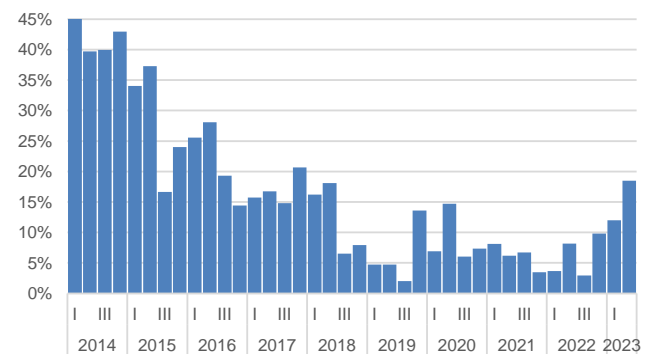


Figura 4-23 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 99° percentile)



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

5. Prezzi dell'energia

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel primo trimestre del 2023 continua il trend in atto a partire dalla fine dell'anno precedente. I prezzi per le utenze industriali mostrano una diminuzione di quasi un quinto su base congiunturale, e tra il 13% e il 15% su base tendenziale.

A partire dal mese di ottobre del 2022 il PUN, pur rimanendo a livelli elevati, sembra invertire la tendenza alla crescita (figura 5.3). Come descrive il comunicato ARERA (29 dicembre 2022), il livello degli stoccaggi europei del gas si colloca ad un valore di sicurezza, e anche le quotazioni a termine suggeriscono previsioni al rallentamento della crescita dei prezzi, almeno nel breve termine. Ad inizio del 2023 continua la diminuzione del PUN rispetto ai trimestri precedenti. Nell'intervallo dei primi due mesi dell'anno il valore medio del PUN si attesta intorno a 168 € per MWh, contro 244 e 472 circa dei trimestri quarto e terzo del 2022, confermando le note relativamente ottimistiche maturate in precedenza. L'effetto si trasferisce sui prezzi per le utenze non domestiche in una misura che rispetto al quarto trimestre 2022 si può stimare intorno al 18%-19% (Figura 5-1). Rispetto al dato del primo trimestre 2022 il livello dei prezzi stimato è comunque in crescita, intorno al 13%-15%. Diversificazione delle importazioni, sostituzione del gas proveniente dalla Russia con GNL, temperature relativamente miti e riduzione della domanda industriale di gas sono i diversi fattori che hanno inciso sulla riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in questa prima parte dell'anno, e di conseguenza anche sul prezzo praticato agli utenti non domestici. Su base trimestrale, la variazione della componente "prezzo energia" è quindi rilevante (-28%, Figura 5-2). In leggero aumento è la componente del "prezzo di dispacciamento", per lo più in via di adeguamento alla dinamica inflattiva (+15%, Figura 5-3). L'azzeramento degli oneri di sistema contribuisce alla diminuzione del prezzo per le utenze non domestiche. Dal lato del PUN, la riduzione ulteriore nel secondo trimestre lascia intendere la persistenza del trend di riduzione (Figura 5-3).

Fine del servizio di tutela per le piccole imprese, le microimprese e per la generalità dei clienti non domestici. La rilevazione a metà anno dei prezzi sul mercato libero dal portale offerte curata da Arera segnala un livello di prezzo relativamente contenuto.

Giunti a metà dell'anno in corso, dalla rilevazione eseguita nel mese di luglio sulle offerte al pubblico raccolte e rese disponibili sul portale Arera (<https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>), alla categoria cliente "altri usi", è possibile ricavare l'idea di una sostanziale stabilizzazione dei prezzi per le piccole imprese, le microimprese e per la generalità dei clienti non domestici. Nell'ipotesi di un utente con consumo annuo pari a 30.000 KWh ed una potenza impegnata pari a 15 KW l'offerta più conveniente si attesta intorno a 47 centesimi di euro per KWh, mentre per una microimpresa con un consumo di 10.000 KWh all'anno ed una potenza di 6 KW il valore si attesta intorno ai 17 centesimi per KWh (Figura 5-4). Notevole sembrerebbe inoltre la variabilità di prezzo nelle offerte al pubblico. Nelle diverse ipotesi di consumo e potenza impegnata tra la prima e la seconda offerta si registra con una certa regolarità un differenziale di prezzo intorno al 10%. Se si considera solo la voce "materia energia", che è quella che in larghissima parte costituisce l'elemento di libera determinazione delle imprese proponenti, il gap tra la prime due offerte si colloca tra il 16% e il 18%. Riguardo l'offerta al pubblico più vantaggiosa, l'incidenza della voce "materia prima energia", in corrispondenza di un'utenza relativa ad un consumo annuo

pari a 20.000 KWh e ad una potenza impegnata pari a 15 KW, risulta pari al 52%.

Figura 5-1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

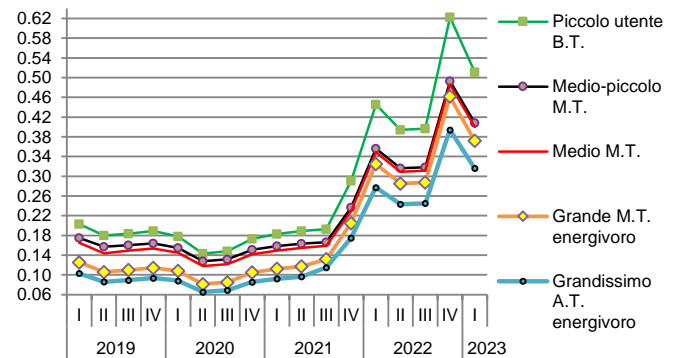


Figura 5-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

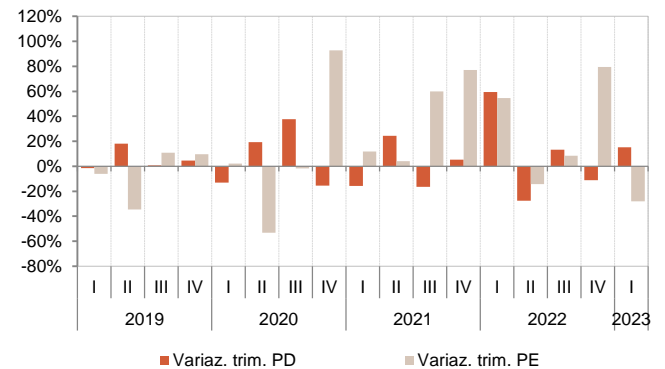


Figura 5-3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN.

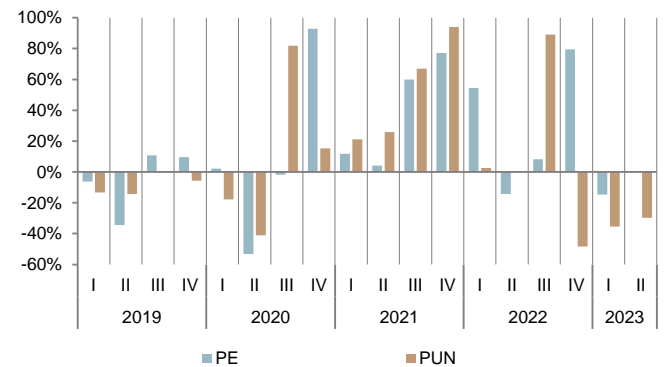
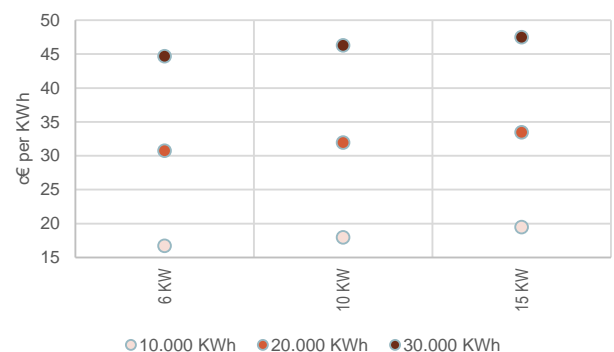


Figura 5-4 - Prezzo per tipo cliente "altri usi" corrispondente alla migliore offerta sul mercato libero. Rilevazione per il mese di luglio 2023.



Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica per le utenze non domestiche nel secondo semestre 2022. In media le imprese italiane pagano la fornitura di energia elettrica circa il 60% in più di quelle tedesche.

L'Italia si colloca pienamente nel gruppo di paesi nei quali le imprese sopportano i maggiori costi per la fornitura di elettricità. Secondo la rilevazione Eurostat, nel secondo semestre 2022 per un'impresa in Italia occorrono 34 centesimi di euro per la fornitura di un kWh (Figura 5-5). Un valore che corrisponde al 60% in più di quello relativo alla Germania. Data la netta incidenza dei costi energetici, la mappa di cui alla Figura 5-5 sembra peraltro denotare un andamento molto coerente con quello registrato dai prezzi all'ingrosso nello stesso periodo. Come è noto, per la generalità dei paesi UE, nel 2022 i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono cresciuti in un solo anno di circa una volta e mezzo. Nell'anno trascorso l'Italia è il paese che ha fatto registrare il valore più alto del PUN, con un prezzo medio pari a circa 137 euro per MWh. I paesi che hanno potuto far affidamento su di un costo medio di generazione dell'energia elettrica più basso sembrerebbero aver sopportato meglio la crisi energetica. In particolare, quelli che meno dipendono dal gas sono quelli che registrano gli aumenti più contenuti: la Polonia, per via di un maggior contributo del carbone alla generazione elettrica, la Francia, per il contributo del nucleare, e i paesi scandinavi, in buona parte per il contributo dell'idroelettrico. Altri paesi, come la Spagna e il Portogallo si caratterizzano per prezzi più contenuti, grazie alle politiche di *cap price* intraprese. Altri ancora, come la Lituania e la Romania, in particolare distinti per una maggiore volatilità dei prezzi all'ingrosso, probabilmente da ricondurre ad una non ottimale interconnessione con le aree limitrofe, registrano per le imprese elevati prezzi in euro al valore corrente.

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche nei primi mesi del 2023 (dati EUROSTAT ed HEPI).

Da dati Eurostat, tra gennaio ed aprile l'energia elettrica continua a presentare un costo di fornitura per le famiglie italiane ben superiore alla media della zona euro (3,4% contro 0,82% l'aumento medio mensile, Figura 5-7), peraltro nettamente superiore anche al tasso d'inflazione (3,4% contro 1,3%). L'indagine campionaria HEPI a cadenza mensile sui prezzi al consumo nelle capitali europee stima un costo medio per le famiglie italiane pari a 51 c€/KWh per il primo trimestre 2023, e di 43 c€/KWh ad aprile-maggio (Figura 5-6). Continua quindi l'attenuazione in atto dal mese di novembre 2022. Rispetto alle principali città europee, il valore di Roma è confrontabile con quello di Londra, mentre appare sensibilmente superiore a quello di Madrid e Parigi.

Il dettaglio dell'andamento dei prezzi per i consumatori domestici nel primo e secondo trimestre 2023 (dato ARERA). La prima metà dell'anno è all'insegna di una marcata riduzione del livello dei prezzi.

In conseguenza del miglioramento sul fronte del costo dell'energia verificatosi negli ultimi mesi del 2022, le condizioni di prezzo applicate da parte di ARERA ai clienti in maggior tutela denotano una esplicita tendenza alla diminuzione. Dai 65 c€/KWh del quarto trimestre 2022 si scende al valore di 24 c€/KWh (Figura 5-8) nel terzo 2023. Occorre risalire al periodo luglio-settembre 2021, quanto a dire al periodo precedente alla crisi energetica, per rintracciare un termine ed una composizione di costo confrontabile. In larga parte la diminuzione è da imputare al minor peso della componente dell'energia, che ormai copre solo poco più della metà del costo per le utenze, ma anche alla continua riduzione delle imposte (Figura 5-8).

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

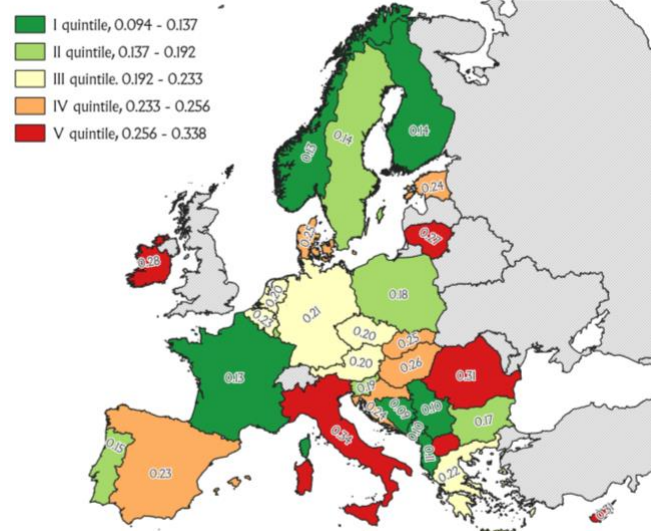


Figura 5-6 - Tasso di variazione mensile medio per i beni al consumo (HICP) e per l'energia elettrica - gennaio -aprile 2023

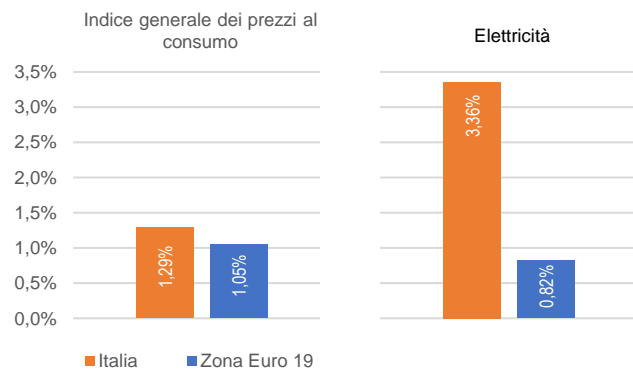


Figura 5-7 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti

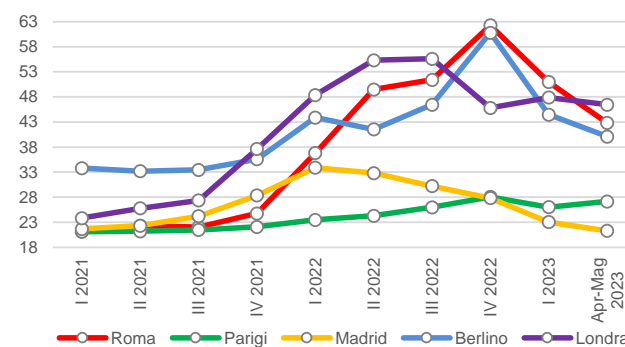
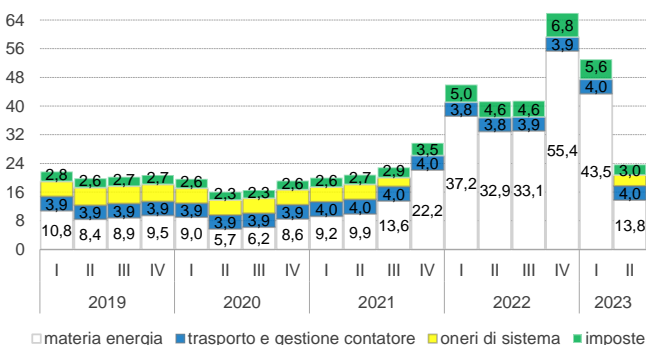


Figura 5-8 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)



5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Tornano a diminuire i prezzi del gasolio nella I parte del 2023: al lieve incremento dei primi tre mesi ha fatto seguito una decisa contrazione in primavera (-8% variazione congiunturale)

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso della I metà del 2023 è stato pari a circa 1,78€/litro, in calo del 2% rispetto al valore medio dello scorso anno (1,82 €/litro), quando era cresciuto rispetto ai livelli dell'anno precedente di oltre il 20%, dati i decisi rialzi del I semestre. All'aumento del I trimestre (+3% sui tre mesi precedenti), ha fatto seguito un deciso calo in primavera (-8%). La Figura 5-9 mostra come dopo il trend di aumento quasi costante fino al 2018, ed un 2019 complessivamente stabile, il prezzo medio del gasolio è poi rapidamente diminuito nella I parte del 2020 (a metà maggio 1,25 €/litro), per poi stabilizzarsi nella II metà su 1,28 €/litro. I decisi rialzi del 2021 (+13% sull'anno precedente) sono proseguiti per tutta la I metà del 2022, spinti anche dalle tensioni geopolitiche, arrivando a inizio luglio sopra i 2 €/litro, per poi tornare a diminuire fino all'1,8 di fine settembre, oscillando su tale valore nei restanti tre mesi dell'anno. A inizio 2023 il prezzo è poi tornato ad aumentare, arrivando a inizio febbraio a 1,9 €/litro, per poi diminuire fino a 1,65 €/litro di metà maggio, restando sotto 1,7 fino al 30 giugno. Il trend al ribasso della I metà dell'anno è stato anche più deciso nel resto dei Paesi UE, dove il prezzo medio pesato del gasolio è stato pari a 1,66 €/litro, -9% rispetto alla media 2022. Dal momento che in Italia i prezzi sono diminuiti meno che in Europa, si rileva una progressiva un incremento del divario tra prezzi nazionali e medi UE, arrivati al 6%, tornando di fatto sullo stesso divario di fine 2021/inizio 2022, prima che gli interventi del regolatore sulle accise a partire dalla primavera 2022 avevano fatto diminuire i prezzi nazionali sotto il 2% rispetto alla media UE.

Prezzo industriale in netta contrazione, oltre il 20% al di sotto dei livelli medi del 2022

Nel corso della I metà del 2023 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,84 €/litro, in netta riduzione rispetto al valore medio 2022 (1,07, -21%), quando aumentava di quasi l'80% sul 2021 (0,6 €/litro). La decisa contrazione del I e II trimestre del 2023 (-15% in media la variazione congiunturale) accentua i cali della II parte dello scorso anno (-3,5% in media), dopo i decisi rialzi della I metà dell'anno (30% in media, in linea con il trend rialzista del 2021 (+30% sul 2020)). La Figura 5-10 mostra inoltre come lo scarto tra il prezzo industriale nazionale e quello medio UE sia andato progressivamente diminuendo, passando dai valori positivi del 2014 (prezzo più elevato in Italia), a scostamenti negativi a fine 2019 (-3%), un trend rafforzato nel successivo biennio: -5% nel 2020, -8% a fine 2021. Dopo la parentesi del 2022 (con una attenuazione del divario, -2%), nel corso della I metà del 2023 i prezzi in Italia sono diminuiti in modo lievemente più deciso che in Europa, portando ad un nuovo allargamento del divario (-5% in media).

Si riduce il peso delle tasse in Italia, nella II metà del 2022 sui livelli UE, ma torna ad aumentare nella parte finale dell'anno

Nel corso della I metà del 2023 in Italia (come del resto in UE) si è registrato una contrazione del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo. L'incidenza della tassazione risulta pertanto in deciso aumento, passando da poco meno del 40% di fine 2022 a 51% del I trimestre 23 e 54% del II. Come emerge dalla figura, si tratta di una netta inversione di tendenza, dopo la progressiva riduzione, dal 66% di fine 2020 a 57% di fine 2021, fino al 39% medio della II metà del 2022.

Nel confronto internazionale, la tassazione nel nostro Paese nei primi tre mesi del 2023 è risultata decisamente superiore rispetto a quella media UE (14 pp), in aumento rispetto al

divario marginale della II metà del 2022, e decisamente oltre anche i valori di inizio anno, quando era superiore di circa 6 punti percentuali (+7% nel 2021). Nei mesi primaverili, tuttavia, i valori di tassazione media nazionali si sono allineati a quelli europei (54%), riducendo quasi del tutto il divario.

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

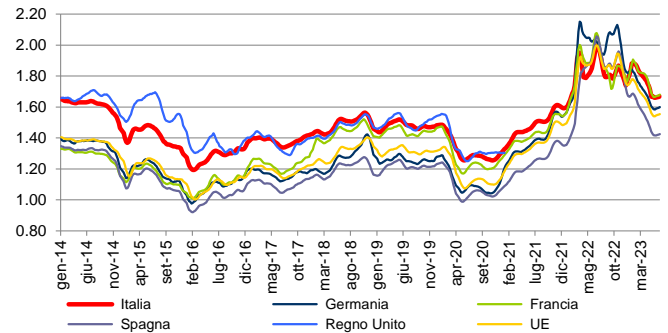


Figura 5-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

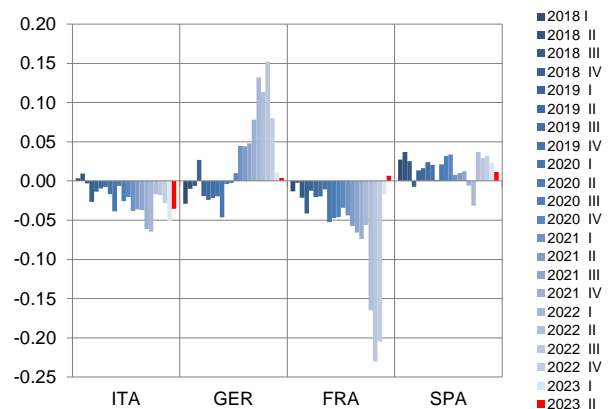
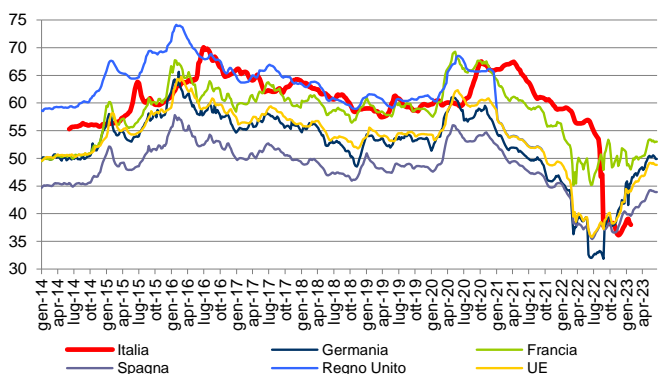


Figura 5-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3. Prezzi del gas naturale

Il 2023 si apre all'insegna della riduzione dei prezzi per le imprese, tendenza confermata nei mesi successivi. Nel periodo aprile-maggio la riduzione è di circa il 25% 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 cinque mesi del 2023 sono all'insegna di un netto trend in favore dell'attenuazione. Per il periodo aprile-maggio 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 5-12), 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.

La riduzione del costo della materia gas alla base della diminuzione del prezzo.

Per i mesi di aprile e maggio pesa naturalmente la stagionalità del dato, ma appare rilevante comunque, dall'inizio dell'anno, il contributo dato dalla riduzione del costo previsto per l'acquisto del gas (Cmem, Figura 5-14), che raggiunge un valore pari alla metà di quello di dodici mesi prima. Ancora una volta è evidente come il prezzo sui mercati internazionali sia uno dei principali responsabili di questo andamento, come attesta la curva relativa all'indice TTF e alle quotazioni forward (Figura 5-13). Di conseguenza, la componente Cmem registra una ascesa (Figura 5-14) che ricalca fedelmente la curva dei prezzi (Figura 5-12). In termini di struttura dei costi, la composizione delle voci per il primo trimestre e per i mesi di aprile e maggio 2023 indica di conseguenza un netto calo dell'incidenza della voce rappresentata dai servizi di vendita (Figura 5-14, intorno ai tre quarti del prezzo, mentre nel secondo trimestre del 2022 tale voce ne rappresentava l'88%). La componente degli oneri di sistema si mantiene intorno ai minimi storici per effetto del prolungamento dell'azione di mitigazione governativa. Le stime sul prezzo sostenuto dalle imprese qui presentate non tengono conto inoltre della previsione dei crediti d'imposta in relazione alla spesa sostenuta per la componente energetica, tanto per le imprese gasivore quanto per quelle non gasivore. Per i consumatori finali occorre peraltro ricordare la deliberazione in favore della riduzione dell'IVA al 5%.

Nel mese di aprile si rileva una riduzione dello sconto sulla componente UG2.

Il nuovo sistema di adeguamento tariffario a frequenza mensile consente altresì di scendere maggiormente nel dettaglio, rilevando per il mese di aprile, rispetto a marzo, l'effetto di una leggera spinta al rialzo dovuto alla riduzione dello sconto esercitato sulla voce UG2 (definita come componente di costo a garanzia che gli importi complessivamente versati dai clienti equivalgano a quelli complessivamente sostenuti dalle imprese di vendita). Come si evince dalla rappresentazione della Figura 5-12, tuttavia, nel complesso nel periodo di aprile e maggio il prezzo tende a scendere sensibilmente rispetto ai periodi precedenti.

Figura 5-12 - 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)

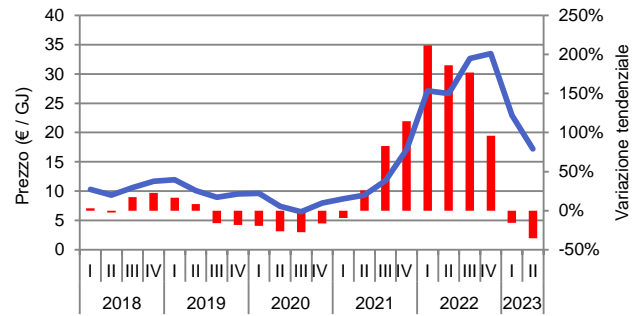


Figura 5-13 Indice TTF e quotazioni forward del gas presso il TTF (€/Smc).

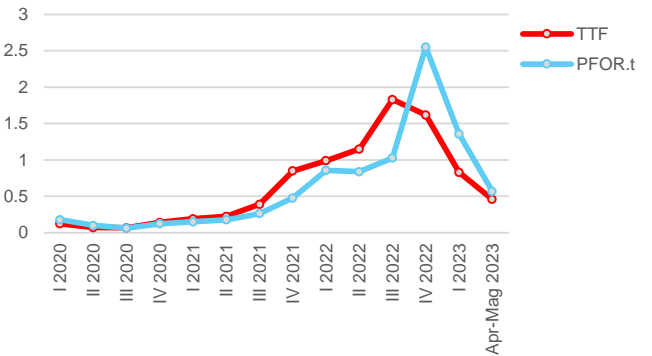


Figura 5-14 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx).

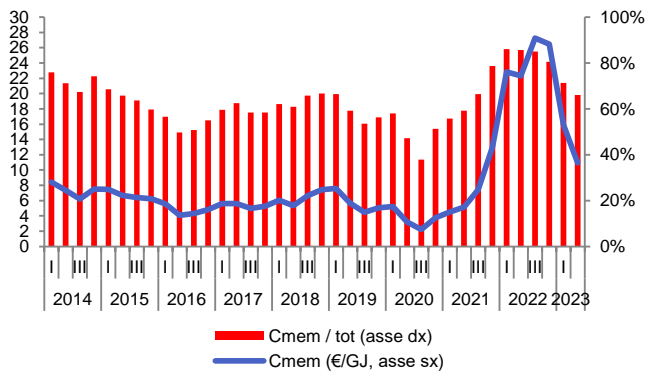
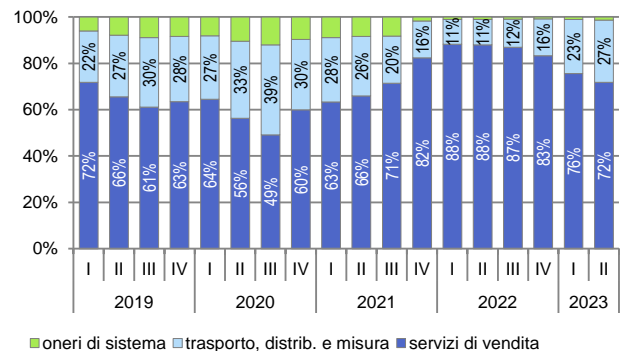


Figura 5-15 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a



Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nel secondo semestre 2022 l'Italia si posiziona dietro i paesi della zona più occidentale. Le imprese italiane pagano il gas il 30% in più di una ipotetica impresa rappresentativa dell'Unione Europea a 27 paesi.

Sul piano internazionale, il dato Eurostat relativo alle utenze non domestiche (media ponderata per tutte le classi di consumo) per il secondo semestre 2022 colloca l'Italia in una posizione di non eccezionale competitività di costo. Il valore riportato in Figura 5-16, pari a 32,5 € per GJ (+39% rispetto ad un anno prima), posiziona il paese dietro al gruppo dei paesi "storici" all'interno dell'Unione Europea, davanti soltanto ad Estonia, Finlandia, Romania, Bulgaria e Ungheria. In sintesi, le imprese italiane pagano il gas il 30% in più di una ipotetica impresa rappresentativa dell'Unione Europea a 27 paesi.

Il confronto internazionale per le utenze domestiche. Nei primi due trimestri dell'anno 2023 le famiglie italiane continuano a pagare bollette tra le più care della zona euro, sia pure con una riduzione ad aprile e maggio (dati Eurostat).

La Figura 5-17 (dato Eurostat) indica come il rialzo dei prezzi al consumo del gas sia ben superiore a quello dell'inflazione in tutti i paesi dell'Unione, ma anche come questo sia stato molto più sostenuto in Italia che negli altri paesi considerati. Nell'insieme, la crisi energetica colpisce molto più duramente le famiglie italiane, e a sua volta il rincaro degli energetici sembra trascinare in alto il livello generale dei prezzi al consumo. Per le famiglie italiane si segnala tuttavia una relativa riduzione nei due mesi di aprile e maggio dell'anno in corso (Figura 5-17).

A Roma nel 2023 bollette più care che a Parigi, Londra, Madrid e Berlino (dati HEPI)

Per riportare una stima in valore assoluto del prezzo medio al consumo, la Figura 5-18 esprime il dato in c€ per kWh per il campione delle famiglie a Roma, in rapporto a quello omologo per alcune capitali europee. L'aumento che si è verificato a Roma fin dal primo trimestre del 2022 è nettamente superiore a quello registrato a Berlino, Londra, Madrid e Parigi, in particolare nell'ultima parte del 2022 (Figura 5-18). Coerentemente con il dato Eurostat, il dato HEPI coglie comunque un relativo miglioramento nei mesi di aprile e maggio, e una sostanziale riduzione del divario con le altre capitali considerate. La stima relativa a questi ultimi due mesi per le famiglie a Roma è intorno a 15,6 c€ per kWh, circa 3,5 c€ superiore a quella relativa a Berlino.

Figura 5-16 - Prezzi del gas per utenti non domestici nel II semestre 2022, tutte le classi di consumo, €/GJ

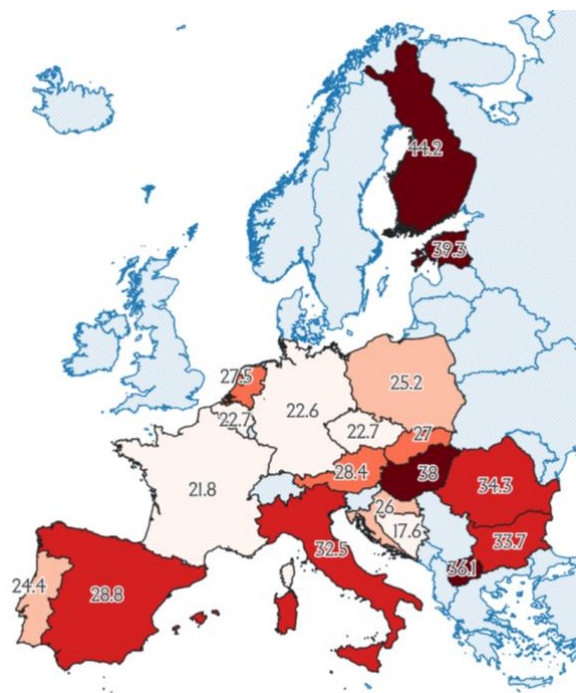


Figura 5-17 - Inflazione e tasso di crescita dei prezzi al consumo per i prodotti energetici (HICP, Eurostat) per l'Italia e per la media della Zona Euro.

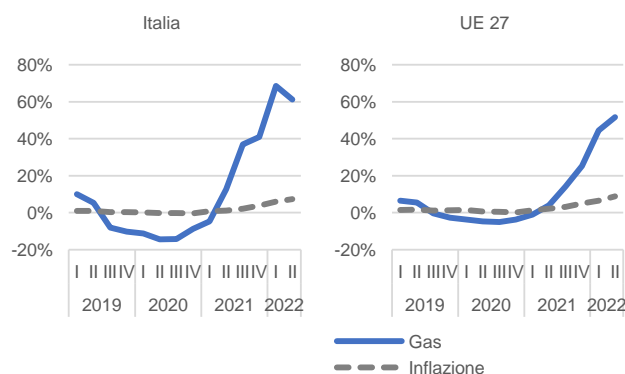
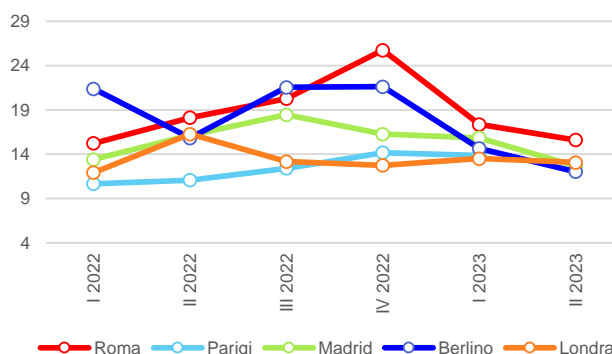


Figura 5-18 - Indagini HEPI. Prezzi medi trimestrali (escluso il mese di settembre 2022) del gas naturale per i consumatori domestici nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Luglio 2023