

ENEA

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

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

Anno 2022



1/2023

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2022

n. 1/2023

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2022

n. 1/2023

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, Giuseppe Dino, Daniela Palma, Alessandro Zini

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

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione	6
1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano	6
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	7
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia	11
2.1. Variabili guida dei consumi energetici.....	11
2.2. Consumi di energia primaria.....	12
2.3. Consumi finali di energia	14
FOCUS - Evoluzione del sistema energetico italiano negli ultimi venti anni e il salto verso il 2050	17
3. Decarbonizzazione	19
4. Sicurezza del sistema energetico	22
4.1. Sistema petrolifero	22
4.2. Sistema del gas naturale	26
4.3. Sistema elettrico	31
5. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon	35
5.1. Prezzi dell'energia elettrica	35
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	37
5.3. Prezzi del gas naturale	38
5.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon.....	40
FOCUS - I brevetti nelle tecnologie energetiche low-carbon: nuovi fronti della dinamica innovativa europea e posizione dell'Italia	41

Sintesi dei contenuti

Nel 2022 le crisi parallele di gas ed elettricità, prezzi cinque volte le medie storiche. Domanda Eurozona in calo del 4%, emissioni di CO₂ dell'1%

- Il 2022 è stato l'anno delle crisi parallele dei mercati del gas e dell'elettricità, con flussi di gas russo verso l'Europa dimezzati nell'insieme dell'anno e prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità saliti fino a valori pari a dieci volte le medie di lungo periodo. In media d'anno il prezzo del gas (120 €/MWh al PSV, +165% sul 2021) e dell'elettricità (oltre 300 €/MWh il PUN italiano, +140% sul 2021) sono risultati pari a oltre 5 volte le rispettive medie di lungo periodo.
- Alla crisi dei prezzi non si è combinata una crisi di disponibilità fisica delle risorse grazie una serie di fattori positivi - di cui resta da verificare la componente "strutturale" -, come le importazioni record di LNG in Europa e il calo dei consumi europei di gas ed elettricità, derivanti da riduzione della domanda e cambiamenti comportamentali, ma soprattutto dal clima eccezionalmente mite dell'inverno 2022-2023. A partire dalla fine dell'anno tutto ciò ha determinato un deciso ridimensionamento dei prezzi del gas, e a ruota quelli dell'elettricità, ma l'equilibrio del mercato del gas resta fragile. Al di là del breve periodo, gli alti prezzi restano una minaccia esistenziale per la competitività dell'industria europea (nei due principali paesi industriali europei, Germania e Italia, la produzione industriale dei beni più energivori è stata fortemente negativa nel 2022).
- Grazie alla contrazione dei consumi di gas ed elettricità (da agosto a dicembre -18% il gas, -8% l'elettricità), il consumo di energia primaria dell'area euro nel 2022 è stimato in calo del 4% circa, le emissioni di CO₂ (ancora in deciso aumento alla fine del III trimestre) in calo di poco meno dell'1%. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 richiede comunque che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 6%.

In Italia energia primaria in calo di oltre il 3% (-12% nel IV trimestre). Calo senza precedenti dell'intensità energetica (-7%) grazie all'autunno mite, ma nella seconda metà dell'anno anche disaccoppiamento tra consumi di energia e driver. Ciononostante, aumentano le emissioni di CO₂ (+0,5%)

- Anche in Italia, dopo una buona crescita nella prima metà dell'anno, i consumi di energia primaria hanno iniziato a contrarsi nel III trimestre, per poi cadere del 12% nel IV trimestre. Come nel resto dell'Eurozona a guidare il crollo dell'ultimo trimestre sono stati la riduzione della domanda e azioni di adattamento nell'industria (-6% la produzione dei beni intermedi), il clima eccezionalmente mite dell'inverno 2022-2023 (-18% i gradi giorno riscaldamento a dicembre), le misure di contenimento dei consumi. Con i cali della seconda metà dell'anno la variazione su base annua è divenuta negativa per oltre il -3%.
- Dato il robusto aumento del PIL (+3,7%), nel 2022 si è ridotta in una misura senza precedenti l'intensità energetica dell'economia (-7%), un dato che include al suo interno la combinazione unica di fattori che hanno portato al crollo dei consumi nella seconda metà dell'anno, in primis il clima autunnale eccezionalmente mite, e per i quali non è ancora possibile stabilire quanto siano strutturali. È però rimarchevole che, a differenza di quanto rilevato costantemente negli ultimi anni, dalla metà del 2022 sembra emergere un sostanziale disaccoppiamento fra la dinamica della domanda di energia italiana e quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima). Nel IV trimestre in particolare l'indice composito ENEA che sintetizza l'andamento dei driver risulta in calo del 4%, mentre i consumi di energia si sono ridotti di tre volte tanto (-12%), chiara indicazione di una crescente risposta agli alti prezzi dell'energia.
- In termini di fonti il calo di quasi 5 Mtep dei consumi di energia primaria rispetto al 2021 è stato la risultante di una forte contrazione di gas naturale e fonti rinnovabili (oltre 9 Mtep in tutto), compensata solo per metà dalla maggiore richiesta di petrolio e carbone.
- È ancora più negativo il dato dei consumi finali di energia, stimati in calo di oltre il 4% (circa 4 Mtep), pressoché interamente addebitabile alla contrazione dei consumi di gas (-5,3 Mtep) solo parzialmente compensata dai consumi di petrolio (+1,7 Mtep), mentre contrazioni marginali hanno avuto l'elettricità e il carbone. In termini di settori, cali notevoli hanno avuto industria e civile (-8% circa per entrambi) e usi non energetici, mentre i trasporti hanno registrato un altro balzo (+9%) dopo il +17% del 2021.
- Nonostante il calo dei consumi di energia, nel 2022 le emissioni di CO₂ italiane hanno registrato il secondo aumento consecutivo su base annua, sebbene solo dello 0,5%, a causa della politica di maggiore ricorso al carbone e all'olio combustibile nella produzione termoelettrica (+60%), che ha più che compensato la forte contrazione dell'altra fonte fossile (il meno carbon intensive gas naturale). In contrasto con la tendenza degli ultimi anni, l'aumento delle emissioni ha riguardato solo i settori ETS (+5,5%), mentre sono diminuite le emissioni dei non-ETS (-2,5%).

Fase difficile della transizione italiana (forte calo dell'indice ISPRED). Prezzi record e piani di contenimento dei consumi hanno contratto la domanda e garantito la Sicurezza energetica. Ma penalizzate le dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi energia (tutti sui nuovi massimi storici). In positivo, sale al 20% la quota di FER sui consumi finali

- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza energetica Prezzi Energia Decarbonizzazione) ha registrato nel 2022 una caduta del 54%, scendendo al nuovo minimo della serie storica su base annua, sebbene in leggero miglioramento nel IV trimestre, per i forti peggioramenti nelle due dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi, mentre più modesto è stato il regresso nella dimensione Sicurezza energetica, un dato che sembra indicare come la risposta del decisore politico alle crisi parallele dei mercati del gas e dell'elettricità abbia mirato a salvaguardare la Sicurezza del sistema, pur al costo di un forte ma temporaneo peggioramento sulle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi dell'energia.
- Lato Sicurezza energetica, il peggioramento solo marginale degli indicatori inclusi nell'ISPRED è dovuto al fatto che il piano di contenimento dei consumi di gas e i prezzi record dell'energia hanno contratto la domanda di gas ed elettricità e garantito margini di capacità accettabili sia nel sistema gas, nonostante siano venute meno 1/4 delle importazioni del 2021, sia nel sistema elettrico. Nel periodo agosto 2022 - febbraio 2023, periodo di riferimento del Piano nazionale di contenimento dei consumi, i consumi di gas sono stati inferiori del 19% rispetto alla media degli ultimi cinque anni, mentre la punta di domanda giornaliera si è collocata su un valore eccezionalmente contenuto (di poco superiore ai 300 milioni di m³, quasi 1/5 in meno della soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m³). Sempre tra agosto e febbraio i consumi di elettricità sono risultati inferiori del 4% rispetto alla media degli ultimi cinque anni.

- Ora questione chiave, per i policymaker da un lato, e per le sorti dell'economia dall'altro, è se le contrazioni della domanda di energia siano state aggiustamenti temporanei, rafforzati dal clima mite, o se rappresentino uno shift strutturale e un fenomeno di offshoring della domanda (Timera Energy, 9 marzo 2023)
- Lato Decarbonizzazione, gli indicatori relativi alla dimensione Decarbonizzazione dell'ISPRED hanno subito una caduta verticale e sono ora di gran lunga sul valore minimo della serie storica. L'aumento delle emissioni ha infatti ha allontanato ancor più il sistema dalla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030: con l'innalzamento dell'asticella deciso in sede UE (-55% entro il 2030) è ora necessario che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 5%, un tasso quasi triplo di quello che era necessario nel 2019 per raggiungere l'obiettivo allora fissato nel PNIEC.
- Due elementi positivi vanno comunque segnalati: a) l'aumento dell'intensità carbonica della generazione elettrica, conseguenza diretta delle politiche di contenimento dei consumi di gas, dovrebbe auspicabilmente essere un fenomeno temporaneo, ed in effetti già nell'ultimo trimestre dell'anno gli indicatori relativi alla Decarbonizzazione hanno registrato un leggero miglioramento congiunturale; b) sebbene anche nel caso dello sviluppo delle fonti rinnovabili i nuovi target 2030 siano ora più lontani che un anno fa, nel 2022 è salita di un punto percentuale la quota di FER sui consumi finali (al 20%), grazie alla discesa di questi ultimi (il denominatore del rapporto).
- Lato Prezzi dell'energia, sebbene gli interventi governativi abbiano frenato la traslazione sui consumatori degli aumenti dei prezzi all'ingrosso, secondo stime preliminari ENEA nel 2022 il prezzo dell'elettricità per un'impresa con consumi medio-bassi è stato mediamente maggiore di circa il 90% rispetto al prezzo 2021, e pari a quasi il doppio del precedente massimo storico; mentre nel caso del gas il prezzo medio è stato circa doppio di quello 2021 e maggiore di circa l'80% rispetto al precedente massimo storico. A fine anno pressoché tutti gli indicatori relativi alla dimensione Prezzi dell'ISPRED sono dunque ai minimi della serie storica, anche perché si è allargato il differenziale tra i prezzi italiani e quelli degli altri principali paesi europei.

Segnali positivi sulla dinamica innovativa italiana nelle tecnologie della mobilità elettrica, mentre si accentua la despecializzazione italiana sull'idrogeno nei trasporti. Deficit commerciale nelle tecnologie low-carbon ancora in aumento, a 3,7 miliardi di €, nonostante miglioramenti sui veicoli elettrici, pesano gli accumulatori agli ioni di litio

- Sul versante della dinamica innovativa, i dati più aggiornati relativi ai brevetti nelle tecnologie low carbon mostrano per l'Italia un lieve recupero dello svantaggio accumulato rispetto ai più rilevanti paesi europei. Nel quadro complessivo dei progressi europei nell'ambito delle tecnologie afferenti alla mobilità elettrica, che si confrontano con un consolidato vantaggio dei paesi asiatici, si delinea per il paese un'emergente specializzazione nell'auto elettrica (attualmente con un maggior vantaggio tecnologico nel segmento dei veicoli ibridi rispetto agli elettrici) e una sensibile riduzione dello svantaggio tecnologico in batterie ed accumulatori per la mobilità e nei sistemi di ricarica (indice di specializzazione pari a 0,80). Rimane comunque consistente lo scarto rispetto a Germania e Francia, che vantano posizioni di diffusa specializzazione tecnologica in tutta l'area della mobilità elettrica, incluse le tecnologie a idrogeno applicate ai trasporti dove invece l'Italia rimane fortemente despecializzata (indice di specializzazione pari a 0,1), a valle di una più generale perdita di specializzazione in tutti i segmenti delle tecnologie a idrogeno negli ultimi anni.
- Nel 2022 è aumentato ancora il deficit commerciale relativo all'insieme del comparto low-carbon (+14%), sfiorando il valore di 3 miliardi e 700 milioni (0,32% del PIL). A pesare maggiormente sono le importazioni di accumulatori agli ioni di litio (il 56% del disavanzo totale low-carbon, +86% rispetto al 2021), pannelli fotovoltaici e veicoli ibridi plug-in. In coerenza con i dati relativi ai brevetti è stato però raggiunto il traguardo di un saldo normalizzato positivo per i BEV, grazie sia all'aumento delle esportazioni (+58% rispetto al 2021) sia alla diminuzione delle importazioni.

1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano

Nel 2022 prezzi di gas ed elettricità oltre cinque volte la media decennale. Nell'Eurozona calo netto per la domanda di energia (-4%), più contenuto per le emissioni di CO₂. Mai così lontano l'obiettivo 2030

- Il 2022 è stato l'anno delle crisi parallele dei mercati del gas e dell'elettricità, che erano già in forte tensione alla fine del 2021. La guerra in Ucraina e la rottura delle relazioni UE-Russia, con il progressivo inasprimento delle sanzioni alla Russia e il taglio dei flussi di gas russo verso l'Europa (complessivamente dimezzati nell'insieme dell'anno), hanno spinto i prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità fino a valori (nel III trimestre dell'anno) pari a dieci volte le medie di lungo periodo. In media d'anno il prezzo del gas al TTF e al PSV ha superato i 120 €/MWh (+165% sul 2021, oltre 5 volte la media 2010-2021), mentre il prezzo medio dell'elettricità si è collocato a oltre 300 €/MWh sulla borsa italiana, a oltre 230 €/MWh sulla borsa tedesca (in entrambi i casi +140% sul 2021 e oltre 5 volte le rispettive medie di lungo periodo).
- Nell'anno è stato più contenuto l'aumento del prezzo del petrolio, grazie al rilascio di scorte strategiche dei paesi OCSE e ai timori sulla crescita economica globale, ma in media d'anno il Brent si è collocato comunque a 100 \$/bl, +43% sul 2021 (e +60% nel caso del prezzo in €/bl, per il deprezzamento della moneta europea). Con la spesa per l'energia nei paesi OCSE stimata raddoppiare rispetto al 2021, fino a oltre il 17% del PIL, massimo storico, le più recenti previsioni sull'economia europea per il 2023 vedono una crescita solo marginalmente positiva. Soprattutto, al di là del breve periodo gli alti prezzi restano una minaccia esistenziale per la competitività dell'industria europea (nei due principali paesi industriali europei, Germania e Italia, la produzione industriale dei beni più energivori è stata fortemente negativa nel 2022).
- Alla crisi dei prezzi non si è combinata una crisi di disponibilità fisica delle risorse grazie una serie di fattori positivi, di cui resta da verificare la componente "strutturale": dal lato dell'offerta, le importazioni record di LNG in Europa - al massimo storico di 160 mld di m³, +64 mld di m³ rispetto al 2021 (a fronte di un calo del gas russo di poco più di 70 mld di m³) - rese possibili dai prezzi record e dalla debole "concorrenza" della domanda asiatica (in calo nell'anno); dal lato della domanda il calo dei consumi europei di gas ed elettricità, per la distruzione della domanda (produzione industriale dei beni intermedi in calo, -4% nel IV trimestre), il fuel switching nell'industria in risposta ai prezzi elevatissimi, il clima eccezionalmente mite dell'inverno 2022-2023, i cambiamenti comportamentali indotti anche dalle misure di contenimento dei consumi emanate in ambito UE.
- A partire dalla fine dell'anno la combinazione dei suddetti fattori positivi ha portato a un deciso ridimensionamento dei prezzi del gas (a gennaio dimezzati rispetto a dicembre), e a ruota quelli dell'elettricità, ma l'equilibrio del mercato del gas resta fragile, perché resta caratterizzato da curve di offerta e di domanda rigide, per cui piccole variazioni nei volumi o nelle aspettative possono determinare grandi oscillazioni dei prezzi.
- Complessivamente il consumo di energia primaria dell'area euro nel 2022 è stimato in calo del 4% circa, nonostante l'aumento del 4% dei consumi di petrolio, del 5% di quelli di carbone (entrambi comunque in calo nell'ultimo trimestre).
- Il forte calo dei consumi di energia dell'ultimo trimestre dell'anno (-11%) ha portato in territorio negativo la variazione delle emissioni di CO₂ dell'area euro (-0,8%), che ancora alla fine del III trimestre erano in deciso aumento. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 richiede comunque che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 6%, un calo mai avvicinato in anni di crescita economica positiva.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

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

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.

In Italia calo dei consumi simile all'Eurozona per il gas, inferiore per l'elettricità. A differenza dell'Eurozona emissioni di CO₂ in leggero aumento per il maggiore ricorso a carbone e olio combustibile

- Il sistema energetico italiano ha seguito nel 2022 una traiettoria simile a quella dell'area euro. Dopo una variazione positiva nella prima metà dell'anno la dinamica dei consumi di energia primaria ha dapprima subito una decisa frenata nel III trimestre, poi una decisa sterzata verso il basso nel IV trimestre (-12%), per il crollo dei consumi di gas e (in misura minore) elettricità (rispettivamente -25% e -7% rispetto al IV trimestre 2021). Come nel resto dell'Eurozona a guidare il crollo dell'ultimo trimestre è stata la distruzione della domanda industriale (in Italia la contrazione della produzione dei beni intermedi è stata del 6%) in risposta ai prezzi e soprattutto il clima eccezionalmente mite dell'inverno 2022-2023 (-18% i gradi giorno riscaldamento a dicembre), cui si sono aggiunte le misure di contenimento dei consumi del governo italiano.
- Con i cali della seconda metà dell'anno la variazione dei consumi di energia primaria su base annua è divenuta negativa per oltre il -3%, un calo leggermente inferiore a quello dell'area euro.

- A differenza dell'area euro, però, nel 2022 le emissioni di CO₂ italiane sono aumentate, sebbene di un modesto 0,5%. A spiegare questo dato è soprattutto il maggiore aumento dell'intensità carbonica dell'energia fossile (Figura 1-2, segmento verde, CO₂/Fossili), conseguente al maggiore ricorso al carbone (soprattutto) e all'olio combustibile nella termoelettrica: +60% in Italia, + 11% nell'Eurozona.
- A questo si è aggiunta un calo dell'intensità energetica (energia primaria / PIL) leggermente inferiore in Italia rispetto all'area euro, che pure ha raggiunto nel 2022 valori senza precedenti (oltre il -7%), ma da considerare con cautela nel raffronto con il passato perché in gran parte determinati dai fattori contingenti citati sopra (il clima mite in primis).

Figura 1-1 - Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – dati storici e traiettorie 2030 (Mt)

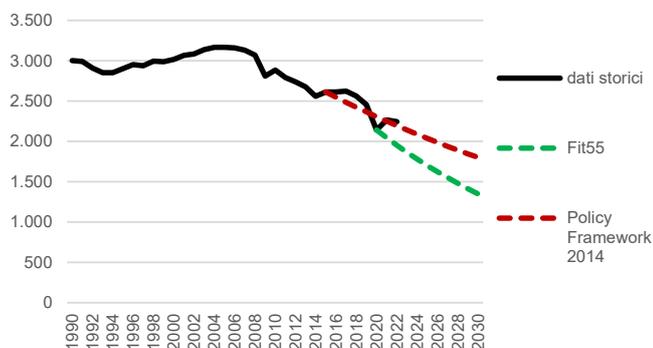
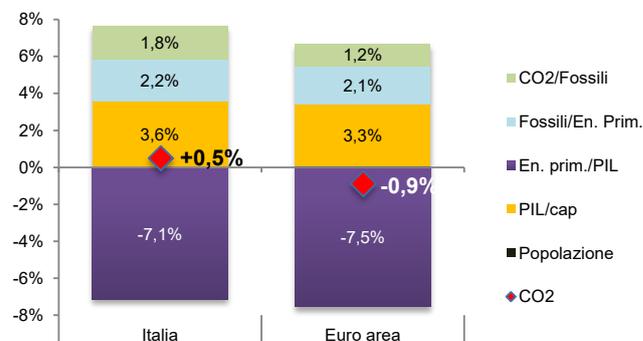


Figura 1-2 - Scomposizione della variazione % delle emissioni di CO₂ nel 2022 nei cinque fattori dell'identità di Kaya



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) ha registrato nel 2022 un calo molto rilevante (-54%, Figura 1-3), scendendo al valore medio annuo di 0,25, di gran lunga nuovo minimo della serie storica (dal 2010), un dato che indica una fase significativamente peggiore rispetto agli ultimi dodici anni (N.B.: l'indice, che può variare tra 0 e 1, non esprime una valutazione *assoluta* sullo stato del sistema, ma una valutazione *relativa* rispetto allo stato del sistema nell'orizzonte temporale considerato). Dopo ben sette variazioni congiunturali negative (tutto il 2021 e i primi tre trimestri del 2022) l'indice è tornato a una variazione positiva nel IV trimestre, sebbene modesta.
- Il drastico calo dell'ISPRED rispetto a un anno fa è dovuto ai forti peggioramenti nelle due dimensioni Decarbonizzazione (-87% l'indicatore specifico) e Prezzi (-55% l'indicatore specifico), mentre decisamente più contenuto è stato il regresso nella dimensione Sicurezza energetica (-5%; Figura 1-4), un dato che sembra indicare come la risposta del decisore politico alle crisi parallele dei mercati del gas e dell'elettricità abbia mirato a salvaguardare la Sicurezza del sistema, pur al costo di un forte ma temporaneo peggioramento sui fronti Decarbonizzazione e Prezzi.

Figura 1-3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

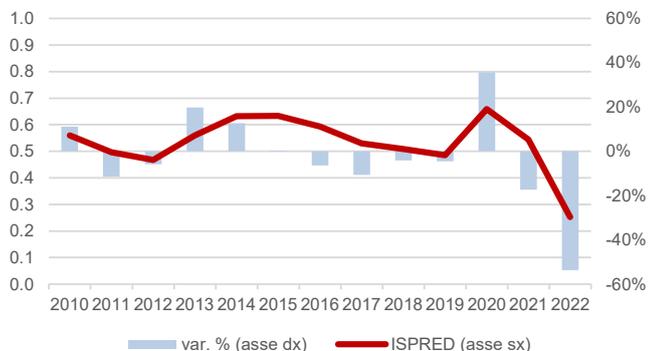
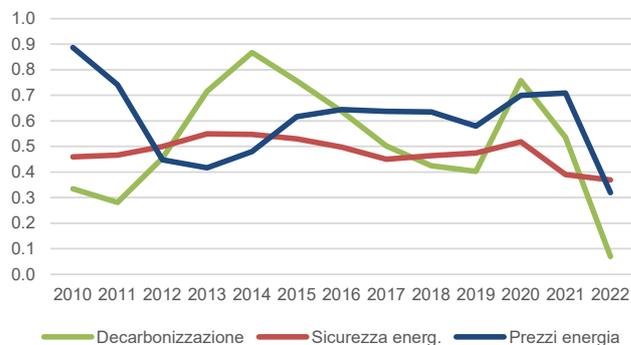


Figura 1-4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



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.

Piano di contenimento dei consumi gas e prezzi record dell'energia hanno contratto la domanda di energia e garantito i margini di capacità nonostante siano venute meno 1/4 delle importazioni italiane di gas

- Il peggioramento solo marginale dell'indice sintetico relativo alla dimensione sicurezza energetica, caratterizzata peraltro da una molteplicità di mercati e orizzonti temporali, è riconducibile all'interazione fra la dinamica spontanea dei mercati dell'energia e gli interventi del decisore: dal lato della domanda, le misure di contenimento dei consumi e i prezzi elevatissimi dell'energia - che i policymaker hanno potuto mitigare solo in modo parziale - hanno indotto strategie di adattamento e cambiamenti comportamentali che come si è visto hanno portato a un notevole calo dei consumi di gas (soprattutto) ed elettricità; dal lato dell'offerta, le politiche di riempimento accelerato degli stoccaggi di gas, di massimizzazione delle importazioni di GNL e di utilizzo del carbone e dell'olio combustibile nella generazione elettrica hanno mirato a garantire la disponibilità di gas naturale per tutto l'inverno.
- È interessante osservare la dinamica dello scostamento dei consumi di gas ed elettricità dal valore medio degli ultimi cinque anni, con riferimento in particolare al periodo agosto 2022 - febbraio 2023, periodo di riferimento del Regolamento UE del 5 agosto 2022 e quindi del Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale. Nell'insieme dei paesi dell'area Euro i consumi di gas sono risultati complessivamente inferiori del 18%, i consumi di elettricità inferiori dell'8% (Figura 1-5). In Italia la contrazione dei consumi di gas (-19%) è risultata in linea con la media Eurozona, mentre quella dei consumi di elettricità è stata del 4%, la metà di quella registrata nell'area euro, un dato spiegabile con il maggiore utilizzo del vettore elettrico per riscaldamento nell'insieme dei paesi dell'area euro rispetto all'Italia.
- Diversi indicatori di rilievo sono risultati in miglioramento grazie al calo della domanda di gas ed elettricità: nel sistema gas il calo dei consumi totali annui ha ridotto sensibilmente il peso del gas nel sistema energetico, in Italia storicamente più alto che negli altri principali paesi UE, mentre il valore eccezionalmente contenuto della punta di domanda giornaliera tra dicembre e gennaio (di poco superiore ai 300 milioni di m³, quasi 1/5 in meno della soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m³) ha fatto sì che la capacità in eccesso rispetto alla domanda rimanesse sempre su livelli accettabili, sebbene i flussi di gas russo si siano azzerati in ben 50 giorni nel solo ultimo trimestre dell'anno. In parallelo, anche nel sistema elettrico la minore punta di domanda a dicembre ha lasciato il valore minimo del margine di capacità orario su valori ben maggiori rispetto a un anno prima.
- Rispetto a un anno fa sono in miglioramento diversi indici relativi alla sicurezza del sistema petrolifero. In particolare, nell'anno è proseguita la fase positiva della raffinazione, con margini altissimi e utilizzo degli impianti sui massimi di lungo periodo, una situazione che è però conseguenza dell'anomala situazione di tensione del mercato dei prodotti provocata prima ripresa dei consumi post-pandemia, poi dal conflitto in Ucraina.

Figura 1-5 - Scostamento dei consumi mensili di gas e elettricità dell'area euro rispetto alla media degli ultimi 5 anni

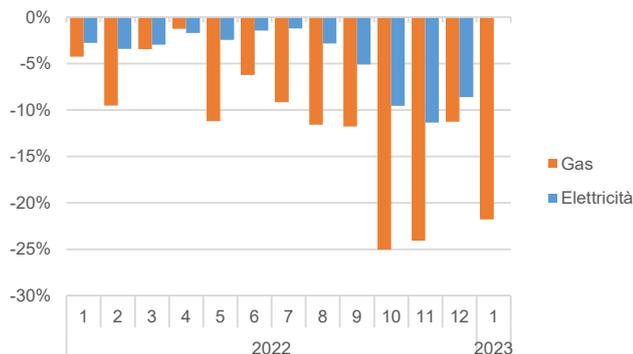
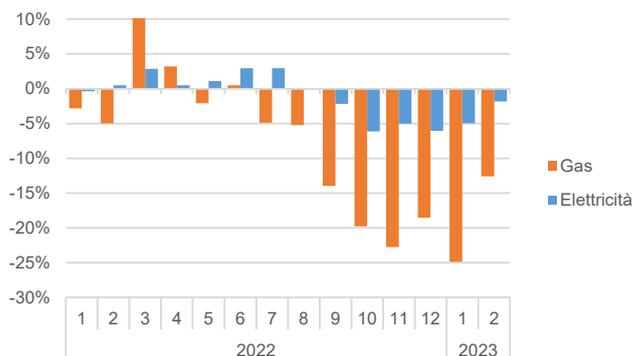


Figura 1-6 - Scostamento dei consumi mensili di gas e elettricità italiani rispetto alla media degli ultimi 5 anni



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

- Il peggioramento della componente Decarbonizzazione, che è stato il fattore che più ha influito sul peggioramento dell'ISPRED nel 2022, è dovuto al deciso aumento dei consumi di carbone e petrolio, almeno nel primo caso riconducibile all'intervento del decisore politico, per cui ha natura in parte congiunturale. Il secondo aumento consecutivo delle emissioni su base annua (dopo quello del 2021, dovuto al rimbalzo post-pandemia), per quanto marginale, ha allontanato ancor più il sistema dalla traiettoria coerente con i target 2030, che per di più sono ora divenuti ancora più ambiziosi: a fine 2022 le emissioni totali di CO₂ sono stimate superiori di circa 30 Mt rispetto a quelle previste nella traiettoria target, il doppio del valore di un anno prima. Mentre a inizio 2021 le emissioni italiane risultavano perfino inferiori a quelle previste nella traiettoria target.
- L'obiettivo del -55% entro il 2030 richiede ora un taglio di circa 110 milioni di tonnellate di CO₂, per realizzare il quale nei prossimi otto anni si dovrebbe registrare una riduzione media annua di circa il 5,5%, laddove nel 2019 il tasso medio annuo di riduzione necessario per raggiungere l'obiettivo 2030 fissato nel PNIEC era di "appena" il 2,2%. Inoltre, la proiezione al 2030 costruita sull'ipotesi di continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione al 2030 di poco inferiori agli attuali (Figura 1-7).
- Un segnale positivo viene comunque dall'ultimo trimestre dell'anno, quando gli indicatori dell'ISPRED relativi alla Decarbonizzazione hanno registrato un leggero miglioramento congiunturale. L'aumento dell'intensità carbonica della generazione elettrica, conseguenza diretta delle politiche di contenimento dei consumi di gas, dovrebbe in effetti essere un fenomeno temporaneo.

- Altro dato positivo è il ritorno a una decisa riduzione delle emissioni dei settori non-ETS, chiaramente legata al crollo dei consumi di gas del settore civile, per cui resta da verificare in che misura esso sia un fatto congiunturale, legato al clima e alle misure di contenimento dei consumi, e in che misura sia invece strutturale (Figura 1-8).
- Infine, ulteriore dato positivo è il ritorno ad un aumento del ritmo delle installazioni di capacità elettrica rinnovabile. La quota delle FER sui consumi finali di energia ne ha beneficiato in modo significativo, salendo al 20% (dal 19% del 2021). Ciononostante, si è allargata la distanza tra questo dato e quello coerente con la traiettoria coerente con il nuovo target 2030 (38% dei consumi), che avrebbe richiesto un aumento della quota di 1,5 punti percentuali, fino al 20,7%.

Figura 1-7 – Emissioni di CO₂ (Mt) da usi energetici – dati storici, proiezione BAU e traiettorie verso gli obiettivi 2020 e 2030

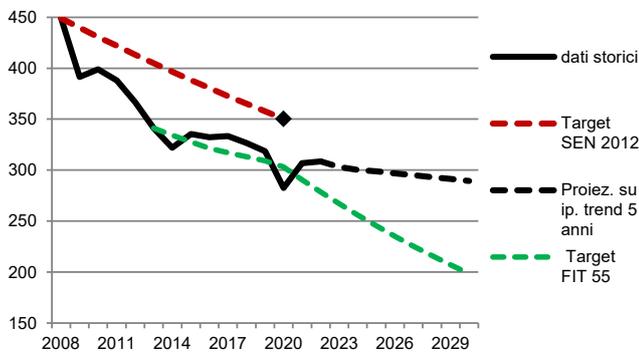
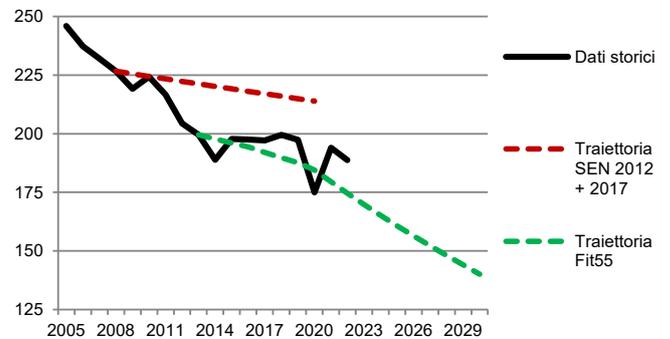


Figura 1-8 – Emissioni di CO₂ (Mt) da usi energetici dei settori non-ETS – dati storici e traiettorie verso target 2020 e 2030



Nuovi massimi storici per tutti i prezzi al dettaglio di gas ed elettricità. Per le piccole imprese aumenti di poco inferiori al 100% e prezzi quasi doppi rispetto ai precedenti massimi storici. Peggiora il differenziale tra prezzi italiani e media UE, mai così alto soprattutto per l'elettricità

- Sebbene per tutto l'anno gli interventi governativi abbiano cercato di frenare la completa traslazione sui consumatori finali degli aumenti dei prezzi all'ingrosso, pressoché tutti gli indicatori dell'ISPRED relativi alla componente Prezzi dell'energia sono sul valore minimo della serie storica (valore zero degli indicatori P1-P5 e P7-P11 nella tabella accanto). Il motivo è duplice: per un verso, a fine anno i prezzi di elettricità e gas hanno infine raggiunto nuovi massimi storici per tutte le fasce di consumo, sia per le famiglie sia per le imprese; per un altro verso, si è allargato il differenziale tra i prezzi italiani e quelli degli altri principali paesi europei.
- Gli ultimi dati Eurostat disponibili per tutti i paesi UE indicano che nel primo semestre 2022 un'impresa con consumi medio-bassi ha pagato l'elettricità oltre il 60% in più rispetto a un anno prima, il gas il 120% in più.
- Per la stessa tipologia di impresa, nell'intero 2022 (secondo stime preliminari ENEA) il prezzo dell'elettricità è stato mediamente maggiore di circa il 90% rispetto al prezzo 2021, e pari a quasi il doppio del precedente massimo storico. Mentre nel caso del gas il prezzo medio è stato circa il doppio di quello 2021, e maggiore di circa l'80% rispetto al precedente massimo storico.

Prezzi dell'energia		Valore assoluto media 2022	Valore assoluto media 2021	MIN media annua 2010-'21	MAX media annua 2010-'21	Valore indicatore IV/2022 (0-1)	Valore indicatore IV/2021 (0-1)
Elettricità							
Consumatori domestici (€/kWh)	P1	0,41	0,26	0,16	0,41	0,00	0,68
Imprese / consumi bassi (€/kWh)	P2	0,35	0,19	0,15	0,35	0,00	0,86
Imprese / consumi medi (€/kWh)	P3	0,33	0,17	0,14	0,33	0,00	0,88
Imprese / consumi medio-alti (€/kWh)	P4	0,30	0,15	0,12	0,30	0,00	0,93
Imprese / consumi elevati (€/kWh)	P5	0,29	0,13	0,10	0,29	0,00	0,84
Gasolio:							
Prezzi gasolio (€/000L)	P6	1.820	1.485	1.043	1.865	0,44	0,46
Gas naturale:							
Consumatori domestici (€/GJ)	P7	38,1	23,7	16,0	38,1	0,00	0,31
Imprese / consumi bassi (€/GJ)	P8	27,7	13,5	10,4	27,7	0,00	0,76
Imprese / consumi medi (€/GJ)	P9	23,1	9,4	7,3	23,1	0,00	0,79
Imprese / consumi medio-alti (€/GJ)	P10	23,0	8,6	6,1	23,0	0,00	0,90
Imprese / consumi elevati (€/GJ)	P11	29,5	9,9	5,6	29,5	0,00	0,86

- Altro elemento negativo dell'anno è stato l'ampliamento del gap tra i prezzi dell'elettricità italiani e quelli europei: dati ancora preliminari indicano che Italia gli aumenti sono stati all'incirca doppi di quelli medi UE, per cui nel caso delle imprese il differenziale positivo del prezzo italiano rispetto alle imprese UE è ora a un nuovo massimo storico (dell'ordine del +50% per i consumi medio-bassi).
- Nel caso del gas gli aumenti registrati in Italia sono più simili a quelli medi europei, sebbene comunque leggermente

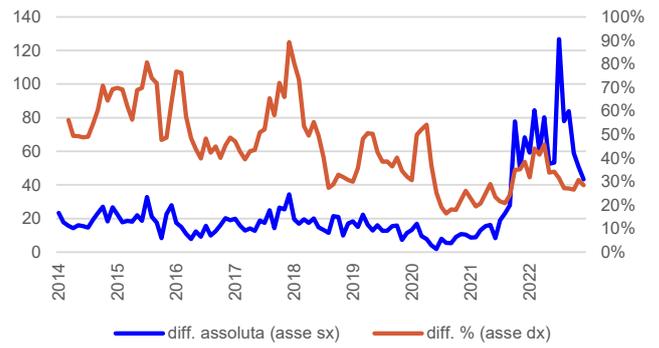
superiori. Anche in questo caso il differenziale positivo italiano è al massimo storico, compreso tra il +10% e il +25% a seconda delle fasce di consumo.

- Nel caso dei clienti domestici (il consumatore tipo nella definizione ARERA), fino a metà anno gli interventi governativi sono riusciti a mitigare gli aumenti registrati sui mercati all'ingrosso, ma nel I semestre i prezzi erano comunque aumentati di oltre il 60% (l'elettricità) e oltre il 40% (il gas) rispetto a un anno prima. Con la completa

traslazione sui prezzi al dettaglio dei record sui mercati ingrosso nell'intero 2022 il prezzo medio dell'elettricità è risultato pari a circa 49 c€/kWh, più del doppio rispetto ai 23 centesimi del 2021, mentre il prezzo medio del gas è stato pari a 128 c€/mc (+57% sul 2021).

- Nel 2022 è tornato ad ampliarsi il differenziale tra PUN italiano e i prezzi delle altre principali borse europee: il differenziale con la borsa tedesca ha raggiunto valori mai così elevati in valore assoluto (media di 69 €/MWh contro i 28 €/MWh del 2021), mentre la differenza percentuale è salita al 33% dal 27% del 2021.

Figura 1-9 – Differenza fra il prezzo della borsa elettrica in Italia e in Germania (€/MWh)



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Variabili guida dei consumi energetici

PIL ancora in forte aumento nel 2022 (+3,7%) ma negativo nel IV trimestre. Anno meno positivo per l'industria energivora

- Nel 2022 la performance dell'economia italiana è stata superiore alle aspettative. Nonostante la progressiva frenata nel corso dell'anno (Figura 2-1), fino alla flessione congiunturale del IV trimestre (-0,1%), su base annua il PIL è cresciuto del 3,7% (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2015) ed è tornato al di sopra del livello del 2019. A trainare la crescita sono state le costruzioni (+10% il valore aggiunto del settore) e i servizi (+4,8%), mentre l'industria "è diminuita in misura moderata se si considera l'ampiezza dello shock sul costo delle materie prime" (Centro Studi Confindustria).
- La crescita del PIL si è comunque progressivamente attenuata nel corso dell'anno: dopo il +6% della prima metà, la crescita tendenziale è scesa al 2,4% nel III trimestre, al +1% nel IV (Figura 2-1). Nell'ultimo trimestre la variazione congiunturale è divenuta negativa (-0,1% il dato destagionalizzato e corretto per il calendario), prima frenata dopo sette variazioni congiunturali positive.
- E' stata meno positiva la performance della produzione industriale. L'indice generale è in lieve calo rispetto al 2021 (-0,3%), ma la produzione dei beni intermedi, più energivori, ha subito cali crescenti a partire dal II trimestre, chiudendo l'anno con un -6% nel IV trimestre (e -3% la media annua), penalizzata dall'aumento dei prezzi dell'energia e dei tassi di interesse.

Il clima mite primo driver del calo dei consumi di energia

- Il 2022 è stato il quinto anno più caldo di sempre, con l'estate con le temperature più alte mai registrate in Europa dall'età preindustriale (dati Copernicus, il Servizio per i Cambiamenti Climatici dell'Unione Europea, [Global Climate Highlights 2022 | Copernicus](#)). L'Italia è stata più calda della media per quasi tutti i mesi dell'anno, con massimi storici a maggio, ottobre e dicembre.
- Nell'insieme dell'anno i gradi giorno riscaldamento sono diminuiti del 10% rispetto al 2021, e anche se sono risultati leggermente maggiori della media degli ultimi dieci anni, è stato particolarmente notevole il calo a dicembre, uno dei tre mesi in cui sono più alti i consumi di gas, guidati dagli usi riscaldamento,
- Il caldo dei mesi primaverili ed estivi ha invece costituito un impulso positivo ai consumi di elettricità per raffreddamento, che hanno però un impatto molto inferiore sul fabbisogno di energia.

Nell'insieme del 2022 dai principali driver un impulso positivo ai consumi energetici, ma fortemente negativo nel IV trimestre

- L'indice sintetico ENEA dei driver della domanda di energia, che combina i quattro fattori descritti sopra e presenta una correlazione molto elevata con i consumi di energia, risulta nell'insieme del 2022 in aumento di oltre l'1%, un dato molto inferiore alla crescita del PIL, moderata dal calo della produzione industriale e dal clima. Nel 2021 l'indice dei driver era risultato in aumento del 9,5%, a fronte di una crescita dei consumi energetici stimata all'8,6% sul 2020,
- Nel 2022 la spinta fornita dai driver alla domanda di energia è stata decisamente positiva nei primi tre trimestri (+3% medio) ma è poi divenuta fortemente negativa nel IV trimestre (-4%), quando alla contrazione della produzione

industriale si è aggiunto il clima autunnale eccezionalmente mite.

Figura 2-1 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

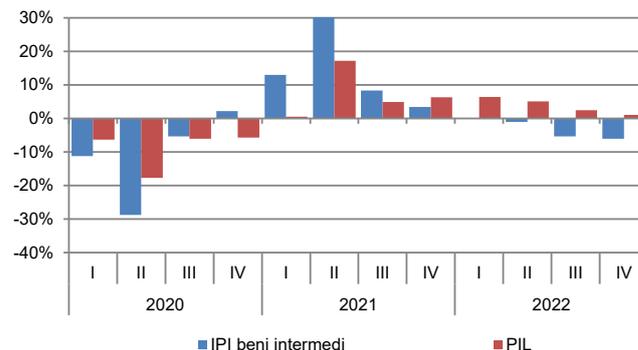


Figura 2-2 – Gradi giorno riscaldamento (HDD, heating degree days) e raffreddamento (CDD, cooling degree days)

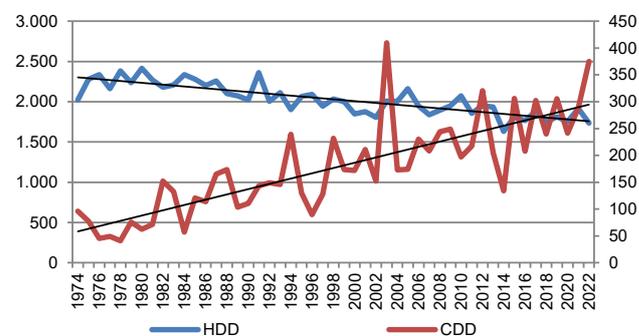
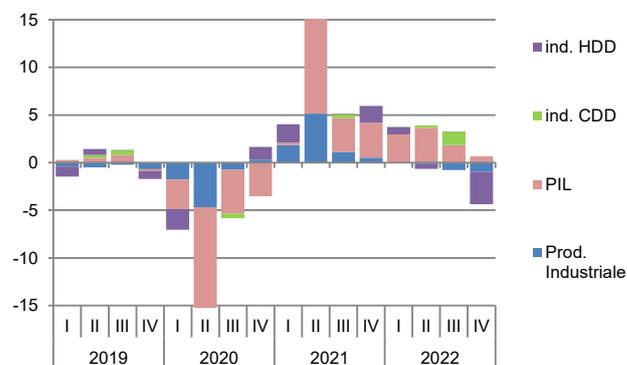


Figura 2-3 – Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione % trimestrale tendenziale)



2.2. Consumi di energia primaria

Anno a due facce per i consumi di energia: +2% nella prima metà, -8% nella seconda, -3% il dato annuo

- Secondo le stime ENEA nel 2022 il fabbisogno di energia primaria è stato pari a circa 161 Mtep (Figura 2-4; N.B.: calcolato secondo la metodologia utilizzata dal Ministero ambiente e sicurezza energetica), in calo di oltre il 3% rispetto all'anno precedente. Il calo è maturato pressoché interamente nell'ultimo trimestre, nel quale i consumi energetici sono diminuiti del 12% rispetto allo stesso periodo 2021 (circa 5 Mtep in meno). Nella prima metà dell'anno i consumi erano infatti in crescita dell'1,7%, e dopo i primi nove mesi, nonostante una contrazione del 2,5% nel III trimestre, erano ancora leggermente al di sopra dell'anno precedente.

Nella seconda metà dell'anno progressivo forte disaccoppiamento tra il consumo di energia e i suoi driver

- Fino alla metà dell'anno la dinamica dei consumi di energia ha seguito una traiettoria perfettamente coerente con quella dei principali driver, come descritta dall'indice sintetico ENEA (vedi par. 2.1). A partire dal II trimestre la dinamica dei consumi di energia ha però iniziato a discostarsi in misura progressivamente più marcata da quella dei suoi driver, fino a un disaccoppiamento decisamente marcato nel IV trimestre, quando l'indice dei driver è risultato in calo del 5%, meno della metà del calo dei consumi di energia (Figura 2-5).
- Il crollo dei consumi dell'ultimo trimestre è stato determinato in primo luogo dal clima eccezionalmente mite: a dicembre i gradi giorno riscaldamento sono stati inferiori del 18% rispetto all'anno prima. Nel solo mese di dicembre sono dunque stati consumati 4,5 mld di m³ di gas in meno rispetto alla media degli ultimi 5 anni, dei quali 2,8 dalle reti di distribuzione, e quasi 1 mld di m³ dall'industria.
- Il crollo dei consumi di energia è però stato anche una risposta dei consumi agli alti prezzi dell'energia (+57% e +44% l'aumento medio annuo dei prezzi di gas ed elettricità per l'utente domestico di riferimento), sia mediante distruzione della domanda (la produzione dei beni intermedi si è contratta del 6% nel IV trimestre) e azioni di adattamento nell'industria (fuel switching, aumenti di efficienza) sia mediante cambiamenti comportamentali nel settore residenziale.

Calo senza precedenti dell'intensità energetica del PIL

- Il netto calo dei consumi di energia stimato per il 2022 è avvenuto a fronte di un altrettanto netto aumento del PIL (+3,7%); con la conseguenza che l'intensità energetica dell'economia ha subito una contrazione senza precedenti (Figura 2-6), pari a circa 7 punti percentuali rispetto ai livelli dell'anno precedente. D'altra parte, la combinazione unica di fattori che hanno portato al crollo dei consumi nella seconda metà dell'anno, per i quali non è ancora possibile stabilire quanto siano strutturali, impone di considerare con prudenza questa forte contrazione dell'intensità energetica.
- Si tratta in ogni caso di un dato positivo rimarchevole, che potrebbe rappresentare una rottura della fase storica (dal 2014 al 2021) nella quale il tasso medio annuo di riduzione dell'intensità è stato pari a un modesto 0,25%, laddove tra il 2010 e il 2014 era stato pari al 2% (Figura 2-6).
- Se si considera il valore medio dell'ultimo triennio (così da ridimensionare l'effetto dei fattori contingenti sul dato puntuale), l'intensità energetica media dell'ultimo triennio risulta inferiore di dieci punti percentuali rispetto a dieci anni fa.

Figura 2-4 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sx), e var. su anno precedente (asse dx, %)

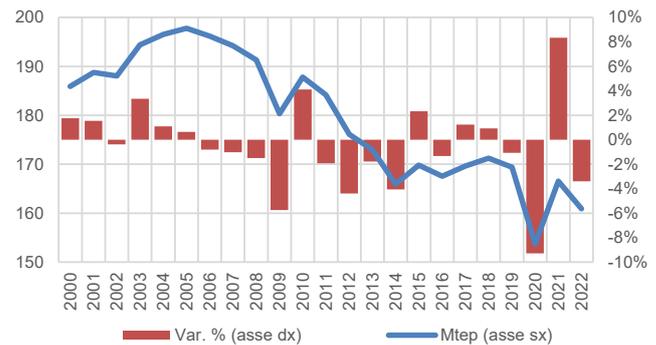


Figura 2-5 - Consumi finali di energia e Superindice ENEA delle variabili guida (variazione su anno precedente, %)

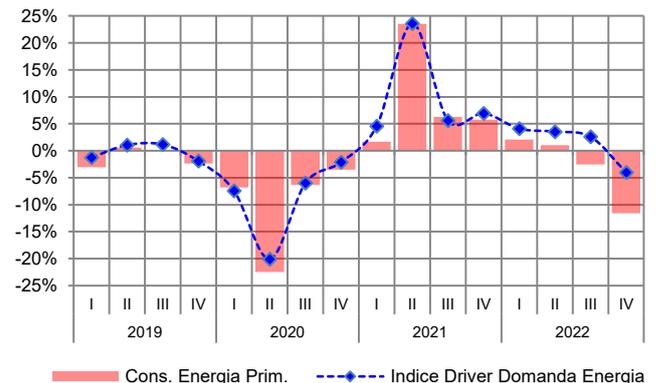
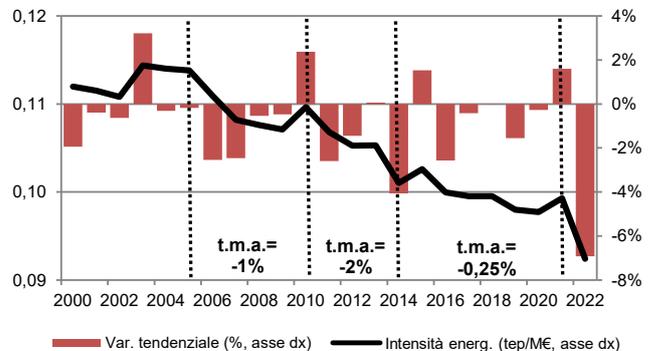


Figura 2-6 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)



In forte calo gas naturale e rinnovabili (-10 Mtep nell'insieme), in netto aumento petrolio e solidi (-5 Mtep nell'insieme)

- In termini di fonti il calo di circa 5 Mtep dei consumi di energia primaria rispetto al 2021 è stato la risultante di una forte contrazione di gas naturale e fonti rinnovabili (-10 Mtep in tutto), compensata solo per metà dalla maggiore richiesta di petrolio e carbone (Figura 2-7).
- I consumi di gas, dopo la decisa crescita del 2021 (+7% sul 2020), si sono contratti di circa 6 Mtep nel 2022 (-10%), in larghissima parte per la minore richiesta negli impieghi finali, dove si sono registrati cali di circa il 14% sia sulle reti di distribuzione sia nel settore industriale (dati SNAM). Oltre la metà del calo è maturato nel corso degli ultimi mesi dell'anno, favorito in primis dal fattore clima (-25% il calo nel IV trimestre).
- Il consumo di fonti rinnovabili (biomasse termiche escluse) si è ridotto nell'anno di circa 4 Mtep (-12% sul 2021), a causa del dato particolarmente negativo della produzione idroelettrica (-37% sull'anno precedente, si veda oltre). Per le FER elettriche negli ultimi quindici anni non si era mai registrato un calo così importante, che ha riportato la produzione elettrica da rinnovabili poco al sopra del livello del 2012. Con questo calo l'energia primaria da rinnovabili è tornata sotto il livello di cinque anni fa, prima di una fase di espansione al ritmo medio del 2,7% annuo (Figura 2-8).
- Dopo il forte rimbalzo del 2021 (+11% sul 2020), nel 2022 è proseguita la risalita della domanda di petrolio, quasi 3 Mtep in più rispetto al 2021 (+5%), fino a quasi 57 Mtep. A fine 2022 i consumi di petrolio sono ancora inferiori ai livelli pre-Covid, ma per soli 2 Mtep (-3%), ed esclusivamente per il recupero ancora non completo del traffico aereo.
- I consumi di combustibili solidi (prevalentemente carbone), dopo il +10% del 2021, hanno segnato nel 2022 una variazione positiva ancora più marcata, superiore al 25% su base d'anno, per il maggior ricorso negli usi termoelettrici (+60% secondo i dati Terna). Dopo la netta riduzione del biennio 2019-20 (in media oltre il 20%, in accelerazione rispetto al -10% m.a. del triennio precedente), gli incrementi dell'ultimo biennio hanno riportato i consumi di carbone oltre i livelli pre covid del 2019: la quota di solidi nel mix energetico a fine 2022 è di poco inferiore al 5% (quasi 2 p.p in più rispetto al biennio precedente).
- Nel 2022 è stata infine marginale la variazione delle importazioni nette di elettricità, +0,5% sul 2021, quando avevano registrato un forte rimbalzo (+30%) dopo la contrazione del 2020 (-15%).

Tornato sui livelli pre-Covid il peso dei combustibili fossili

- Le fonti fossili nel 2022 sono stimate complessivamente pari a circa 120 Mtep, oltre 1 Mtep in meno rispetto al 2021. A fine 2022 hanno coperto quasi il 75% del fabbisogno di energia primaria dell'anno, in aumento di oltre 1 p.p. rispetto al precedente biennio e sugli stessi livelli pre covid.
- Con riferimento alle rinnovabili il peso a fine 2022 scende sotto quota 20%, in calo di quasi 2 p.p. rispetto al 2021, quando pure diminuiva di oltre 1 punto rispetto ai livelli massimi del 2020 (oltre il 22%, favorito dal contestuale calo di petrolio e gas per la pandemia). Al netto del risultato del 2020, i risultati degli ultimi anni sembrano indicare per le rinnovabili una decisa frenata del trend di crescita (Figura 2-8).

Figura 2-7 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)

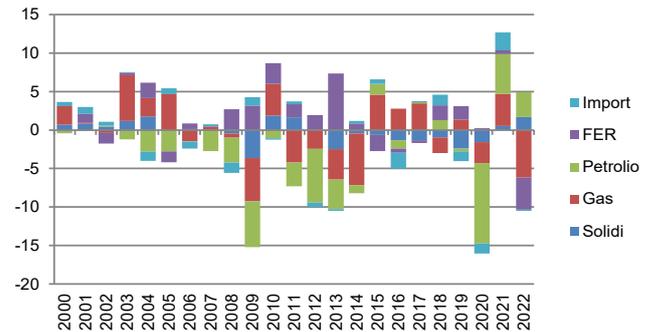


Figura 2-8 - Consumi annui per fonte (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)

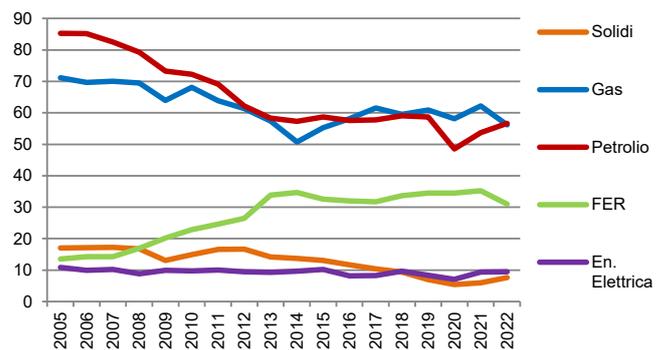
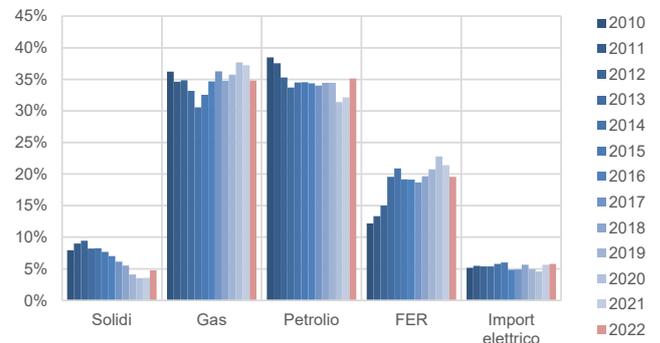


Figura 2-9 - Fonti primarie di energia (% su totale)



2.3. Consumi finali di energia

Domanda di energia nei settori di impiego finale in calo di oltre il 4%, torna sui livelli minimi del 2014

- Secondo le stime ENEA nel 2022 i consumi finali di energia in Italia si sono attestati al di sotto dei 120 Mtep, circa oltre il 4% in meno rispetto al 2021. Dopo l'incremento di inizio anno (+2%) e la variazione trascurabile della primavera, i consumi finali hanno registrato cali tendenziali progressivamente più decisi, -4% nel III trimestre, -13% nel IV (-4 Mtep). Questo risultato segue la decisa ripresa del 2021, quando i consumi finali erano cresciuti di circa 10 Mtep sull'anno precedente (+9%), restando comunque al di sotto dei livelli pre-Covid (Figura 2-10). Ad eccezione dei prodotti petroliferi, tutte le commodity hanno contribuito al calo dei consumi del 2022 nei settori di impiego finale, anche se il contributo principale è arrivato dal gas.
- La richiesta di gas naturale è diminuita di oltre 5 Mtep nel 2022 (-14%), in primis per ragioni di natura climatica, oltre che per la contrazione della produzione industriale, e si è concentrata negli ultimi mesi dell'anno (-27% sul IV trim 2021). Nel 2021 (+8% sul 2020) la domanda di gas era tornata anche oltre i livelli pre-Covid.
- Sono risultate ancora in aumento le vendite di prodotti petroliferi, oltre 1,5 Mtep in più rispetto al 2021 (+3%). Tale risultato, insieme alla netta ripresa del 2021 (+12%), configura quindi una ripresa quasi completa dopo il crollo del 2020, conseguenza del drammatico crollo del traffico veicolare terrestre ed aereo.
- Dopo la decisa riduzione del 2020 (-5% sul 2019) e il rimbalzo del 2021 (+5,6%), la domanda di elettricità sulla rete è tornata a diminuire nel 2022, di poco meno dell'1%. Al risultato positivo della I metà dell'anno (circa il 2% tendenziale), ha fatto seguito una riduzione marginale nei mesi estivi (-1%) e più marcata nel IV trimestre (-7%). Determinante è stato il progressivo rallentamento dell'attività industriale (l'IMCEI Terna mostra cali a doppia cifra nel II semestre dell'anno).
- In un'ottica più ampia, la Figura 2-10 evidenzia come, dopo il trend di costanti riduzioni durato all'incirca un decennio, fino ai minimi del 2014 (119 Mtep), e l'inversione di tendenza del quinquennio successivo, la pandemia li aveva bruscamente riportati ben al di sotto dei livelli del 2014 (-6 Mtep circa) e sugli stessi livelli di domanda di fine anni '80. Con la ripartenza delle attività produttive e degli spostamenti nel 2021 i consumi erano tornati sopra tale soglia (+3-4%), ma il calo del 2022 li ha riportati nuovamente sui livelli minimi del 2014.

Cresce l'elettrificazione, ma resta lontana dai target PNIEC

- Nel 2022 la diminuzione dei consumi elettrici (-1%) è stata molto minore di quelle dell'insieme delle altre commodity energetiche (-4%). Ne consegue che l'elettrificazione del sistema energetico (stimata oltre il 20%) è in lieve aumento rispetto al 2021 e su livelli paragonabili a quelli massimi del 2020 (allora il calo dei consumi elettrici rispetto al 2019 era stato meno deciso rispetto alla riduzione complessiva dei consumi energetici, dal momento che le limitazioni a spostamenti e attività produttive avevano agito principalmente su petrolio e gas).
- Buona parte dell'aumento dell'elettrificazione deriva però dal calo dei consumi di gas, del quale come detto è presto per dire quanto siano strutturali. Allargando l'orizzonte temporale, la Figura 2-11 evidenzia come, dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici, spinti dalla terziarizzazione del Paese, l'elettrificazione del sistema ha proseguito a crescere, sebbene a ritmi meno sostenuti, fino alla metà del decennio scorso, per poi evolvere su un trend di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19. I

dati dell'ultimo triennio confermano una certa incoerenza con la traiettoria necessari al raggiungimento del target del PNIEC 2019 (30% al 2030), peraltro di probabile prossimo superamento con la revisione del PNIEC.

Figura 2-10 - Consumi finali di energia (var. annua, Mtep, asse sx) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)

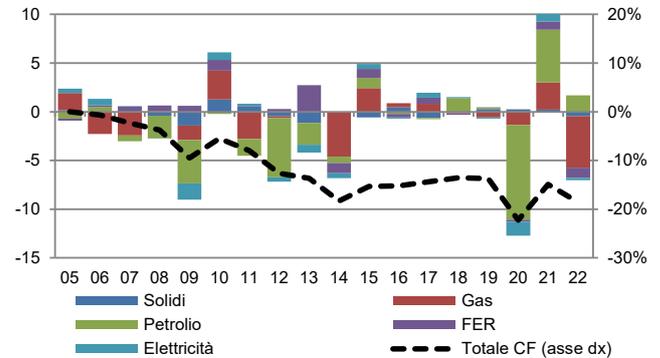


Figura 2-11 - Variazione annua domanda elettrica (asse sx, %), consumi elettrici e quota sui consumi finali (media 3 anni, 2005=100, asse dx)

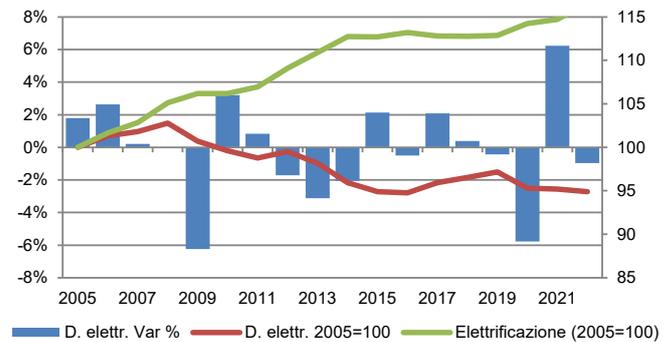
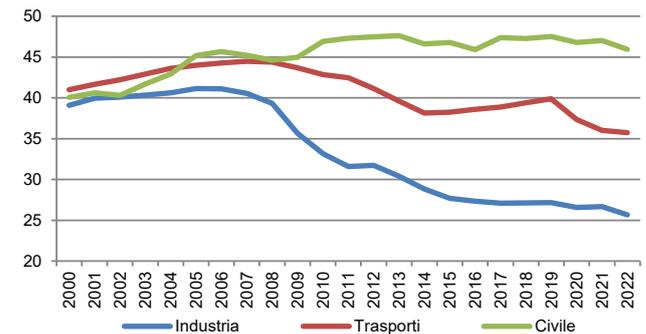


Figura 2-12 - Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)



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

- La riduzione dei consumi finali del 2022 deriva dalla minore richiesta dei settori civile e industriale (nell'insieme circa 7 Mtep in meno rispetto all'anno precedente), solo in parte compensata dall'aumento nei trasporti.
- Il settore civile, per i quali si stima una contrazione dei consumi superiore ai 3 Mtep (-8%), è il principale responsabile del dato complessivo 2022, in primis per il clima mite nei mesi primaverili e soprattutto autunnali. In termini di commodity, la contrazione della domanda settoriale è da imputare in larghissima parte alla minore richiesta di gas naturale, in calo di oltre 3 Mtep sul 2021 (-13%). Secondo i dati SNAM, dopo un I trimestre di riduzioni contenute (-2%), il calo si sarebbe progressivamente intensificato nel corso dell'anno, mostrando cali tendenziali superiori al 10% in media nei mesi primaverili ed estivi (quasi 1 Mtep in meno), fino al -27% del IV trimestre (-2,5 Mtep), in modo coerente con le temperature mediamente più miti dei mesi autunnali (in particolare ad ottobre e dicembre, oltre 2°C in più rispetto agli stessi mesi del 2021). Sono aumentati invece i consumi elettrici del settore (+3%), nonostante il calo del IV trimestre (su cui ha inciso il clima), trainati dai servizi (il cui valore aggiunto è aumentato del 5% quasi), e dal caldo dei mesi estivi.
- Il calo dei consumi del civile nel 2022 sembra più marcato rispetto all'evoluzione delle variabili guida del settore (HDD, CDD, VA servizi). La dinamica di un indice composito che aggrega questi driver avrebbe infatti giustificato un calo più modesto (Figura 2-12). La spinta alla contrazione del fabbisogno di riscaldamento per le temperature miti dei mesi primaverili e autunnali è stata, seppur solo in parte, ridimensionata dall'impulso positivo proveniente dalla crescita del settore dei servizi (VA +4% sull'anno precedente) e dal caldo record dei mesi estivi (che hanno spinto i consumi per il raffrescamento). A partire dalla metà del decennio scorso, driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente parallela (al netto del biennio 19-20), ad indicare un rallentamento del processo di disaccoppiamento. L'allargamento del divario dell'ultimo anno potrebbe rappresentare un'inversione di tendenza, per la presenza di una componente di risparmio come effetto del caro prezzi.
- Anche la domanda di energia dell'industria è stimata in netta riduzione nel 2022 (-11% circa), con cali tendenziali progressivamente più decisi dal primo (-3%) al quarto trimestre (-13%). Il calo ha riguardato sia il gas naturale (-15%, effetto del -9% della I metà e del -20% della II metà) sia l'elettricità (-5,6% la variazione dell'IMCEI TERNA, frutto del -2% nel I semestre e del -10% nel II).
- La riduzione dei consumi industriali di energia è spiegabile solo in parte con il progressivo rallentamento della produzione industriale, che mostra infatti variazioni solo marginali su base d'anno (-0,3%), anche se più marcate nel III e IV trimestre (-1,5% e -3,5% rispettivamente). È stata effettivamente molto più significativa la contrazione della produzione dei beni intermedi, più energy intensive (-3%), ma comunque più contenuta di quella dei consumi di energia. Sul divario tra consumi e driver sembra dunque ragionevole ipotizzare che abbiano avuto un ruolo azioni di adattamento agli alti prezzi dell'energia (e delle materie prime), come fuel switching e aumenti di efficienza. La Figura 2-14 mostra che il calo del 2022 potrebbe rappresentare il ritorno dei consumi settoriali su un trend decrescente dopo il quinquennio stazionario 2014-'19 seguito alla decisa contrazione degli anni della crisi economica.
- I consumi di energia nei trasporti hanno registrato nel 2022 un nuovo forte aumento (+9%), sebbene inferiore a quello del 2021 (+17%, che seguiva il crollo del 2020). La ripresa

dei consumi settoriali è da ricondurre in primis alla nuova variazione positiva del trasporto stradale (salito a 33,3 milioni di tonnellate, +5,6%), coerente con l'andamento di traffico veicolare: l'indice della mobilità rilevata dell'ANAS indica infatti una ripresa dei volumi di traffico sulla rete stradale di circa il 10% medio, anche se è stata invece negativa la variazione del traffico dei veicoli pesanti (-1%, che riflette la frenata del comparto produttivo). Una crescita percentuale molto maggiore hanno finalmente registrato le vendite di jet fuel destinato all'aviazione, salite a circa 3,7 Mtep in totale (+1,5 Mtep sul 2021), ma ancora inferiori ai 5 Mtep del 2019.

- La Figura 2-15 evidenzia come il comparto dei trasporti, dopo il minimo raggiunto nel 2013 (-14% rispetto al 2005), si sia poi mosso lungo una traiettoria di moderata ripresa fino al 2019. Dopo il crollo del 2020, che ha bruscamente riportato i consumi settoriali a circa -30% rispetto al 2005, il biennio 2021/22 ha poi riportato i consumi sui livelli pre covid del 2019 (-10% sul 2005).

Figura 2-13 - Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)

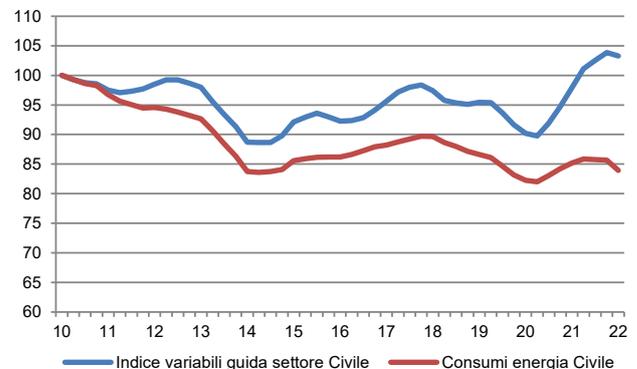


Figura 2-14 - Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

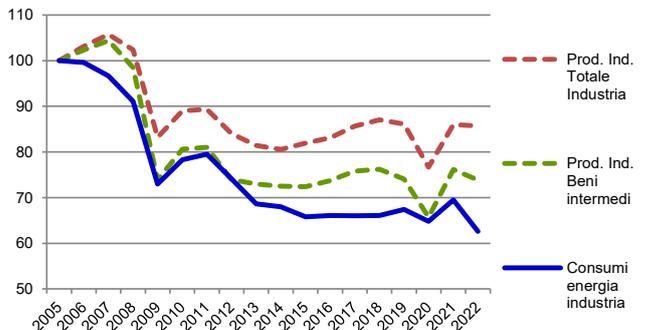
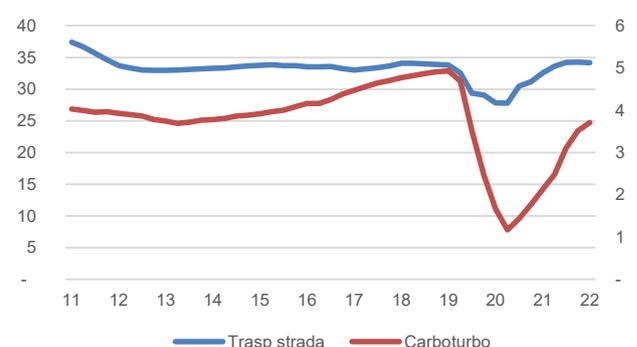


Figura 2-15 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sx, ktep), e aereo (asse dx, ktep)



Consumi di energia da rinnovabili per il target 2030 in lieve aumento in termini assoluti, sale al 20% la quota di FER sui consumi finali grazie al calo dei consumi

- Secondo le stime ENEA nel 2022 i consumi di energia da fonti rinnovabili (calcolati secondo la metodologia Eurostat utilizzata per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi europei²) sono stati pari a circa 23 Mtep, in aumento di poco meno dell'1% rispetto al 2021.
- Grazie alla contrazione dei consumi finali, ha registrato un netto aumento la quota di FER sui consumi finali, salita al 20% dal 19% del 2021, quando la decisa crescita dei consumi aveva invece fatto diminuire tale quota rispetto ai massimi del 2020 (nell'anno della pandemia il peso delle rinnovabili aveva infatti superato il 20%). D'altro canto, visto il modesto ritmo di aumento dei livelli di consumo di FER, negli ultimi anni l'andamento della quota di FER è dipeso sostanzialmente dall'andamento dei consumi di energia (altalenante in particolare nel biennio 2020-'21).
- Nonostante l'obiettivo per il 2020 (17% di FER sui consumi finali lordi di energia), sia stato di fatto raggiunto già dal 2014, il trend di crescita moderata degli ultimi anni porta comunque a ritenere molto sfidante il target 2030.
- Con riferimento al solo settore elettrico i consumi da FER (N.B.: calcolati sempre con la metodologia Eurostat) nel 2022 sono stimati pari a circa 10,4 Mtep, in aumento del 2% sul 2021 nonostante l'importante contrazione della produzione idroelettrica (la procedura di normalizzazione dei dati ne ha infatti fortemente ridimensionato gli effetti).
- La quota di FER sui consumi elettrici, nel 2021 pari al 36%, è stimata nel 2022 al 37% (dato il calo della domanda elettrica sulla rete), un punto percentuale in più rispetto al 2021 ma ancora un punto in meno rispetto al massimo del 2020 (oltre che decisamente lontano dal 55% al 2030 del PNIEC 2019, target destinato a salire oltre il 60%).
- Anche l'obiettivo relativo alle rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento (34% nel 2030 secondo il PNIEC 2019) risulta sfidante alla luce dei dati recenti: a fine 2022 la quota in questione è stimata sui livelli del 2021, inferiore al 20%, ed è cresciuta di appena due punti percentuali negli ultimi otto anni, restando in termini assoluti sugli stessi livelli del 2010. Al 2030 servirebbero dunque circa 5 Mtep aggiuntivi.
- Nel caso della quota di rinnovabili nel settore trasporti il dato 2022 è stimato in leggera flessione rispetto al 2021 (N.B.: stima su dati parziali), perché la crescita dei biocombustibili non ha tenuto il passo della crescita dei consumi totali per trasporto. Nell'ultimo decennio la quota di rinnovabili nei trasporti è cresciuta da poco meno del 6% a poco più del 10% .

Figura 2-16 – Quota del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia (asse sx) e quote settoriali (asse dx)

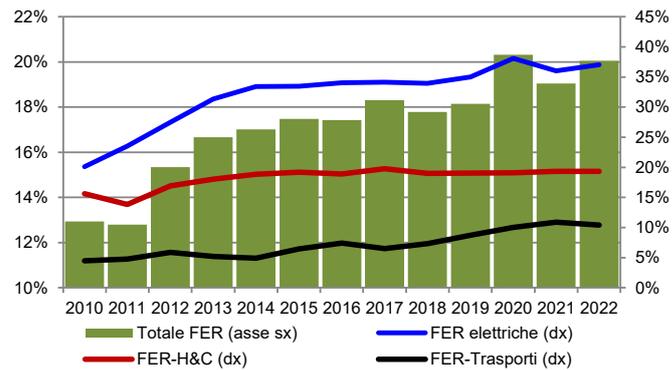
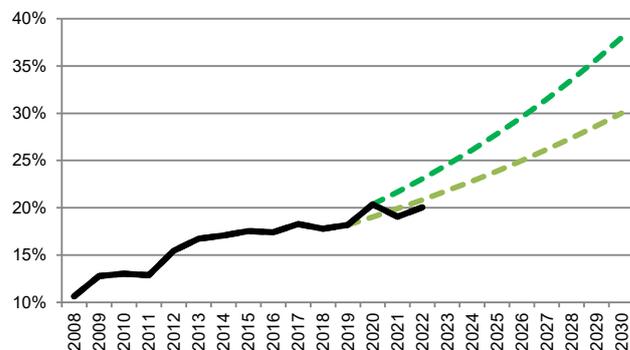


Figura 2-17 - Quota del consumo totale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia – dati storici e traiettorie verso i target 2030



² La metodologia Eurostat utilizzata per il raggiungimento degli obiettivi europei prevede tra le altre cose la normalizzazione della produzione

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

FOCUS - Evoluzione del sistema energetico italiano negli ultimi venti anni e il salto verso il 2050

Giuseppe Dino

La rappresentazione grafica del bilancio del sistema energetico italiano mediante una serie di diagrammi di Sankey relativi ad anni diversi aiuta a comprendere come è cambiata la struttura del sistema - in termini di fonti e settori - negli ultimi venti anni, e in che misura la struttura attuale differisce da un possibile scenario 2050 compatibile con l'obiettivo di azzeramento delle emissioni di CO₂. I bilanci energetici degli anni 2002 e 2012 si basano su dati storici, il 2022 su stime ENEA, mentre il bilancio 2050 è uno dei possibili scenari Net Zero elaborati con il modello TIMES-Italia in uso in ENEA.

Osservando i dati del Consumo Interno Lordo si nota come il petrolio abbia subito un netto calo dal 2002 al 2022, dai 92 Mtep del 2002 ai 62,2 Mtep del 2012 (-32,4% sul 2002), ai 56,65 Mtep del 2022 (-8,9% sul 2012). Il calo del petrolio si è riflesso principalmente nel calo delle importazioni, in quanto la quota di produzione interna ha subito cali più modesti, registrando variazioni del -2,5% dal 2002 al 2012 e -16,8% dal 2012 al 2022. L'incidenza del petrolio sul CIL totale si è ridotta dal 48,9% del 2002 al 35,3% del 2012 e si è mantenuta su livelli costanti fino al 2022 con il 35,1%. Nello scenario 2050 il petrolio è drasticamente ridotto a 7,8 Mtep, con un calo percentuale dell'86% rispetto al 2022. Il dato è legato agli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico. Nello scenario al 2050 il petrolio assume un'incidenza sul CIL pari al 7%.

Il consumo di gas naturale ha avuto, nel corso degli ultimi venti anni, un comportamento non monotono, in quanto si sono registrati 58,1 Mtep nel 2002, 61,36 Mtep nel 2012 (+5,6% rispetto al 2002) e 56,16 Mtep nel 2022 (-8,5% rispetto al 2012). Da sottolineare il netto calo della produzione interna, pari a 12,1 Mtep nel 2002, 7,05 Mtep nel 2012 e 2,74 Mtep nel 2022. L'incidenza percentuale del gas sui consumi totali di energia primaria ha mostrato un aumento dal 2002 al 2012 passando dal 30,9% al 34,8%, permanendo sulla stessa quota nel 2022. Lo scenario al 2050 mostra valori ancora rilevanti per il gas (fossile e rinnovabile), pari a 21 Mtep (-62% rispetto al 2022) e un peso del 19,3% sul CIL totale.

Le rinnovabili elettriche (biomasse escluse) hanno raddoppiato la loro quota sui consumi totali di energia tra il 2002 e il 2012, passando dal 5% (10 Mtep, pressoché interamente energia idroelettrica) al 10% (17,5 Mtep, 7 dei quali eolico e fotovoltaico), grazie principalmente alla politica di forti incentivi. La crescita ha rallentato nel decennio 2012-2022, perché nel 2022 la loro quota sul CIL è stimata poco al di sopra dell'11% (18,2 Mtep), dato però su cui ha inciso la bassa idraulicità dell'anno (solo 6,2 Mtep di idroelettrico, -35% sul 2021). Nello scenario Net-zero 2050 le rinnovabili elettriche arrivano a 48 Mtep, +171%.

L'impiego delle biomasse solide, liquide e gassose ha mostrato valori crescenti nei venti anni considerati: dai 2,7 Mtep del 2002 si è passati ai 9,3 Mtep del 2012 (+250%), fino ai 12,2 Mtep stimati per il 2022 (+24% sul 2012). Nello scenario al 2050 è previsto un raddoppio del consumo attuale di biomassa, fino a 25 Mtep. L'incidenza percentuale delle biomasse sui consumi totali è salita nei tre anni analizzati dall'1,4% al 5,3%, all'8,5%. Lo scenario al 2050 prevede un'incidenza relativa del 23%.

L'energia elettrica destinata agli usi finali non mostra rilevanti segnali di incremento: 24,3 Mtep nel 2002, 25,5 Mtep nel 2012 (+4,9%), 24,7 Mtep nel 2022 (-2,9%). L'elettrificazione del sistema energetico italiano stenta ad affermarsi, per fattori di carattere tecnologico e sociale con elementi strutturali e contingenti, in primis la difficile penetrazione della mobilità elettrica e delle tecnologie "power-to-heat" nel civile. Nello scenario 2050 qui descritto l'elettricità negli usi finali raggiunge invece 45 Mtep (+83% rispetto al 2022).

Nel 2002 la generazione dell'energia elettrica era ancora di natura prevalentemente fossile: 33% Gas, 31% Petrolio e 17% Solidi (in prevalenza carbone), solo una quota residuale era riservata alla generazione mediante FER elettriche (18%) e biomasse (2%). Nel 2012 si assiste già a un rilevante ribilanciamento, con un imponente rialzo delle FER elettriche (al 30%) e un più contenuto aumento delle biomasse (al 7%); la quota fossile era invece trainata essenzialmente dal gas (ancora in aumento, al 36%) e dai solidi (21%), mentre un netto calo subiva il petrolio (al 6%). Nel 2022 le FER (NB: penalizzate nell'anno dalla performance molto negativa dell'idroelettrico) hanno rappresentato il 35% della generazione elettrica nazionale, mentre il gas, con il 40%, si conferma la prima fonte di energia per la conversione elettrica. Seguono il carbone al 10,5%, le biomasse al 10,2% e una quota residuale di petrolio al 3,8%. Lo scenario al 2050 è caratterizzato dalla preponderanza delle FER elettriche, con un contributo del 64,5%, ma il gas (fossile e rinnovabile) occupa ancora un posto di rilievo, con un'incidenza del 20%, mentre le biomasse arrivano al 14% e un modesto contributo arriva anche dall'idrogeno (2%).

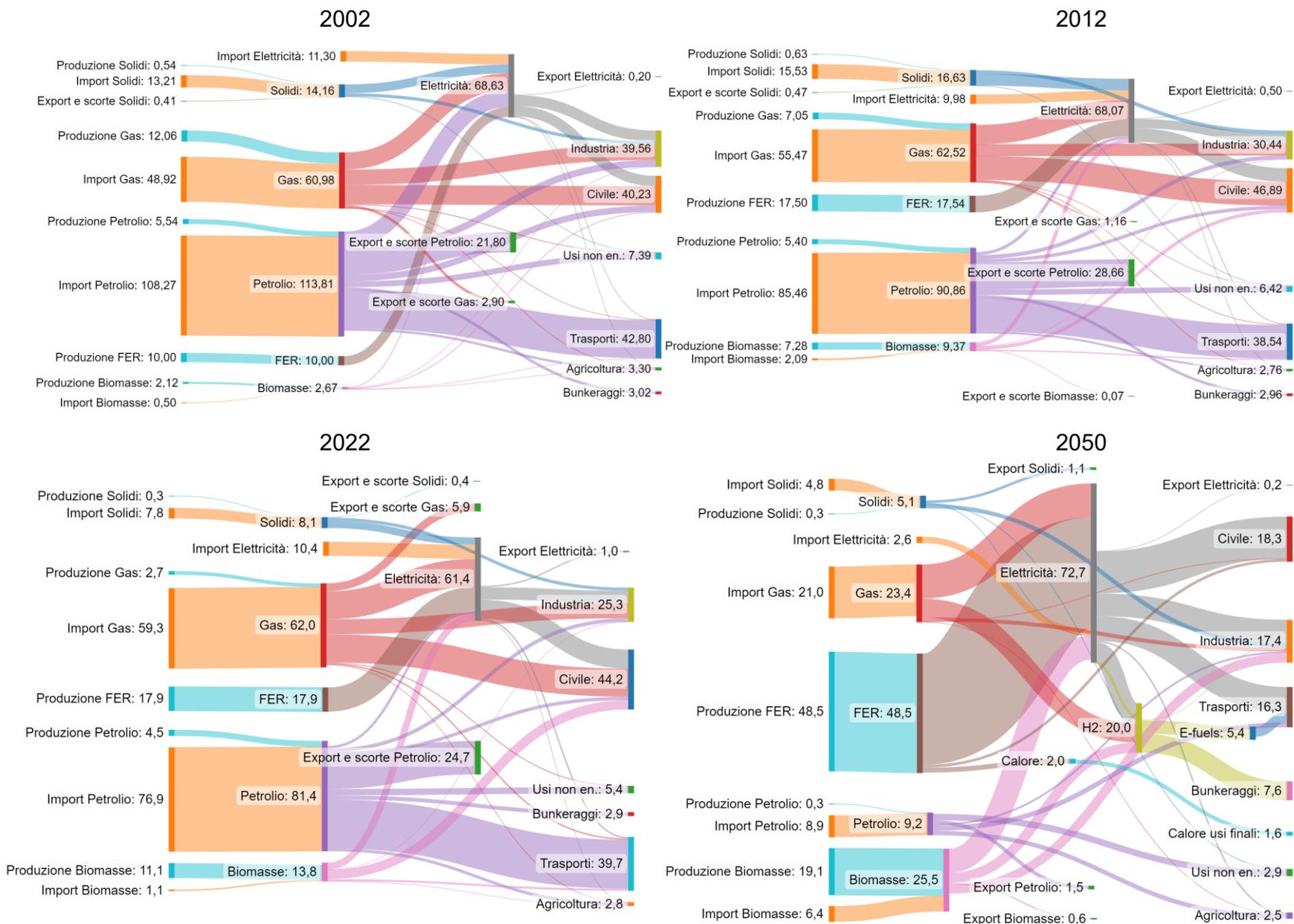
Due nuovi vettori energetici sono previsti nello scenario al 2050: l'idrogeno e gli E-fuels. Per la produzione di idrogeno è prevista la conversione di 7,7 Mtep di gas (pari al 38% del totale), 4,1 Mtep di biomasse (pari al 21% del totale) e di energia elettrica (pari al 41% del totale). Alle valutazioni di carattere quantitativo generale vanno affiancate le valutazioni di merito, volte ad analizzare l'efficienza e la sostenibilità delle tecnologie impiegate per la conversione delle fonti di energia primaria in idrogeno. Una quota di idrogeno è dedicata alla trasformazione in E-fuels (5,4 Mtep), sintetizzati con l'impiego della CO₂ catturata.

I dati sugli usi finali mostrano una prevalenza assoluta delle fonti fossili nel settore dei trasporti per il 2002, 2012 e 2022, caratterizzate dall'elevata incidenza percentuale del petrolio e dei prodotti derivati e una modesta percentuale di energia elettrica. Lo scenario al 2050 presenta invece la prevalente elettrificazione del settore con un'incidenza del 62%, l'introduzione degli E-fuels offre altresì un importante contributo con il 26%, una quota minoritaria rimane ancora in carico al petrolio e i prodotti derivati con il 12%. Il settore civile ricopre un ruolo maggioritario nell'incidenza sugli usi finali: escluso il 2002 in cui i trasporti rappresentano la voce più alta (42,8 Mtep contro i 40,2 Mtep del settore civile), negli altri anni di riferimento si rilevano 46,9 Mtep per il 2012 e 44,2 Mtep nel 2022. La proiezione futura al 2050 mostra un deciso calo rispetto al 2022 con 18,31 Mtep (-59%) ma permane comunque il ruolo preminente degli usi civili dell'energia nel bilancio energetico italiano. Il gas e l'energia elettrica sono le due principali fonti di energia per questo settore, si assiste ad una elettrificazione più spinta nello scenario al 2050 in cui il 93% del fabbisogno nel settore civile è coperto dall'energia elettrica.

L'industria è caratterizzata dalla prevalenza delle fonti fossili, ma con un tasso di elettrificazione crescente: 29,8% nel 2002, 32,2% nel 2012, 36% nel 2022. Nello scenario al 2050 l'incidenza dell'energia elettrica sale al 53%, corrispondente a oltre 9 Mtep, ma permane una quota significativa di fonti fossili (1,7 Mtep di combustibili solidi, 1,6 Mtep di gas e 0,8 Mtep di petrolio), aumenta l'impiego delle biomasse (3,8 Mtep, pari al 22% del totale) e viene introdotto l'idrogeno (0,3 Mtep).

Per il periodo 2002-2012-2022, i bunkeraggi presentano valori comparabili di energia primaria impiegata (rispettivamente 3 Mtep, 2,96 Mtep e 2,89 Mtep), il fabbisogno è integralmente coperto da petrolio e derivati. Nello scenario al 2050 è prevista la crescita del fabbisogno a 7,61 Mtep, coperto integralmente dall'apporto dell'idrogeno.

Figura 2-18 – Diagrammi Sankey relativi al bilancio energetico italiano in tre anni storici e in uno scenario 2050 Net-Zero



Nota: Per esigenze di leggibilità grafica in alcuni casi le voci del bilancio energetico sono state aggregate, ad esempio non sono rappresentati i diversi prodotti petroliferi, né quindi la raffinazione.

3. Decarbonizzazione

Emissioni di CO₂ in lieve aumento nel 2022 (+0,5%): gli aumenti dei primi nove mesi pressoché compensati dal forte calo del IV trimestre

- Nel 2022 le emissioni di CO₂ (da combustione) del sistema energetico nazionale sono stimate pari a circa 308 Mt, in lieve aumento sul 2021 (+0,5%). Questo nonostante il consumo dell'insieme delle fonti fossili si sia contratto dell'1%: questa contrazione ha infatti riguardato esclusivamente il gas, mentre sono aumentati in maniera significativa sia il petrolio sia (ancor più) il carbone, maggiormente carbon intensive.
- Sulla scia del 2021 l'anno era iniziato con un nuovo balzo delle emissioni nel I trimestre (+8%), poi gli incrementi tendenziali si sono progressivamente attenuati nei due trimestri successivi (+4% e +2%), per trasformarsi in una caduta di oltre il 10% nel IV trimestre, quando al crollo dei consumi di gas si è unito un leggero calo tendenziale dei consumi di petrolio, mentre ha subito un rallentamento la crescita del carbone.
- Dopo che nel 2020 le emissioni erano scese ampiamente al di sotto dei minimi del 2014, il rimbalzo del 2021 e il marginale aumento del 2022 le hanno riportate su livelli di poco inferiori sia a quelli pre-Covid del 2019 (-3%) che ai minimi del 2014 (-4%; Figura 3-1).
- Un anno fa la distanza dall'obiettivo fissato nel PNIEC (circa 250 Mt) era pari a circa 55 Mt CO₂, e richiedeva un abbattimento pari al 19% delle emissioni del 2021. A fine 2022, dopo che il pacchetto Fitfor55 ha portato l'obiettivo a circa 200 Mt, il raggiungimento del target richiede l'abbattimento del 36% delle emissioni 2022.

Deciso aumento delle emissioni dei settori ETS, pressoché compensato dal calo nei non-ETS

- In termini di settori, i settori della trasformazione (generazione elettrica e raffinazione) e dei trasporti hanno dato un contributo positivo (+15 Mt) all'aumento delle emissioni totali del sistema, mentre i settori civile e industria hanno ridotto le loro emissioni per un ammontare quasi equivalente (-14 Mt), determinando in tal modo l'aumento solo marginale registrato nell'anno.
- L'aumento delle emissioni ha dunque riguardato solo i settori sottoposti all'Emission Trading System (industria energivora e generazione elettrica). Nonostante la variazione negativa dell'ultimo trimestre (per il deciso calo della domanda elettrica), l'aumento complessivo è di circa il 6% (Figura 3-2), per il calo delle FER e il maggiore ricorso al carbone e all'olio combustibile nella termoelettrica, anche a seguito delle politiche governative finalizzate a minimizzare l'uso del gas naturale. Dopo il crollo del 2020, la ripresa del biennio 2021-'22 ha riportato le emissioni dei settori ETS appena al di sotto dei livelli pre-Covid, più lontane dai nuovi target 2030 (-61% rispetto al 2005).
- Nel caso dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivori), dopo l'incremento di inizio anno (+5%, Figura 3-2) si stima una variazione tendenziale nulla nel II trimestre e poi negativa nella seconda metà dell'anno, in particolare nel IV trimestre (-12%), a seguito della caduta dei consumi di gas per usi civili. Nell'insieme del 2022 si stima un calo di oltre il 2% sull'anno precedente.
- Dopo la ripresa del 2021 (+11% sul 2020) la traiettoria delle emissioni settoriali è tornata quindi a muoversi nella direzione del target 2030, peraltro rivisto al rialzo dal pacchetto Fit for 55 (-43,7% rispetto al 2005, Figura 3-4), per cui per raggiungerlo è ora necessario una riduzione di circa 50 Mt (all'incirca il 25% delle emissioni 2022).

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

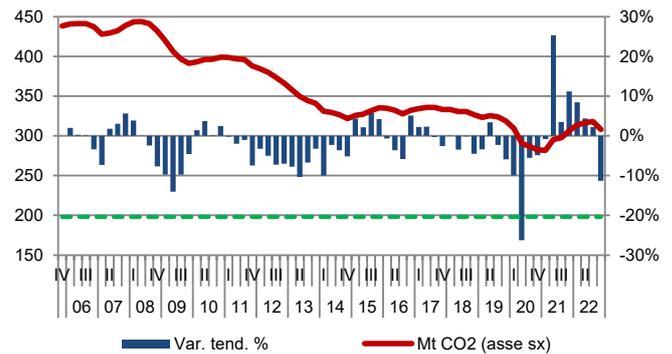


Figura 3-2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

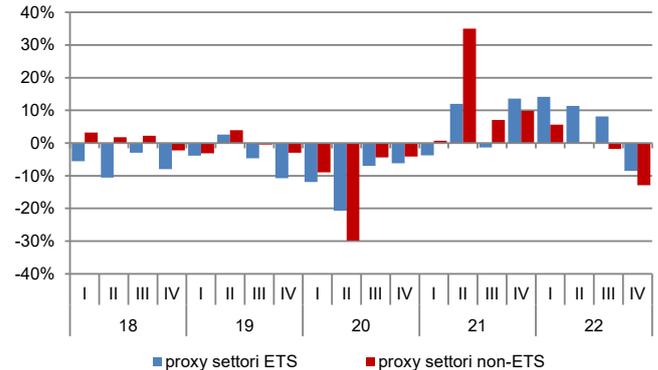


Figura 3-3 - Emissioni di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

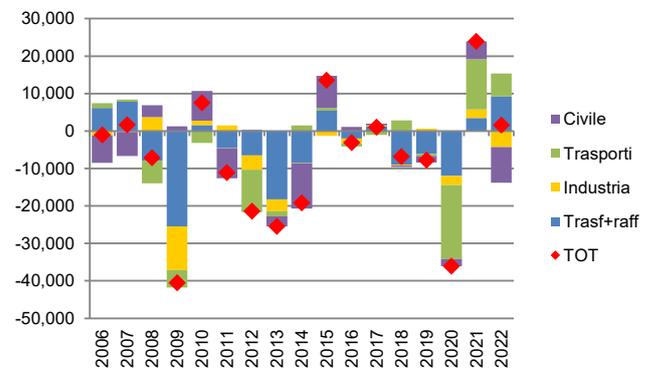
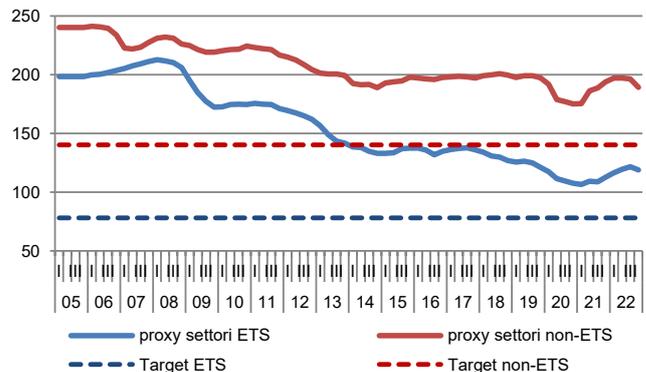


Figura 3-4 - Stima delle emissioni di CO₂ dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030



Sull'aumento delle emissioni della generazione elettrica pesano il calo della produzione idroelettrica e il crescente ricorso al carbone

- Per il 2022 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in deciso incremento rispetto all'anno precedente (oltre il 10%). Dopo il calo del periodo 2016-19 (-3% medio annuo, Figura 3-5), ed il crollo del 2020, i risultati dell'ultimo biennio riportano le emissioni settoriali alla fine del 2022 al di sopra dei livelli pre-Covid del 2019 (+4%).
- L'aumento delle emissioni del 2022 è maturato nei primi tre trimestri dell'anno, tutti con variazioni tendenziali positive, mentre sono stimate in calo nell'ultimo trimestre, in corrispondenza con la contrazione della domanda elettrica.
- Per comprendere le ragioni dell'andamento delle emissioni del settore nel corso dell'anno è utile scomporre la variazione tendenziale delle emissioni di ogni trimestre in tre componenti (Figura 3-6)³: a) la variazione tendenziale della generazione elettrica totale, b) la variazione tendenziale della quota di produzione termica sul totale, c) la variazione tendenziale dell'intensità carbonica della produzione termica. Se ne ricava che nei primi 9 mesi dell'anno la quota di produzione termica e l'intensità carbonica della produzione termica hanno spinto le emissioni del settore verso l'alto, mentre nei mesi autunnali tale spinta è stata più che compensata da quella negativa proveniente dal calo della produzione. Nel dettaglio:
- L'aumento della produzione nazionale ha dato un contributo positivo all'aumento delle emissioni nel I trimestre dell'anno (+6%, pari a circa 1/3 dell'aumento totale) e un contributo trascurabile nel II e III trimestre. Infine, nel IV trimestre, ha contribuito a ridurre le emissioni di oltre il 10%, un valore compensato solo in parte dalle altre due componenti. Nei 12 mesi la produzione nazionale ha nel complesso dato un piccolo contributo alla riduzione delle emissioni (-1% circa), mentre nel 2021 aveva invece fornito un impulso positivo (+2,5%), per la forte ripresa la domanda elettrica sulla rete dopo la contrazione del 2020.
- La produzione termoelettrica, nonostante il calo del IV trimestre (-8% tendenziale) è risultata nell'insieme dei 12 mesi in netto aumento rispetto al 2021 (11 TWh, +6%), per compensare il deciso calo della produzione da FER (-15%, a causa della caduta dell'idro in particolare; Figura 3-7). Nell'insieme dei 12 mesi la produzione termica è stata pari al 61% della domanda, in aumento di 4 punti percentuali sul 2021 e ha dato dunque un contributo positivo all'aumento delle emissioni settoriali (+7%, circa i 2/3 dell'aumento totale annuo di queste ultime). Anche nel 2021 il peso della produzione termica era aumentato e quindi aveva spinto verso l'alto le emissioni del settore.
- Anche l'intensità carbonica della produzione termoelettrica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto) è aumentata nel 2022, a causa del deciso incremento del ricorso ai solidi (+60% sul 2021, dati TERNA), a fronte di una riduzione del ricorso al meno carbon intensive gas naturale (-3% nell'anno). L'aumento dell'intensità carbonica ha prodotto un aumento di circa il 5% delle emissioni della generazione elettrica, un fatto in partecia mai avvenuto nell'ultimo quinquennio (e in realtà nemmeno negli ultimi dieci anni).

Figura 3-5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: (2005=100)

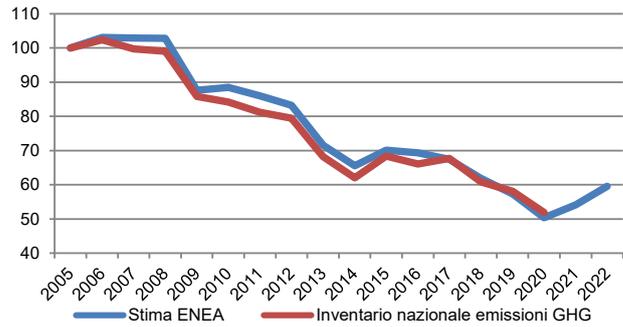


Figura 3-6 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale

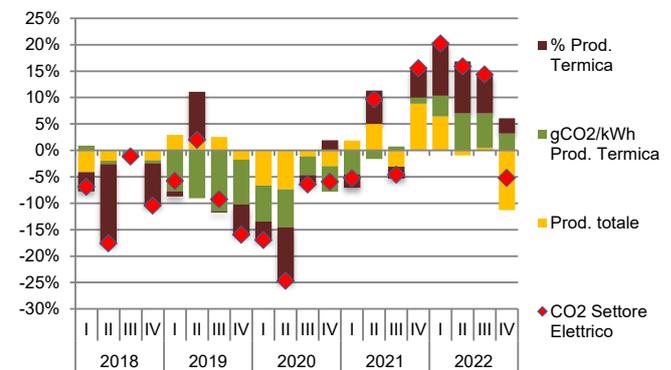
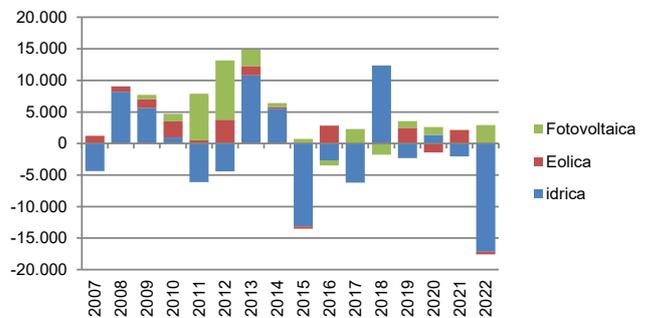


Figura 3-7 - Produzione elettrica da fonte solare, eolica e idroelettrica in Italia (Var. su anno precedente, GWh)



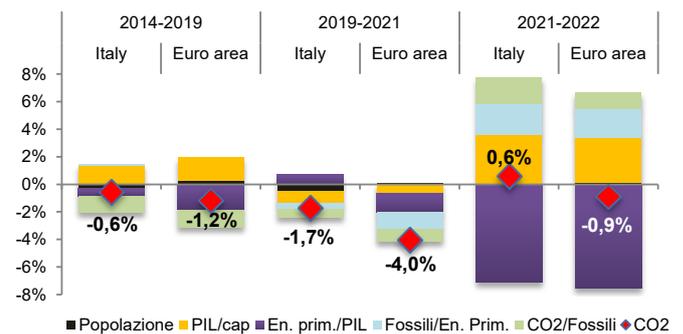
³ La somma delle variazioni delle tre componenti corrisponde dunque alla variazione totale delle emissioni settoriali nel trimestre in questione.

Analisi di scomposizione delle emissioni in Italia ed Eurozona

Per cogliere l'impatto della pandemia e la successiva ripresa di attività e consumi sulla dinamica delle emissioni di CO₂, la Figura 3-8 mostra i risultati della scomposizione di Kaya per l'Italia e Eurozona in riferimento a tre diversi periodi (NB: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂)⁴:

- Nel periodo 2014-2019 in Italia si è registrato un tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ pari allo 0,6%, circa la metà del tasso annuo registrato nell'area euro. Ciò pur a fronte di una crescita dell'economia italiana più modesta di quella dell'Eurozona: il PIL/cap (segmento di colore giallo) è cresciuto in Italia dell'1% medio annuo, dell'1,7% nell'Eurozona. Anche la riduzione dell'intensità energetica del PIL (segmento di colore viola) è stata molto modesta in Italia (-0,5% medio annuo), più marcata nell'area euro (-1,8% m.a.). Nel caso dell'intensità carbonica delle fonti fossili (CO₂/Fossili), invece, il tasso di riduzione è stato pressoché uguale in Italia e nell'Eurozona (-1,2% m.a.).
- Negli anni a cavallo della pandemia (2019-2021) il ritmo di riduzione delle emissioni nell'Eurozona è triplicato rispetto al periodo precedente, e di nuovo più che doppio rispetto a quello italiano. A spiegare il divario è in primis l'aumento dell'intensità energetica del PIL in Italia, a fronte di un calo di quasi il 2% m.a. nell'Eurozona. Anche il ritmo di riduzione della quota di fonti fossili è stato in Italia molto più modesto (-0,5% m.a.) che nell'Eurozona (-1,2% m.a.). Mentre è di nuovo proceduta a ritmi simili la riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili.
- Infine, anche nel 2022 la dinamica delle emissioni di CO₂ è stata diversa in Italia e nell'area Euro: in Italia sono aumentate, nell'area Euro sono diminuite. L'evoluzione delle diverse componenti è stata in realtà simile nei due casi, ma nell'Eurozona è stata per un verso maggiore la riduzione dell'intensità energetica, per un altro verso minore l'aumento dell'intensità carbonica dell'energia fossile (legato al ricorso al carbone nella termoelettrica). In più, in Italia è risultata leggermente maggiore la spinta alle emissioni venuta dalla crescita del PIL pro-capite.

Figura 3-8 - Emissioni di CO₂ in Italia ed Eurozona – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue (var. % tendenziali)



⁴ L'Identità di Kaya è un'espressione matematica che individua i fattori che in un certo arco di tempo influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

$$CO_2 = (CO_2/Energia) \times (Energia/PIL) \times (PIL/POP) \times POP$$

La formula lega le emissioni di CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica

(Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

$$[d(\ln C)/dt = d(\ln C/E)/dt + d(\ln E/PIL)/dt + d(\ln PIL/POP)/dt + d(\ln POP)/dt]$$

da cui si evince che, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO₂ è uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.

4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Greggio in rialzo nella prima metà dell'anno, in ribasso nella seconda, in media d'anno Brent a 100 \$/bl (+43%, +60% in €/bl). Produzione russa molto oltre le previsioni

- Nel 2022 la quotazione media del Brent si è attestata in media a 100,8 \$/bl, in aumento del 43% rispetto ai 71 \$/bl del 2021. Per i paesi dell'Eurozona il prezzo in euro è però salito del 60% (a 96€/bl), per il deprezzamento dell'euro sul dollaro nel corso dell'anno (-11%). La quotazione media annua del WTI si è attestata invece a 95 \$/bl (+39%).
- L'andamento del mercato petrolifero nel corso dell'anno è stata per la gran parte determinato dalle ripercussioni del conflitto in Ucraina, perché le sanzioni imposte alla Russia da UE, UK e USA hanno indotto gli operatori occidentali a interrompere le importazioni di greggio russo, per il quale inizialmente si prevedeva di conseguenza un drastico calo produttivo. Ancora a giugno l'Oil market report della IEA prevedeva un calo della produzione russa di 2 Mb/g entro la fine dell'anno (a 9.4 Mb/g nel IV trimestre dagli 11,4 del I) e un calo medio su base annua di circa 0,5 Mb/g (dai 10,9 Mb/g del 2021 a 10,4 Mb/g), con un successivo crollo a 8,7 Mb/g nel 2023. L'Oil market report di febbraio 2023 stima la produzione russa a ben 11,2 nel IV trimestre 2022, a 11,1 Mb/g nell'intero 2022 (+0,2 Mb/g sul 2021), a 10 Mb/g nel 2023 (+1,3 Mb/g rispetto alla previsione di otto mesi prima).
- Nella prima metà dell'anno la tendenza rialzista, già innescata dalla ripresa della domanda, ha trovato forte supporto nell'incertezza scatenata dallo scoppio della guerra in Ucraina, che ha portato il Brent fino a quasi 140 \$/bl a inizio marzo. La tensione si è attenuata con il rilascio da parte dei paesi membri della IEA di 180 Mb di scorte di emergenza, la misura più imponente mai adottata, e nella seconda metà dell'anno il mercato è passato su un trend ribassista (pur con alta volatilità e un nuovo picco a giugno a 123 \$/bl). Fattori chiave dell'inversione di tendenza sono stati l'aumento dell'offerta, sia OPEC+ (supportata dalla resilienza della produzione russa) sia non-OPEC (USA in primis), e il peggioramento delle aspettative sulla domanda, per il rallentamento economico nei paesi occidentali e l'effetto delle nuove chiusure anti-Covid in Cina.
- Con il mercato in eccesso di offerta il Brent ha chiuso l'anno con una media di poco inferiore ai 90 \$/bl nel IV trimestre ("solo" +11% rispetto a un anno prima), e il trend resta moderatamente ribassista per il 2023, per la persistenza di un eccesso di offerta, pur decrescente (Figura 4-1).
- In media d'anno la domanda 2022 è stata pari a 100 Mb/g, 0,6 Mb/g meno delle previsioni di febbraio ma 0,6 Mb/g in più delle previsioni di giugno, più pessimistiche riguardo all'impatto del conflitto russo-ucraino sulla domanda.
- Per il 2023 l'attesa di IEA e US Energy Information Administration (EIA) è di una crescita della domanda compresa tra 1,5 e 2 Mb/g, fino a circa 100,5 Mb/g un nuovo massimo storico di circa 102 Mb/g, ma due fattori rendono massimamente incerta la previsione: l'evoluzione della crescita economica globale e della domanda cinese.
- Lato offerta, la produzione globale è aumentata nel 2022 di ben 5 Mb/g circa, per circa 3/5 dai paesi OPEC+, per i restanti 2/5 dai paesi non-OPEC.
- Per il 2023 l'attesa dell'EIA è di continuazione della politica restrittiva dei paesi OPEC e di un aumento della produzione non-OPEC inferiore al 2022. Ciò potrebbe riportare il mercato verso l'equilibrio e perfino al ritorno di un eccesso di domanda, con conseguente pressione al rialzo delle quotazioni. Ma anche nel 2023 fattore di incertezza chiave sarà l'impatto delle sanzioni UE e del price cap imposto dal G7 sull'offerta di petrolio russo.

Quota OPEC in crescita nel 2022, di nuovo in calo nel 2023

- Dalla seconda metà del 2021, ma in modo più marcato nei primi nove mesi del 2022, la quota della produzione OPEC sull'offerta globale è tornata a crescere: dal minimo di lungo periodo del 32,8% raggiunto nel 2020 (dieci anni fa era al 40%) è stimata nel 2022 al 34,4% circa della produzione mondiale, mentre sono in calo le quote di tutte le altre aree (Figura 4-3).
- Nel 2023 l'attesa è che l'OPEC debba tornare alla politica di contrazione della propria offerta per compensare gli aumenti della produzione dei paesi OCSE, che secondo l'EIA aumenterebbe di 1,7 Mb/g (+0,6 negli USA). La quota OPEC tronerebbe dunque a contrarsi, ma su questo esito sarà decisiva l'effettiva direzione presa dalla produzione russa, se in calo come nelle prevalenti attese attuali o ancora molto resiliente come nel 2023.

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



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

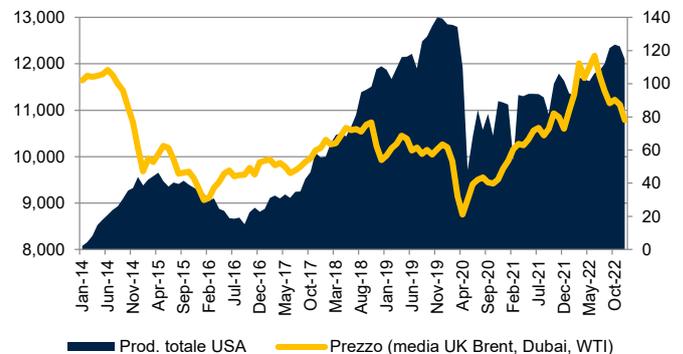
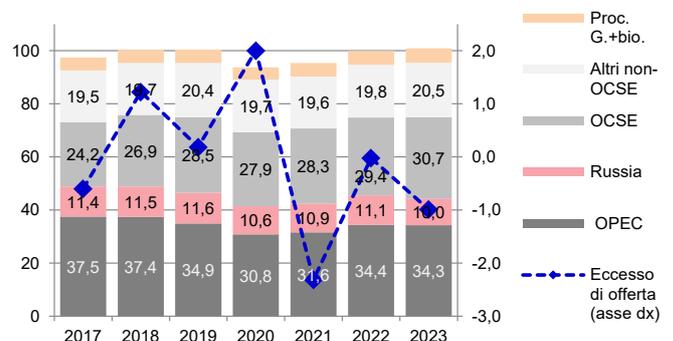


Figura 4-3 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2023 proiezioni IEA e EIA-DOE)



Differenziale heavy-light su uno sconto senza precedenti

- Un'implicazione di rilievo delle sanzioni adottate nei confronti della Russia, che hanno progressivamente escluso il greggio russo dai mercati occidentali, fino al completo divieto di import imposto dall'UE a partire dal 5 dicembre, è stato il crollo della domanda di greggio Urals, riferimento dei greggi heavy. In conseguenza di ciò lo sconto del greggio Ural MED rispetto ai greggi leggeri si è ampliato fino a livelli senza precedenti, fino a un massimo di 34 \$/bl medi nel II trimestre (era inferiore ai 2 \$/bl nel IV trimestre 2021; Figura 4-4).
- Nella seconda parte dell'anno la Russia è progressivamente riuscita a riorientare i flussi del proprio greggio, in primo luogo verso Cina e India, consentendo tra l'altro la già descritta notevole resilienza della produzione interna. Anche lo sconto dell'Ural MED si è dunque un po' ridotto, restando comunque su livelli elevatissimi (24 \$/bl nel IV trimestre).

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

- In questo scenario la distribuzione dei fornitori di greggio italiano è cambiata in modo anomalo nel 2022, perché i volumi di petrolio provenienti dalla Russia sono più che raddoppiati, salendo a 12 Mt (dalle 5,8 Mt del 2021), arrivando a rappresentare una quota del 19% dell'import totale (era il 10% nel 2021), valore massimo dell'ultimo decennio UE (Figura 4-5). Si tratta però di un'evoluzione legato agli acquisti della raffineria di Priolo della russa Lukoil, saliti nell'anno alla quasi totalità dei rifornimenti della raffineria, che a causa delle sanzioni non aveva altre possibilità di approvvigionamenti.
- Hanno invece registrato un forte calo il greggio del Nord Europa (-67%), la cui quota sull'import totale è scesa a meno del 2%, quello saudita (-25%), la cui quota è scesa al 6,5%, e quello libico (-14%). Mentre un aumento marginale ha riguardato il greggio del resto del Medio-Oriente, Iraq in primis, la cui quota sul totale si è però leggermente ridotta (perché l'import totale è aumentato).
- A guadagnare quote di mercato sono stati invece in primo luogo il petrolio americano (prevalentemente USA, +136%), il cui peso sul totale è più che raddoppiato, salendo a quasi il 9% del totale (massimo di lungo periodo) e in misura minore quello del resto dell'Africa (Libia esclusa), salito al 14% del totale (come la Libia)
- In termini di singoli paesi la Russia è risultato ampiamente il primo paese fornitore italiano, con quasi il 20% del mercato, molto al di sopra di Azerbaijan, Libia e Iraq, con quote comprese tra il 13% e il 14%, mentre gli USA sono risultati il quinto fornitore, con lieve margine su Arabia Saudita e Kazakistan.
- Per depurare il dato del mix di fonti di approvvigionamento 2022 dall'incremento congiunturale di greggio russo legato alla raffineria di Priolo è interessante analizzare i dati del mese di dicembre, a partire dal quale le importazioni di greggio russo si sono completamente azzerate a seguito all'embargo deciso in sede UE (Figura 4-5). Ne emerge che a sopperire alla mancanza del greggio russo sono stati in primis i due paesi dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakistan) e diversi paesi africani (Algeria, Gabon, Libia). A dicembre la somma dei flussi da questi cinque paesi era pari a quasi il 60% delle importazioni italiane. Infine un apporto importante è venuto anche dall'Arabia Saudita, la cui quota è salita a dicembre al 10,6%, contro il 6,6% medio dei primi undici mesi dell'anno

Import di greggio in Italia sui livelli pre-pandemia

- Nel 2022 le importazioni italiane di greggio sono cresciute in modo notevole in tutti i primi tre trimestri (tra +9 e +15%

rispetto all'anno precedente. La crescita si è arrestata nel IV trimestre, ma nel complesso le importazioni sono risalite a quasi 62 Mt, valore solo di poco inferiore a quello del 2019 e oltre 5 Mt in più rispetto al 2021(+9%).

- Il pur marginale aumento del IV trimestre è stata l'ottava variazione tendenziale positiva consecutiva, dopo le forti variazioni negative registrate nei cinque trimestri precedenti, che nel 2020 avevano ridotto l'import annuo a 50 Mt. La forte ripresa delle importazioni di greggio dopo la pandemia è una costante di tutti i principali paesi europei.
- Calo rimarchevole ha interessato nel 2022 la produzione italiana di greggio, diminuita di circa 740 kt (-14%, dopo il -4% del 2021). Negli ultimi quindici anni solo negli anni 2016 e 2017 (caratterizzati da stop produttivi) si era registrato un livello produttivo inferiore, mentre il massimo del 2014, avvicinato di nuovo nel 2020, è maggiore di circa 1,3 Mt.

Figura 4-4 – Differenziale tra i greggi Ural e Brent (\$/bl)

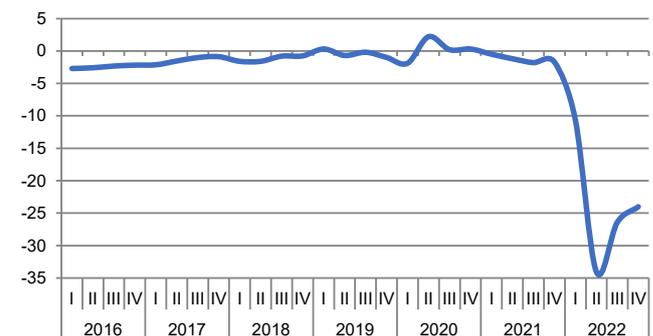


Figura 4-5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

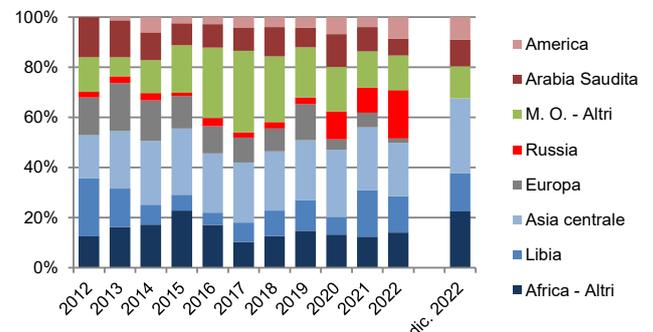
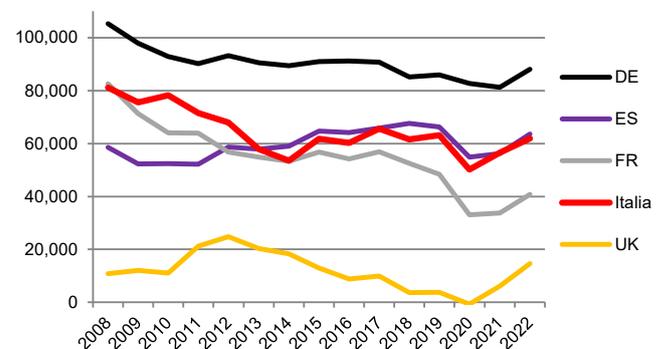


Figura 4-6 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)



Crack spread dei prodotti su livelli record per tutto l'anno

- Il cambio di scenario sul mercato del greggio ha avuto un impatto enorme sui mercati dei prodotti raffinati e quindi sulla loro marginalità. Già a inizio anno le attese prevalenti erano di una continuazione del trend di ripresa, ma lo sconvolgimento del mercato provocato dal conflitto in Ucraina ha portato 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 grezzi sour Urals.
- Il crack spread sul gasolio, che per tutto il 2021 era rimasto inferiore a quello della benzina, è balzato già nel I trimestre a quasi 20 \$/bl, per raggiungere nel II trimestre il record di 45 \$/bl, livello sostanzialmente mantenuto per tutto il resto dell'anno, per la persistente situazione di domanda sostenuta e offerta carente. Negli ultimi mesi dell'anno un sostegno è inoltre venuto dall'avvicinarsi della data di inizio dell'embargo europeo anche sui prodotti raffinati russi. In media d'anno il crack spread sul gasolio è stato pari a 38\$/bl, +220% rispetto al 2021 (quando era già risalito a 12 \$/bl).
- Valori molto simili al diesel ha registrato il crack del jet fuel, sostenuto dagli stessi fattori che hanno supportato il margine del diesel, e insieme ad essi dal consolidamento della ripresa del traffico aereo (in Italia i consumi di carboturbo sono saliti del 75%).
- Il crack della benzina ha registrato un balzo simile a quello dei distillati medi nel periodo immediatamente successivo all'inizio del conflitto, sebbene fermandosi su livelli leggermente (32 \$/bl nel II trimestre). Nel corso del III trimestre, però, il crack della benzina ha subito una decisa flessione, e nei mesi successivi, fino a fine anno, si è attestato a circa 14 \$/bl, chiudendo su una media annua di 17 \$/bl (+80% sul 2021, che già aveva riportato il margine a 10 \$/bl).

Record di lungo periodo per i margini di raffinazione, in Italia inferiori rispetto al Nord Europa

- 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.
- Nel primo trimestre 2022 i margini dell'area mediterranea rappresentavano ancora un'eccezione a questa tendenza generale: nella media trimestrale i margini sono risultati ancora negativi sia nel caso del margine dichiarato da ENI sia nel caso del margine "EMC benchmark" (calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo).
- A partire da marzo però anche il margine EMC è salito a livelli record, balzando a una media di 17 \$/bl nel II trimestre, di quasi 9 \$/bl nel III trimestre, di oltre 13 \$/bl nel IV trimestre. Se si esclude il I trimestre dell'anno il margine EMC risulta sostanzialmente in linea con i margini registrati dalle raffinerie dell'Europa Nord-occidentale.
- Inoltre, il margine dichiarato da Saras per ciascuno dei quattro trimestri dell'anno risulta significativamente maggiore del margine EMC benchmark, in quanto pari in media a 16 \$/bl, contro i 10 \$/bl circa dell'EMC.

In Italia tasso di utilizzo degli impianti sui massimi decennali

- La profittabilità senza precedenti del mercato dei prodotti ha spinto le raffinerie a massimizzare i volumi produttivi, rafforzando il trend di ripresa dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione europei dai minimi del 2020. Nella

media degli ultimi quattro trimestri (NB: per gli altri paesi europei i dati disponibili si fermano al III trimestre) il tasso di utilizzo degli impianti europei risulta di poco inferiore all'85%, poco meno dei massimi del 2018.

- In Italia, i dati (provvisori) relativi all'intero anno portano a una stima del tasso di utilizzo superiore al tasso medio degli ultimi quindici anni, sebbene inferiore di circa 5 punti rispetto al massimo del 2017. In realtà il tasso medio annuo risulta penalizzato dal dato del I trimestre, perché in particolare nel II e III trimestre il tasso di utilizzo ha superato l'80%, quasi 20 punti percentuali in più rispetto al minimo dei mesi successivi all'inizio della pandemia.

Figura 4-7 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

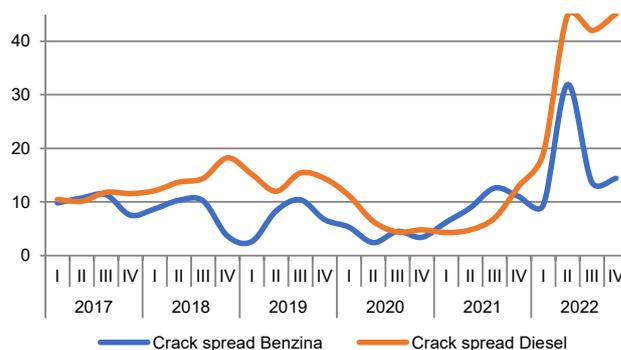


Figura 4-8 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)

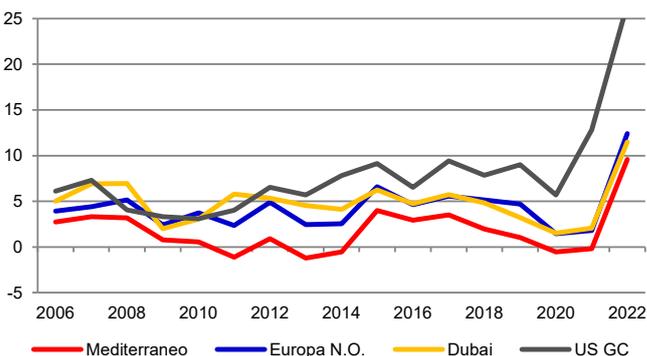
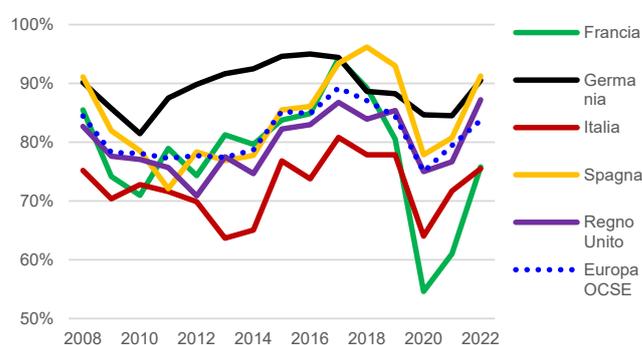


Figura 4-9 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (media degli ultimi 4 trimestri, %)



Forte ripresa delle esportazioni nette di gasolio

- Nel 2022 il dato totale delle esportazioni nette italiane di prodotti raffinati ha subito una contrazione di dimensioni relativamente contenute, riducendosi a 15,1 Mt (dalle 15,8 Mt del 2021), livello di poco inferiore anche a quelli registrati nel 2018 e 2019 e pari a oltre 3 Mt in più rispetto al minimo del 2020.
- Più significative sono alcune variazioni nella composizione interna di questo aggregato: aumenti notevoli hanno riguardato le esportazioni nette di gasolio (+1,1 Mt) e nafta (+0,8 Mt), mentre contrazioni rimarchevoli hanno riguardato soprattutto i distillati pesanti (tra cui l'olio combustibile, il cui utilizzo nella termoelettrica è tornato a salire nel 2022), i cui export netto si è quasi dimezzato, e il carboturbo (-0,9 Mt), unico prodotto, insieme al GPL, di cui l'Italia è importatrice netta.
- Con la fortissima ripresa del tasso di utilizzo delle raffinerie è tornato ad aumentare in modo rapidissimo il rapporto tra produzione e consumo di gasolio, che nel 2021 sembrava aver completato una traiettoria discendente di lunghissimo periodo, fino all'unità (cioè alla parità tra produzione interna e consumi). Con questa ripresa è tornata a consolidarsi la positiva anomalia italiana, unico paese europeo con un rapporto produzione/consumo maggiore dell'unità.
- Lo stesso vale per la benzina, il cui rapporto tra produzione e consumo interno è tornato ad avvicinarsi a 2, segno d'altra parte della necessità per la produzione italiana di trovare mercati di sbocco.

Figura 4-10 – Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)

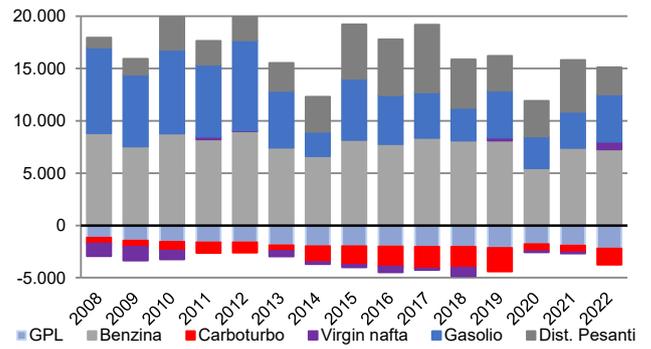
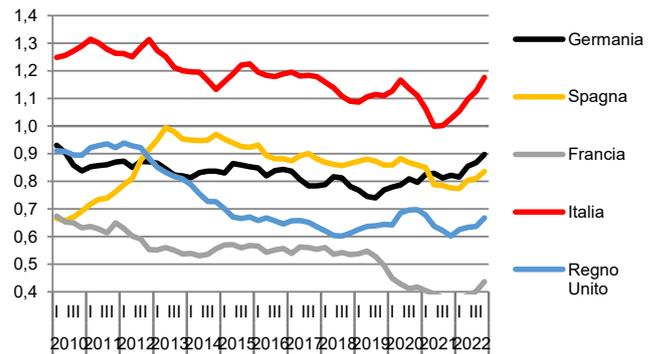


Figura 4-11 – Rapporto tra produzione e consumo di gasolio – media mobile a 4 termini



4.2. Sistema del gas naturale

Flussi di gas russo via gasdotto più che dimezzati nel 2022, in buona parte rimpiazzati da GNL. Prezzo medio annuo del gas oltre 5 volte la media di lungo periodo

- Sui mercati del gas naturale, già in forte tensione dall'ultimo trimestre del 2021, tra forte rimbalzo post-pandemico della domanda, colli di bottiglia e restrizioni dell'offerta, la guerra in Ucraina a febbraio 2022 ha innescato di una crisi senza precedenti, che ha determinato un vero e proprio stress test della sicurezza dei sistemi energetici, con al centro il mercato europeo, tradizionale mercato di bilanciamento globale.
- Fattore chiave del balzo dei prezzi è stata la progressiva consapevolezza da parte del mercato che la rottura delle relazioni UE-Russia (con sanzioni da un lato e potenziale taglio improvviso dei flussi dall'altro) avrebbe portato a una riduzione consistente della disponibilità di gas russo verso l'Europa già nel breve periodo. Nell'insieme dell'anno le importazioni europee di gas russo via gasdotto si sono infatti più che dimezzate (con un calo di circa 80 miliardi di m³), e nonostante un marginale incremento dell'import dalla Norvegia questo calo si è tradotto in un calo equivalente delle importazioni totali via gasdotto, diminuite di circa il 25% rispetto alla media degli ultimi cinque anni (Figura 4-12).
- Per compensare il calo dell'import via gasdotto si è fatto ricorso alle importazioni di GNL, in competizione con il mercato asiatico. Di conseguenza, il premio del mercato europeo su quello asiatico, che già nel II trimestre si era assestato in doppia cifra (a +12 €/MWh), è più che triplicato nel terzo trimestre (a +40 €/MWh; Figura 4-15)
- L'import di GNL è salito in Europa a circa 160 miliardi di m³ massimo storico, +65% rispetto al 2021, assestandosi sempre di più nel corso dell'anno di gran lunga al di sopra dei massimi storici (Figura 4-13). In particolare, è più che raddoppiato il GNL di provenienza USA (+140%), che è salito a quasi 70 miliardi di m³ (dai quasi 30 del 2021) e che nella seconda metà dell'anno ha ampiamente superato le esportazioni di gas russo (Figura 4-14).
- Al netto dei fattori congiunturali e in parte speculativi che nel corso dell'anno hanno esaltato la volatilità dei mercati del gas, la suddetta evoluzione dei fondamentali di mercato è stata il driver principale dei prezzi, rimasti fino a metà anno in altalena intorno ai 100 €/MWh (+350% sul I semestre 2021) e poi balzati fino ai 235 €/MWh medi del mese di agosto, dieci volte la media di lungo periodo (Figura 4-15).

Dal IV trimestre inversione di tendenza, prima verso i valori della prima metà dell'anno poi verso i valori di metà 2021

- I fondamentali di mercato, legati anche al favorevole andamento climatico dell'inverno 2022-2023 e la discussione in corso a livello europeo su possibili misure di regolamentazione dei mercati, in particolare per quanto riguarda il TTF olandese, hanno guidato la rapida discesa dei prezzi nell'ultimo trimestre, quando il prezzo medio al TTF è stato di 97 €/MWh (-50% sul trimestre precedente), valore pressoché identico ai prezzi medi dei primi due trimestri dell'anno. In media d'anno il prezzo del gas al TTF e al PSV si è comunque attestato a circa 124 €/MWh (+165% sul 2021), 2,5 volte il precedente massimo storico del 2021 e oltre 5 volte la media 2010-2021).
- La discesa è poi continuata nel I trimestre 2023, verso valori (circa 50 €/MWh) simili a quelli del III trimestre 2021, prima del rally di fine 2021, sebbene si tratti di valori ancora doppi rispetto alle medie di lungo periodo.

Figura 4-12 – Importazioni mensili di gas via gasdotto in Europa (mld di m³) – anno 2022 e media 2017-2021

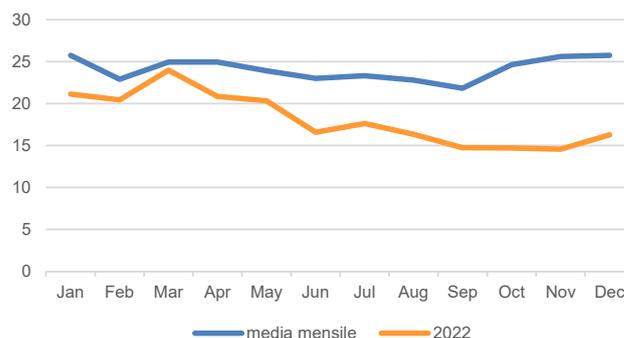


Figura 4-13 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

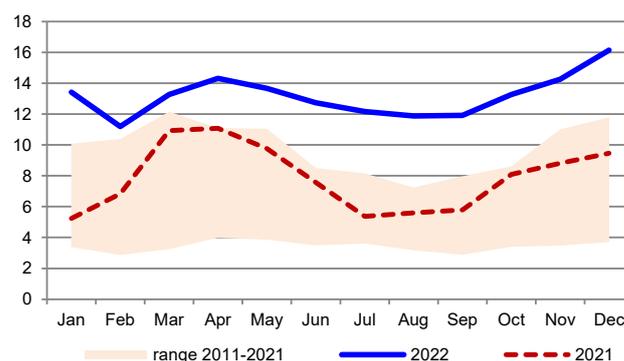


Figura 4-14 – Esportazioni di GNL USA in Europa e Italia (milioni di m³)

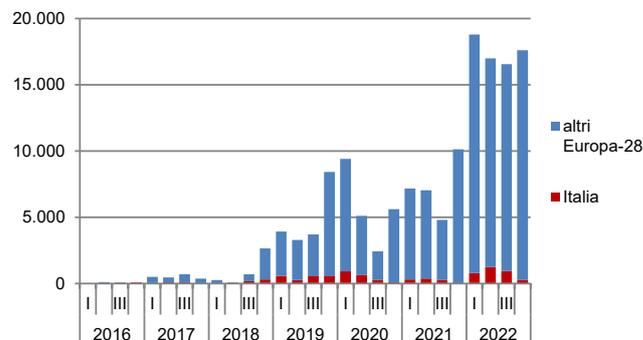
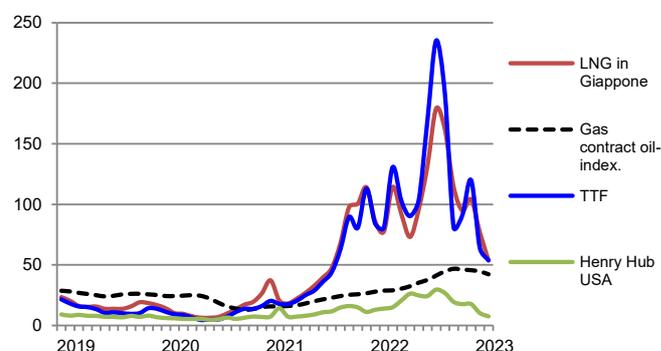


Figura 4-15 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)



Perché la crisi dei prezzi non è sfociata in crisi degli approvvigionamenti. Fattori dal lato dell'offerta e della domanda hanno invece portato al ritracciamento dei prezzi

- Elemento chiave per l'inversione del trend rialzista è stata la progressiva evidenza che la crisi dei prezzi non sarebbe sfociata in una crisi di quantità, per una serie di fattori positivi. Dal lato dell'offerta, le politiche di massimizzazione delle importazioni di GNL, favorite dalla debole "concorrenza" della domanda asiatica anche in autunno (l'import di gas della Cina è diminuite del 10% nell'anno, v. Figura 4-16), di maggiore utilizzo del carbone e dell'olio combustibile nella generazione elettrica, di riempimento accelerato degli stoccaggi disposto dal Governo italiano e poi divenuto regola europea. A inizio 2022 gli stoccaggi europei erano ai minimi decennali, a inizio ottobre avevano raggiunto la soglia del 90% (Figura 4-17).
- Dal lato della domanda, dapprima le misure di contenimento dei consumi (Regolamento UE 2022/1369 del 5 agosto) e i prezzi record - che i policymaker hanno potuto mitigare solo in modo parziale - hanno indotto cambiamenti comportamentali, strategie di adattamento (fuel switching) e distruzione della domanda in particolare nell'industria più energivora (la produzione industriale dei beni intermedi si è contratta del 4% nel IV trimestre). Infine, il fattore probabilmente più importante è stato il clima eccezionalmente mite sia dell'autunno 2022 sia dell'inverno 2022-2023, con temperature inferiori alla media in particolare a dicembre e gennaio.
- L'insieme di questi fattori ha prodotto un calo dei consumi di gas dell'UE del 14% (pari a 56 mld m³) nell'insieme del 2022, con un picco nel IV trimestre (-20%; Figura 4-18). Per il periodo agosto-dicembre si stimano consumi inferiori del 19% rispetto alla media degli ultimi cinque anni, un dato in linea con l'obiettivo del piano "Save gas for a safe winter" di luglio. Negli ultimi dieci anni solo nel 2014 si erano registrati consumi inferiori (347 mld m³ contro i 357 del 2022).
- Il calo dei consumi si è concentrato nei settori civile e industria (-17%, pari a -53 mld m³), mentre nonostante gli alti prezzi la domanda della generazione elettrica è stimata in calo marginale (-2%, solo 2 mld m³ in meno del 2021). Fino ad agosto, prima delle misure di contenimento dei consumi, del rallentamento dell'economia e dell'autunno mite, la domanda elettrica europea è rimasta infatti su livelli solo di poco inferiori al 2021 (-0,8%), mentre da settembre a dicembre si è contratta dell'8%. Sostegni alla domanda di gas sono venuti poi dalla ridotta disponibilità della nucleare francese (-16%), dalla chiusura di tre reattori in Germania a fine 2021, dalla siccità e quindi il calo della produzione idroelettrica (-22%) in particolare nel sud Europa.

Rischi per l'adequazione destinati a perdurare fino al 2025

- Nonostante la recente evoluzione positiva l'equilibrio del mercato globale del gas resta molto fragile, perché caratterizzato da curve di offerta e di domanda rigide, per cui piccole variazioni nei volumi o nelle aspettative possono determinare grandi oscillazioni dei prezzi. Quindi anche nel 2023 - e fino al 2025 - la possibilità per l'Europa di evitare una crisi degli approvvigionamenti è legata alla dinamica dei fattori che hanno aiutato nell'inverno 2022-2023.
- In primo luogo, la sua capacità di consolidare e perfino rafforzare il contenimento della domanda, obiettivo che non è chiaro quanto sia realizzabile senza impatti sull'economia, sull'industria europea in particolare.
- Dal lato dell'offerta, anche nell'ipotesi (ottimistica) che i flussi di gas russo verso l'Europa continuino ai ritmi di inizio 2023, su base annua questo implicherebbe un calo di 30 mld m³ rispetto al 2022, che non potrebbe essere rimpiazzato dalla modesta crescita attesa della capacità di liquefazione mondiale (la nuova ondata di capacità è attesa

solo nel 2025), nemmeno nell'ipotesi (poco probabile) di mancata ripresa della domanda asiatica, fattore di incertezza decisivo insieme alla produzione nucleare e idroelettrica, in calo strutturale per il clima siccitoso

Figura 4-16 – Import di gas in Cina (var. tend. trim., Mln m³)

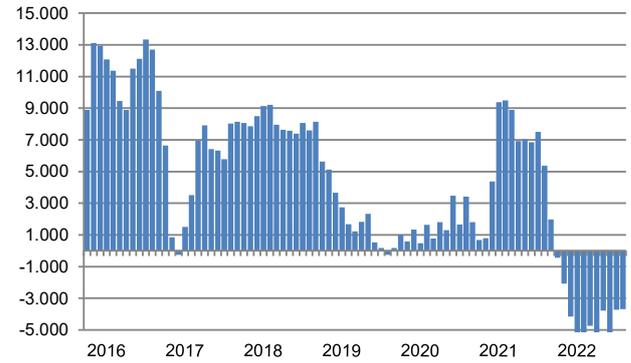


Figura 4-17 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

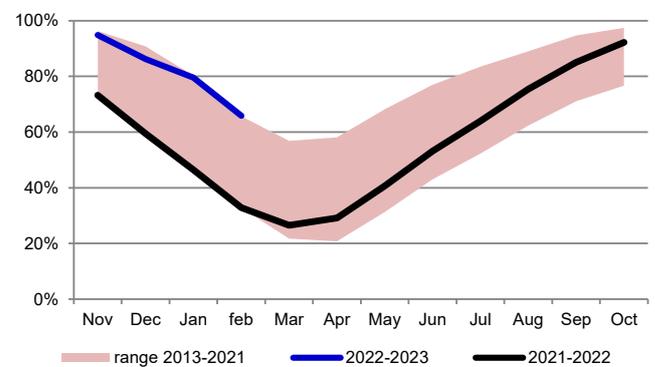


Figura 4-18 - Domanda di gas naturale nell'UE27 (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

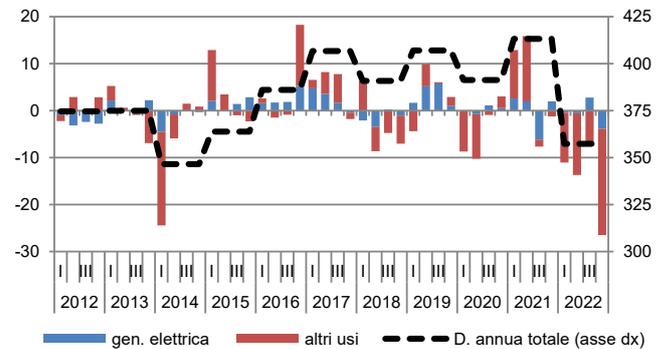
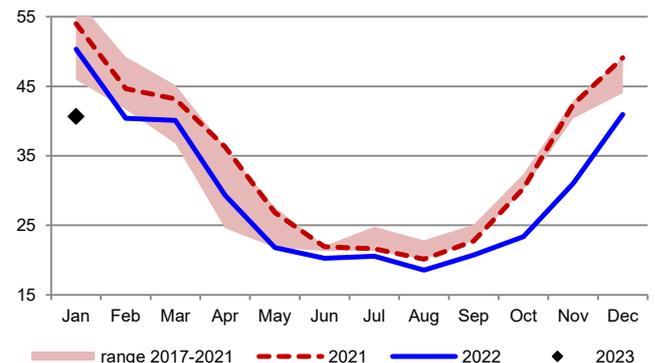


Figura 4-19 – Domanda mensile di gas nell'UE27 – ultimi tre anni e range 2017-2021 (mld m³)



Anche in Italia forte contrazione dei consumi di gas (-9,5%), ma inferiore alla media UE. Industria sui minimi decennali

- Anche in Italia la domanda di gas naturale ha subito una decisa contrazione nel 2022, particolarmente forte nel IV trimestre (Figura 4-20). Nell'insieme dell'anno la domanda è ammontata a 69 mld m³, 7,2 mld m³ in meno del 2022, con un calo del 9,5%, più contenuto dunque di quello medio UE. Dopo una variazione leggermente positiva nel I trimestre, nei due trimestri centrali dell'anno la domanda è risultata in calo del 7 e del 9%. Infine, nel IV trimestre il calo è divenuto imponente (-24%, pari a 5,5 mld m³ in meno) e generalizzato a tutti i settori, tutti in calo di oltre il 20%. È stato pertanto, con un calo del 18%, rispettato il target europeo del 15% stabilito nel Regolamento sicurezza.
- In un'ottica di lungo periodo i consumi del 2022 risultano comunque superiori del 12% rispetto al 2014 (minimo degli ultimi quindici anni), del 3% rispetto al 2015.
- A livello settoriale è notevole la contrazione dei consumi industriali, di poco inferiore al 10% nella prima metà dell'anno e balzata a oltre il -20% nella seconda metà, in coerenza con il deciso calo della produzione industriale, in particolare quella dei più energivori beni intermedi. Dalla metà dell'anno lo scostamento negativo della domanda industriale mensile dalla media 2010-2021 è divenuto notevolissimo, a fine anno perfino superiore a quello registrato ad aprile 2020 (Figura 4-21).
- La domanda della termoelettrica è risultata invece in deciso aumento nel I trimestre (+12%), in aumento marginale nel II, in calo contenuto nel III (-2,6%), infine in calo del 21% nel IV trimestre (-1,5 mld m³), quando più hanno inciso le misure di massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas (carbone e olio combustibile, risparmio atteso da agosto a marzo pari a circa 1,8 mld m³). A differenza di quanto visto per l'industria, nel caso della termoelettrica lo scostamento negativo dalla media 2010-2021 resta decisamente inferiore a quello massimo, registrato nel 2014 (Figura 4-21).

Calo record dei consumi del civile, clima mite driver prevalente ma non esclusivo, risparmi non lontani dalle attese

- La domanda delle reti di distribuzione (settore civile e piccole imprese) è risultata in calo tendenziale in tutti i trimestri dell'anno, ma nei primi nove mesi il calo è stato relativamente contenuto, 1,3 mld m³ in meno rispetto al 2021 (-300 mln di m³ nel I e III trimestre, -700 mln di m³ nel II). La drastica caduta dei consumi è arrivata invece nel IV trimestre, quando in ogni mese il calo è stato dell'ordine del miliardo di m³ (fino a quasi 1,4 mld di m³ a dicembre), evidentemente in risposta al clima mite, ma in qualche misura anche in conseguenza del Piano di contenimento dei consumi del MiTE basato sulle analisi ENEA, che ha ridotto durata giornaliera e periodo di accensione del riscaldamento (misure di contenimento relative al riscaldamento invernale e misure comportamentali, da ciascuna delle quali erano attesi complessivamente risparmi pari a 3,2 mld m³ nel periodo 1 agosto - 31 marzo).
- Un'indicazione circa l'importanza relativa del fattore clima e dei fattori "extra-clima" (misure di contenimento, prezzi) sul calo dei consumi di gas viene da un indicatore: il rapporto tra domanda media giornaliera invernale (dicembre-febbraio) ed estiva (giugno-agosto). Il valore dell'indicatore nel periodo dicembre 2022 – febbraio 2023 è inferiore al precedente minimo della serie storica dal 2010 (4,9 nel 2022-'23 contro 5,2 nel 2019-'20; Figura 4-22). D'altra parte, a dicembre e a gennaio dell'ultimo inverno i gradi giorno riscaldamento sono stati inferiori al 2019-'20 (e in entrambi i casi decisamente inferiori alla media della serie; Figura 4-23). È però vero il contrario a febbraio, per cui nel complesso i gradi giorni nei due inverni risultano simili.

Questo indicatore porta dunque a ipotizzare che il contributo dei fattori extra-clima al calo dei consumi dell'inverno 2022-'23 potrebbe essere dell'ordine della differenza tra questi consumi e quelli dell'inverno 2019-'20, pari a 1,6 mld m³, un valore non troppo distante dai 3,2 mld m³ attesi dalle misure relative al (solo) riscaldamento per gli otto mesi agosto 2022 – febbraio 2023.

Figura 4-20 - Domanda trimestrale di gas in Italia (mln Sm³)

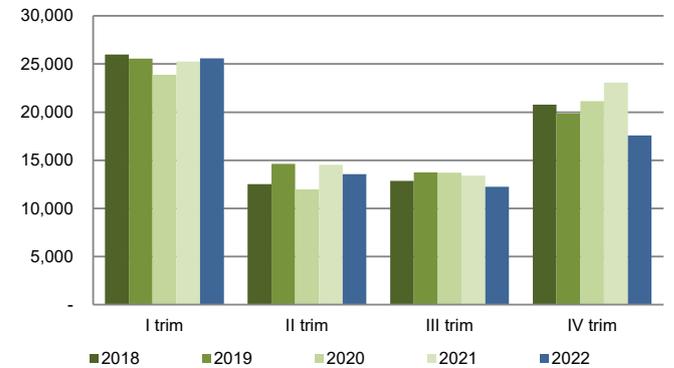


Figura 4-21 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media 2010-2021 (mld m³)

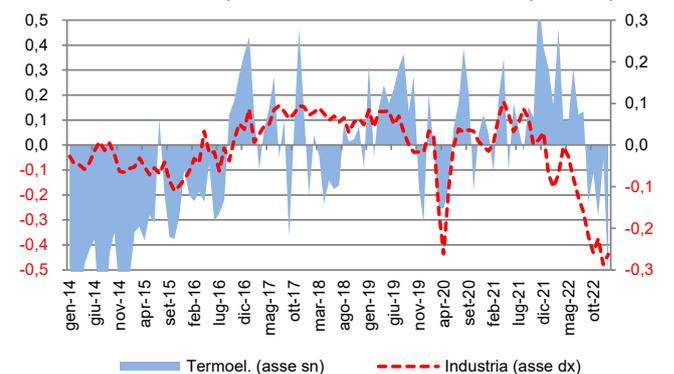
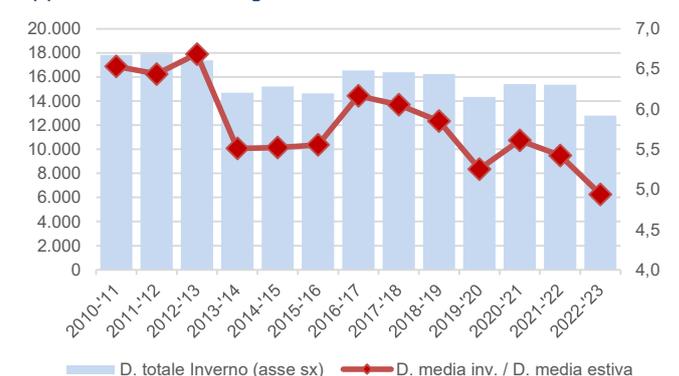


Figura 4-22 - Domanda totale inverno (asse sx, mld m³) e rapporto tra domanda giornaliera media invernale e estiva



Gas russo -60%, nel IV trimestre ultima fonte di approvvigionamento italiana, rimpiazzati da Nord Europa e GNL

- Le importazioni italiane di gas nel 2022 sono ammontate a 68,7 mld m³, 3 mld m³ in meno del 2021 (-4%; *Figura 4-20*), un calo inferiore a quello dei consumi perché è diminuita ancora la produzione nazionale (-19%, -0,7 mld m³).
- La scelta dei paesi UE di affrancarsi rapidamente dal gas (e petrolio) russi, e la riduzione dei flussi di gas da parte della Russia in risposta alle sanzioni, hanno stravolto la composizione degli approvvigionamenti per provenienza geografica. Hanno subito un crollo quelli dalla Russia, passati da 28 a 11 mld m³ (-61%), con un minimo di 0,7 mld m³ nel IV trimestre, corrispondenti ad un peso sul mix di appena il 4%, posizionando la Russia come ultima tra le fonti di approvvigionamento italiane. Durante l'inverno 2022-2023 la copertura della domanda con gas russo è calata all'8% rispetto al 24% dell'inverno precedente.
- Per compensare questo crollo i maggiori incrementi sono venuti dal Nord Europa (+5 mld m³, +242%), tornati a coprire il 10% dell'import totale, e dal GNL (+4,4 mld m³, +45%), che ha invece superato il 20% dell'import totale.
- Altri aumenti sono venuti dal TAP, +3 mld m³ (+42%) e dall'Algeria, +2,4 mld m³ (+11%), mentre si è ridotto ancora, per il terzo anno consecutivo, l'apporto del gas libico, sceso a 2,6 mld m³, minimo dal 2011.
- Rispetto alle aspettative relative alle misure di diversificazione della provenienza del gas importato incluse nel Piano di contenimento dei consumi gas del MiTE, sembra che il GNL abbia contribuito più del previsto, Algeria meno del previsto.
- Il confronto con le medie di lungo periodo evidenzia ancora meglio come si sia ridisegnata la geografia degli approvvigionamenti italiani: le immissioni medie giornaliere dalla Russia sono crollate a 31 mln m³, più che dimezzate rispetto alla media decennale, quelle dall'Algeria sono salite a 65 mln m³, una volta e mezza la media decennale, facendo di Mazara del Vallo il più importante punto di immissione nella rete nazionale. Segue il GNL, che nell'insieme arrivano a 38 mln m³, dunque ampiamente al di sopra del gas russo. Le immissioni dal Nord Europa si sono riavvicinate alla media di lungo periodo ma restano inferiori a quelle via TAP, salite a 28 mln m³, ormai prossime a quelle da Tarvisio.

Si riduce il peso del gas nel sistema energetico italiano, resta alta la dipendenza, ma con una migliore diversificazione. Ma l'indice di stabilità politica dei fornitori resta in area critica

- Il calo della domanda di gas nel 2022 è avvenuto in concomitanza con una nuova crescita dei consumi di petrolio e carbone. Ne è derivato un netto calo del peso del gas nel mix di energia primaria, dal 41% del 2021 al 38% del 2022 (NB: valori calcolati secondo la metodologia Eurostat di calcolo del bilancio energetico), un dato che attenua solo leggermente la peculiarità italiana di paese europeo che combina la maggiore incidenza del gas sull'energia primaria con una dipendenza dalle importazioni pari al 95%.
- Dal lato delle fonti di approvvigionamento lo sconvolgimento prodottosi nel 2022 ha portato a una distribuzione delle provenienze meno concentrata rispetto a quella degli ultimi anni. D'altra parte, essa risulta anche altamente precaria, come dimostra un indice (elaborato dalla IEA) di stabilità politica dei fornitori di un Paese importatore, che pondera l'incidenza di ogni paese fornitore con il suo indice di rischio Paese misurato dall'OCSE (NB: l'indice di stabilità può teoricamente variare tra zero, caso di unico fornitore un Paese con rischio zero, a 7, unico fornitore un Paese con rischio 7, ad es. la Libia). La forte

crescita delle importazioni di GNL, che si può considerare più affidabile in virtù dell'attuale abbondanza di offerta e delle provenienze diversificate, si è riflessa nel 2022 in un leggero miglioramento dell'indice (sceso da 5,1 a 4,6), ma l'indice resta sui massimi della serie storica (*Figura 4-26*), e in area di rischio alto (vedi nota al grafico) per l'elevato rischio geopolitico associato alla gran parte dei paesi fornitori. L'Algeria, ad esempio, ha un indice di rischio Paese pari a 5, maggiore dell'indice attribuito alla Russia fino a un anno fa.

Figura 4-23 – Gradi giorno riscaldamento negli inverni 2019-'20, 2022-'23 e media decennale

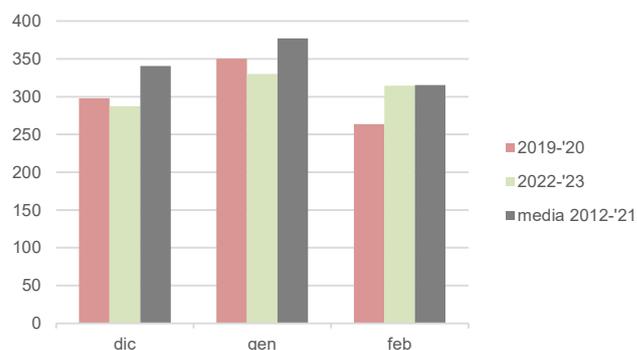


Figura 4-24 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

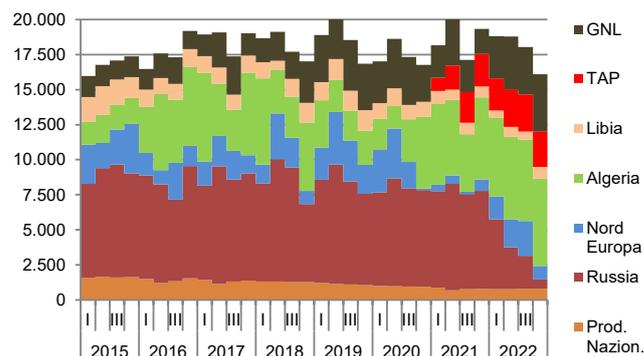
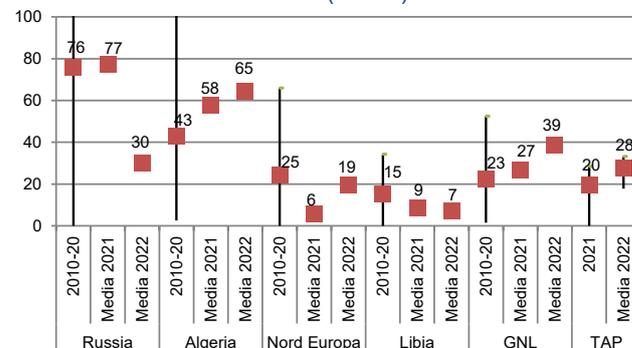


Figura 4-25 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)



Calo della domanda fattore chiave per l'inverno 2022-2023

- All'inizio dell'inverno 2022-2023, la valutazione a priori della disponibilità di capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda portava a concludere che, in uno scenario di azzeramento dei flussi di gas russo, sarebbe stata difficile la copertura della punta di domanda in caso di punte di freddo intenso a fine inverno. Condizione necessaria perché non si presentassero necessità di razionamento era dunque che le punte giornaliere della domanda restassero significativamente al di sotto dei 400 mln m³ (v. Analisi trimestrale n. 3/2021). Un'ipotesi per nulla scontata se si considera che negli ultimi 15 anni la punta di domanda minima era stata inferiore ai 350 mln m³ solo due volte (nel 2014 e 2015). In caso di punta di domanda corrispondente all'ultimo episodio di ondata di freddo (10 gennaio 2017), quando la domanda delle reti di distribuzione superò i 250 mln m³, c'era il rischio che fosse difficile soddisfare fino a 50 milioni di metri cubi di domanda.
- Nella realtà, nonostante la quasi completa eliminazione dei flussi di gas russo (azzerati in ben 50 giorni nel solo ultimo trimestre dell'anno), il valore eccezionalmente contenuto della punta di domanda giornaliera tra dicembre e gennaio (pari a 333 milioni di m³, quasi 1/5 in meno della soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m³) ha fatto sì che la capacità in eccesso rispetto alla domanda rimanesse sempre su livelli accettabili.
- La Figura 4-27 illustra in che modo il sistema gas italiano abbia superato l'inverno senza avvicinarsi a situazioni di rischio nonostante che la media dei flussi giornalieri di gas russo si sia limitata ad appena 17 mln m³: il fattore decisivo è stato chiaramente il valore contenuto della punta di domanda, che sarebbe stato problematico riuscire a coprire nel caso si fosse avvicinata ai 400 mln m³.
- Anche il tasso di riempimento degli stoccaggi, che a inizio inverno era vicino al 100%, sui massimi decennali, ha avuto un ruolo fondamentale fornendo la garanzia di poter disporre di una capacità di erogazione giornaliera elevata in caso fosse stato necessario (N.B.: la capacità di erogazione si riduce nel corso dell'inverno al ridursi del tasso di riempimento).

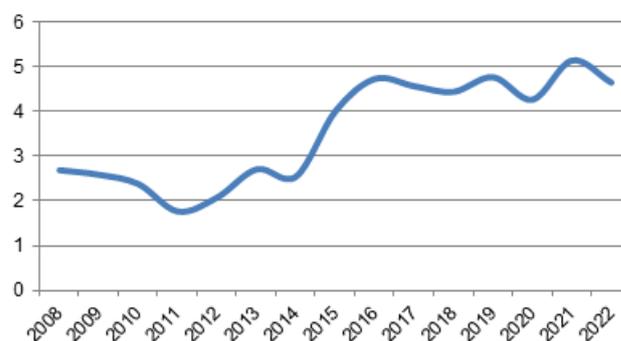
Nel medio termine la sicurezza del sistema gas resta precaria, affidata al contenimento della domanda

- Nel medio periodo, cioè almeno fino alla fine dell'inverno 2024-2025, la capacità del sistema gas di far fronte alla domanda di punta resta precaria, e affidata in primo luogo al permanere della domanda sui livelli contenuti registrati nell'inverno 2022-2023.
- La prossima entrata in funzione del rigassificatore FSRU di Piombino, che darà un import aggiuntivo annuale di circa 5 miliardi di mc non potrà infatti incidere in modo sostanziale sull'analisi del margine di capacità alla punta di domanda riportata in Figura 4-27. La capacità di rigassificazione giornaliera garantita dal nuovo terminal di GNL a Piombino, insieme ai tre già operanti (Panigaglia, Adriatic LNG e OLT) è pari a circa 50 milioni di Smc/g medi. Resta perciò strategica la messa in funzione per i successivi inverni del terminale di rigassificazione di GNL già autorizzato al largo di Ravenna.
- A questo si aggiunge il fatto che, con il calo strutturale del gas russo, è divenuto evidentemente molto sfidante, almeno nel breve periodo, rispettare la regola N-1, uno degli indicatori principali utilizzato da molti anni dalla Commissione Europea per valutare il livello di sicurezza dei sistemi del gas degli Stati Membri (e che questi devono calcolare nei loro periodici Risk Assessment). L'indice N-1 valuta la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali in contemporanea indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, che fino

all'inizio del 2022 era stato il punto di interconnessione di Tarvisio, ma che con il drastico calo dei flussi dalla Russia è ora divenuto il punto di ingresso di Mazara, che nell'inverno 2022-2023 ha avuto una media giornaliera di 65 Milioni di Smc/g. In questo nuovo scenario, a fine inverno la regola N-1 non sarebbe rispettata nemmeno nel caso di disponibilità giornaliera di gas russo pari a 1/3 della massima, perché l'offerta sarebbe pari a meno del 90% della punta di domanda.

- Occorre comunque considerare che la domanda massima nell'inverno 2022-2023 è stata di soli 330 Smc/g e che ai circa 53 milioni di Smc/g iniettabili nel sistema in condizioni eccezionali da parte dei tre terminali di rigassificazione già operanti (incluso l'aumento della capacità di rigassificazione del terminale di rigassificazione OLT grazie all'ottimizzazione della sua gestione) si aggiungeranno ulteriori 21 milioni di Smc/g di punta giornaliera provenienti dal nuovo terminale galleggiante (FRSU) di Piombino.

Figura 4-26 - Indicatore di stabilità politica dei fornitori



Nota: classificazione dei valori di due indici relativi alla sicurezza gas elaborati dalla IEA:

Dimension	Indicator	Low	Medium	High
External risk	Import dependency	≤10%	30%-40%	≥70%
	Political stability of suppliers	<1.0	1.0-4.0	≥4.0

Fonte: The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES)

Figura 4-27 – Margine di capacità alla punta di domanda nell'inverno 2022-2023 (MSm³)

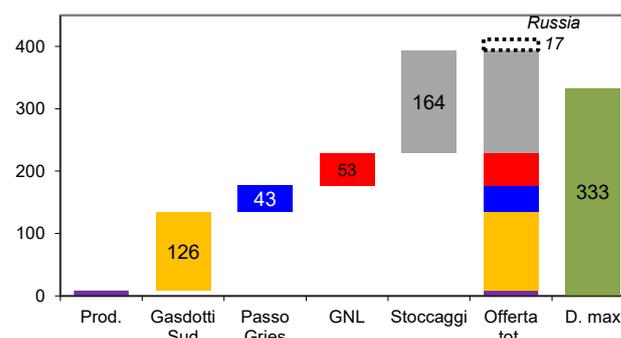
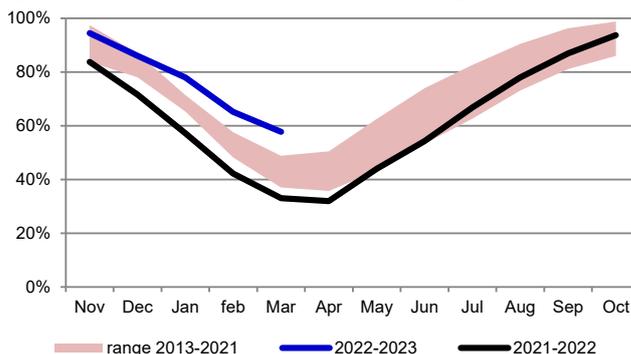


Figura 4-28 – Tasso di riempimento stoccaggi italiani (%)



4.3. Sistema elettrico

Richiesta di energia elettrica in netto aumento fino a luglio, poi calo drastico, -0,9% nell'anno

- Nel 2022 la richiesta di energia elettrica totale si è attestata a 316,9 TWh, in flessione dello 0,9%, (-3 TWh) rispetto al 2021. La dinamica seguita dalla domanda nel corso dell'anno è stata in realtà molto diversa, perché fino a luglio risultava in significativa crescita (+2,3% il dato dei primi sette mesi), mentre da agosto in poi è passata a variazioni tendenziali negative progressivamente crescenti, fino al -9% di dicembre. Nel IV trimestre il calo è stato del 7%.
- Fino a luglio, in ciascuno dei mesi del 2022 la richiesta è stata superiore a quella del 2021, e a giugno e luglio anche vicina ai massimi decennali (2020 escluso). A settembre si è collocata sul minimo decennale e infine negli ultimi tre mesi è risultata costantemente inferiore al minimo decennale (Figura 4-29).

Nel IV trimestre punta di domanda in potenza ampiamente al di sotto dei minimi decennali

- La punta di domanda in potenza ha seguito nell'anno una dinamica simile a quella della richiesta totale, con un picco a luglio (57,5 GW, il 25 luglio alle ore 15) decisamente maggiore del picco del 2021 (55,3 GW, a giugno).
- Il calo della domanda complessiva nel IV trimestre dell'anno si è poi riflesso anche nel calo della punta di domanda, con implicazioni positive per la sicurezza del sistema (vedi oltre): anche in questo caso negli ultimi tre mesi si sono registrati valori costantemente inferiori ai minimi decennali (Figura 4-30).

Nel 2022 calo drastico della produzione idroelettrica (-38%), compensata in buona parte dalla termoelettrica (+6%)

- Lato generazione, la produzione nazionale ha registrato una flessione leggermente maggiore di quella della richiesta (-1,3% rispetto al 2021), con un calo di 3,6 TWh, anche in questo caso concentrato nel IV trimestre (-7,8 TWh, a fronte di un aumento di 4,5 TWh nel I trimestre dell'anno). Di converso, ha registrato un lieve incremento il saldo netto con l'estero (0,2 TWh, +0,5%).
- Il dato più rilevante dell'anno è il crollo della produzione idroelettrica, crollo per di più relativamente costante nel corso dell'anno (solo in leggera attenuazione dal -42% del I semestre al -32% del II). In valore assoluto la produzione idroelettrica si è fermata a 28 TWh (-17 TWh rispetto al 2021), un valore di gran lunga inferiore al minimo degli ultimi quindici anni, per gli invasi ai minimi storici.
- A compensare il calo dell'idroelettrica sono state in primo luogo la produzione termoelettrica, in aumento in termini assoluti pari a 11 TWh (+6,1%) nonostante il netto calo del IV trimestre (oltre 4 TWh in meno rispetto a un anno prima), in secondo luogo la produzione fotovoltaica, in aumento di quasi 3 TWh (+12%), grazie al significativo aumento della capacità installata (+2,4 GW).
- Performance negative hanno invece registrato le altre rinnovabili: l'eolica ha subito una flessione di 0,4 TWh (-2%) per la minore ventosità in particolare a dicembre (-1,1 TWh solo in quel mese); la geotermica si è contratta in misura marginale (-1,5%, meno di 0,1 TWh), ma si tratta del sesto calo consecutivo su base annua, che ha riportato la produzione annua leggermente al di sotto della media dell'ultimo decennio.

Figura 4-29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

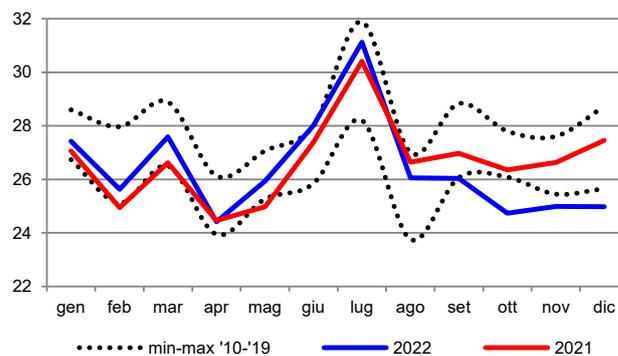


Figura 4-30 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

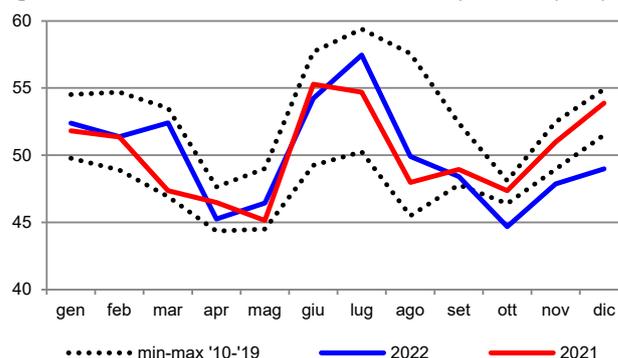


Figura 4-31 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)

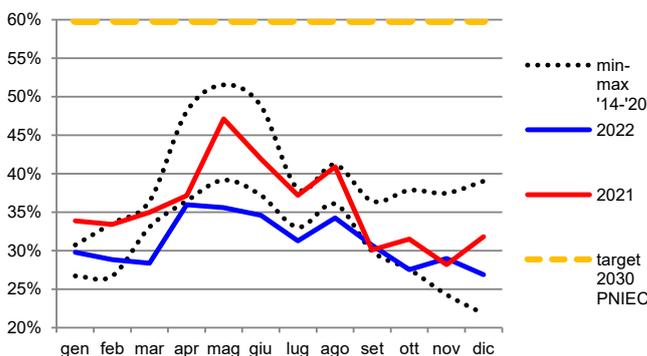
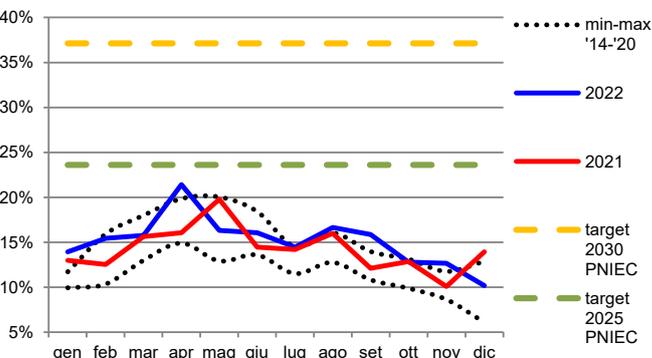


Figura 4-32 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)



Nel 2022 nuovi record di copertura della domanda da parte delle fonti intermittenti

- Nel 2022 le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) hanno fatto registrare nuovi massimi in termini di copertura di quota della domanda, a diverse scale temporali.
- Su base annua hanno coperto il 15,2% della domanda annua, valore significativamente maggiore del massimo precedente (14,6% del 2020).
- Su base trimestrale la quota di domanda coperta dalle FRNP è risultata leggermente maggiore di precedenti massimi storici sia nel I (15%) sia nel III trimestre (16,2%).
- Su base mensile nuovi massimi si sono registrati a gennaio, aprile, agosto, settembre e novembre.
- Infine, su base oraria un nuovo massimo è stato registrato il 17 aprile (giorno di Pasqua) quando si stima una quota di FRNP pari a circa 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: nel 2022 nell'1% delle ore dell'anno le FRNP hanno coperto almeno il 49% della domanda, laddove il precedente massimo era stato registrato nel 2020 (al 47%), anno di picco della pandemia quando la penetrazione delle FRNP era stata favorita dal calo della domanda.
- A causa della performance molto negativa dell'idroelettrico nel caso dell'insieme di tutte le FER la loro quota minima nell'1% di loro massima penetrazione è stimata di poco superiore al 60%, sul livello del 2021 ma decisamente inferiore al valore 2020.

Profilo orario della domanda residua tornato simile al 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. Come detto, il giorno dell'anno di massima penetrazione delle FRNP è stato, come altre volte negli ultimi anni, il giorno di Pasqua, quando intorno alle ore 14 le FRNP hanno coperto circa l'80% della domanda, mentre la domanda residua è scesa su nuovi minimi storici, perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020, determinando un crollo repentino del PUN, dagli oltre 200 €/MWh fino quasi a zero (Figura 4-34). Per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili le importazioni nette, pari a circa 5 GW all'inizio e alla fine del giorno, sono divenute esportazioni nette a metà giornata, mentre salivano fino a 4 GW gli assorbimenti dei pompaggi.
- L'aumento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, accentua la distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale. Per soddisfare sia la rampa di presa di carico mattutina sia la rampa di presa di carico serale divengono dunque sempre più necessarie azioni di bilanciamento fornite da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione e in grado di seguire il carico residuo. Questo è vero 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 4-34 e Figura 4-35). Nel 2022 la curva della domanda residua media oraria dei giorni festivi si è caratterizzata per un profilo più ripido rispetto all'anno precedente, e più simile al 2020: il valore minimo medio della domanda residua da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è stimato infatti pari a meno di 18 GW, i massimi serali medi poco al di sotto dei 30 GW, per cui nei giorni festivi la risalita pomeridiana media della

domanda residua si è avvicinata ai 12 GW, un valore superiore a quello stimato per il 2020.

Figura 4-33 – Massima quota oraria produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile

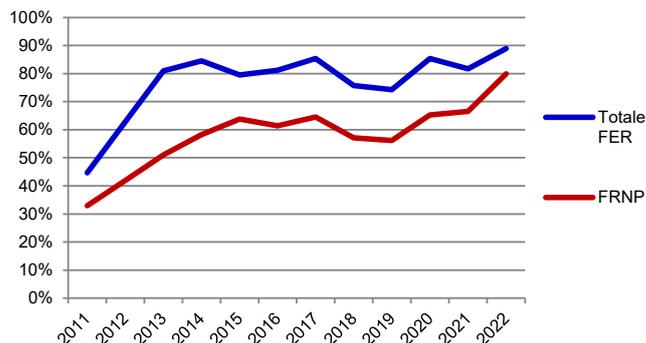


Figura 4-34 – Domanda residua, mix di produzione/import (GW, asse sx) e PUN (€/MWh, asse dx) il 17/04/2022

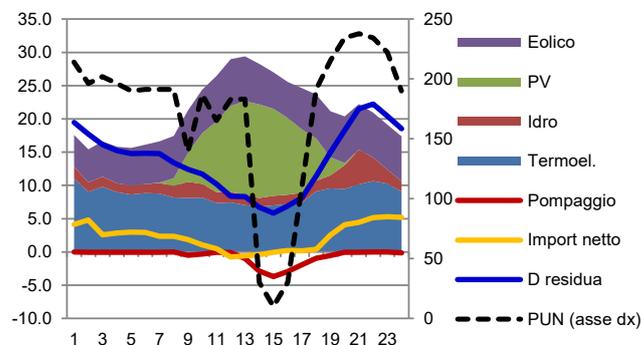


Figura 4-35 – Curva oraria della domanda residua nei giorni festivi

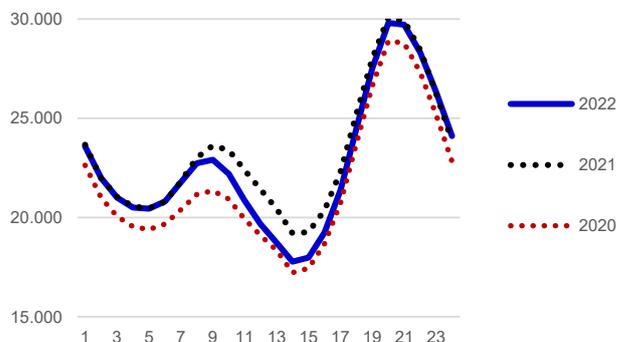
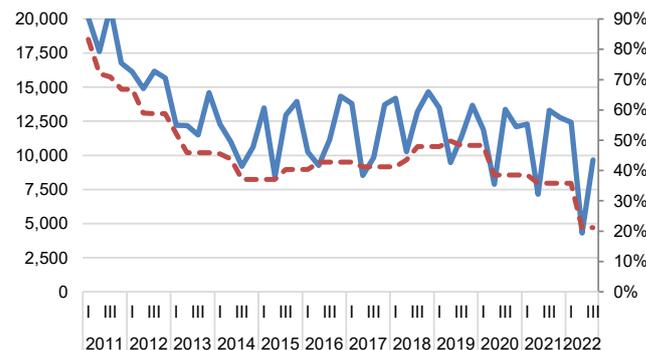


Figura 4-36 – Minimo della domanda residua oraria (valore assoluto, asse sx; % della domanda, asse dx)



Drastico calo dei volumi su MSD, in calo più modesto il costo del dispacciamento (-30%). Crollo dell'uplift a inizio 2023

- Dopo il calo già significativo del 2021 (-5 TWh circa) nel 2022 i volumi movimentati da Terna sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), sia a salire sia a scendere, si sono ridotti in modo ancora più considerevole, quasi i 2/3 in meno, fino a circa 7 TWh (Figura 4-37). Nell'ultimo trimestre dell'anno i volumi movimentati su MSD sono stati inferiori di quasi il 70% rispetto a un anno prima.
- Anche i costi associati alle transazioni di Terna su MSD sono scesi, pur in misura più contenuta, dai quasi 3 miliardi di € del 2021 ai circa 2 miliardi del 2022 nel II, ma sono poi aumentati del 30%. Contrazione particolarmente marcata si è registrata nel IV trimestre, per il quale si stimano costi di poco superiori ai 300 milioni, a fronte del valore superiore al miliardo di € del IV trimestre 2021. Si tratta di dati tanto più rimarchevoli in quanto nell'anno è aumentato enormemente il controvalore degli scambi sul MGP, per i livelli record raggiunti dai prezzi.
- Il minore calo dei costi rispetto ai volumi è stato dovuto all'andamento dei prezzi medi a salire del MSD, quasi raddoppiati sul 2021 (ma comunque cresciuti molto meno del + 142% registrato dal PUN).
- Nell'anno il pur significativo calo dei costi del dispacciamento non si è riflesso nel corrispettivo unitario uplift⁵, che copre i costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema e rappresenta l'onere effettivamente pagato dai consumatori. In media d'anno l'uplift si è attestato a 0,78 c€/kWh (+4%), con un aumento anche più marcato (+9%) della componente di costo (art. 44 lettera b) che fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post e Mercato di Bilanciamento MB). Il calo dei costi del dispacciamento ha però iniziato a riflettersi pesantemente nel corrispettivo uplift dall'inizio del 2023: i valori dei primi due trimestri (comunicati da Terna in anticipo) sono precipitati fino a meno di 0,1 c€/kWh nel II trimestre (-90% rispetto allo stesso trimestre del 2021), per la gran parte grazie al dato della componente relativa al saldo dei mesi precedenti.
- Il calo dei volumi su MSD negli ultimi due anni, dei relativi costi nell'ultimo anno, ha rotto in modo drastico il trend di crescita di lungo periodo, riconducibile all'aumento delle risorse necessarie per garantire la sicurezza del sistema a seguito della crescente penetrazione di fonti non programmabili. Negli ultimi due anni queste ultime hanno però continuato a crescere, per cui la ragione del calo di volumi e costi del dispacciamento va ricercata in primo luogo nella regolazione incentivante introdotta da Arera proprio per "contenere e minimizzare i costi del dispacciamento anche in ragione della attesa maggiore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili". Dopo una prima deliberazione nel 2021 lo schema è stato rivisto a marzo 2022 (Del. 132/2022/R/EEL). Anche l'avvio del capacity market ha poi probabilmente avuto un ruolo nella riduzione del ricorso di Terna ai servizi del dispacciamento, sebbene meno rilevante.
- Infine, un ruolo nel calo dei costi del dispacciamento può averlo avuto anche il minore ricorso a comportamenti strategici da parte delle utility abilitate ad operare sul MSD (Ciò, Staffetta quotidiana, 27/01/2023), che negli ultimi anni avevano trovato sul mercato dei servizi una fonte di ritorni economici non più disponibili sul MGP, una necessità

venuta meno nel 2022 grazie al balzo degli spark spread (vedi oltre).

Figura 4-37 – Costi associati alle transazioni di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (mln €) e volume totale delle transazioni (TWh)

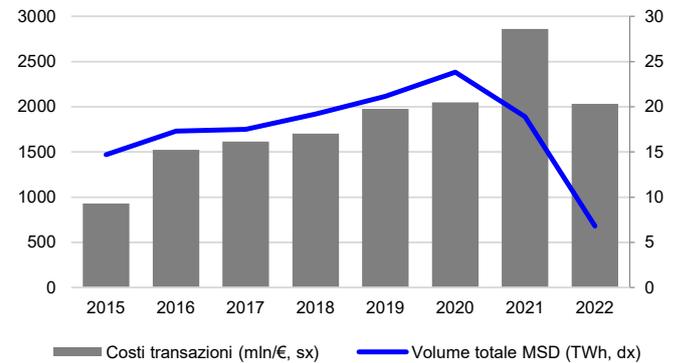


Figura 4-38 - Corrispettivo uplift (€cent/kWh) – dati trimestrali

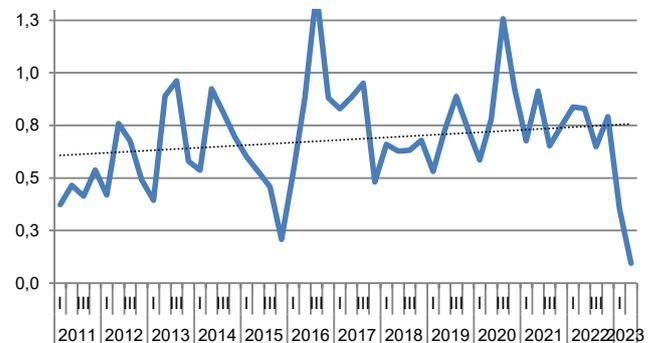
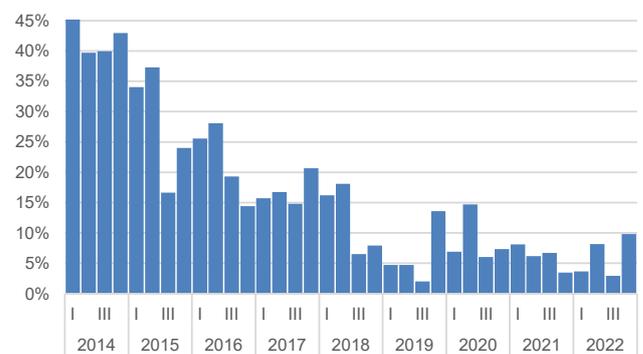


Figura 4-39 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 99° percentile)



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 Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquistate e vendute sul MSD per garantire la sicurezza del sistema elettrico, in particolare per garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi, la risoluzione delle congestioni di rete, il ripristino dei corretti

margini di riserva. L'art. 44 a) corrisponde al saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. L'art. 44 b) corrisponde al saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Margini di capacità ancora sui minimi in estate, poi in miglioramento con il calo della domanda. Nel breve periodo l'adeguatezza resta legata a import e idraulicità

- Il calo della domanda di elettricità nella seconda parte dell'anno (vedi sopra) ha avuto un immediato riflesso positivo sull'adeguatezza del sistema elettrico. La minore punta di domanda a dicembre ha infatti lasciato il margine di capacità orario su valori ben maggiori rispetto a un anno prima: nel 99% delle ore del III 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 5 GW, quasi il 10% della domanda registrata in quell'ora. Questo margine era stimato a meno della metà (meno del 5% della domanda) nel IV trimestre 2021, così come nel III trimestre 2022, in particolare a fine giugno e ancor più tra il 20 e 26 luglio, prima dunque del calo della domanda.
- È rimarchevole che nel IV trimestre le ore nelle quali si sono registrati i valori più bassi del margine di adeguatezza (le ore pre-serali tra il 12 e il 15 dicembre) sono caratterizzate da un valore medio delle importazioni molto basso, inferiore a 1 GW (a fronte di una media trimestrale di 4,7 GW).
- Secondo Terna la capacità termica disponibile a fine 2021 era pari a 60,6 GW, di cui solo 54,8 GW effettivamente disponibili per supportare l'adeguatezza del sistema. Un dato che va poi ulteriormente decurtato delle indisponibilità temporanee (programmate o meno) che si verificano nel corso dell'anno. Per il breve-medio periodo restano dunque valide le valutazioni di ENT&SO-E contenute negli ultimi Summer e Winter 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.

PUN 2022 superiore di cinque volte alla media di lungo periodo

- La quotazione media del PUN nel 2022 si è attestata a 303 euro/MWh, in aumento del 142% rispetto all'anno precedente (125,5 €/MWh).
- Nella prima metà dell'anno il PUN è rimasto sui valori dell'ultimo trimestre 2021, oscillando tra un minimo di 211 €/MWh (a febbraio) e un massimo di 308 €/MWh (a marzo) e attestandosi in media a quasi 250 €/MWh (rispetto ai 67 €/MWh del I semestre 2021)
- Nella seconda parte dell'anno si è registrato prima un balzo del PUN senza precedenti: i 543 €/MWh medi di agosto, in concomitanza con il record dei prezzi del gas, sono pari a quasi nove volte le medie di lungo periodo, la media trimestrale di 472€/MWh è pari a oltre sette volte la media di lungo periodo. Poi, nel IV trimestre, il PUN è tornato sugli stessi livelli del primo semestre (244 €/MWh la media semestrale), grazie al calo del prezzo del gas da un lato, della richiesta di energia elettrica dall'altro, a seguito della caduta della domanda industriale, delle misure di contenimento dei consumi, del clima mite.
- Il driver di gran lunga più importante della dinamica del prezzo dell'elettricità all'ingrosso nel 2022, comune a tutti i mercati continentali, è stato l'andamento del prezzo del gas (Figura 4-40), determinato dall'instabilità geopolitica provocata dal conflitto in Ucraina e dalle conseguenti tensioni sui mercati del gas naturale, che hanno fatto impennare i costi della generazione termoelettrica. Il già essenziale ruolo della generazione da gas nel mercato elettrico italiano è stato poi nell'anno ulteriormente rafforzato dalla scarsa disponibilità della generazione idroelettrica (ai minimi storici) da un lato, della produzione

nucleare francese dall'altro (anch'essa ai minimi di lungo periodo, ha contratto le importazioni italiane in particolare nei mesi di agosto e settembre).

- L'aumento del PUN è risultato relativamente omogeneo nelle diverse ore del giorno. Gli incrementi maggiori hanno riguardato le ore serali (+155% alle ore 21), gli incrementi minori le ore centrali (+131% tra le 11 e le 14)

Redditività degli impianti a gas ai massimi storici

- I record del PUN hanno portato su nuovi massimi storici anche i margini della generazione termoelettrica: il clean spark spread delle centrali a gas ha toccato massimi mensili di oltre 80 €/MWh a luglio e agosto, mentre in media d'anno è stimato a circa 40 €/MWh, tre volte la media 2008-2021.
- Come nel caso del PUN, il clean spark spread è risultato pressoché identico nel I, II e IV trimestre (a circa 30 €/MWh); mentre nel III trimestre si è attestato su un valore medio più che doppio (73 €/MWh).

Figura 4-40 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV (€/MWh)

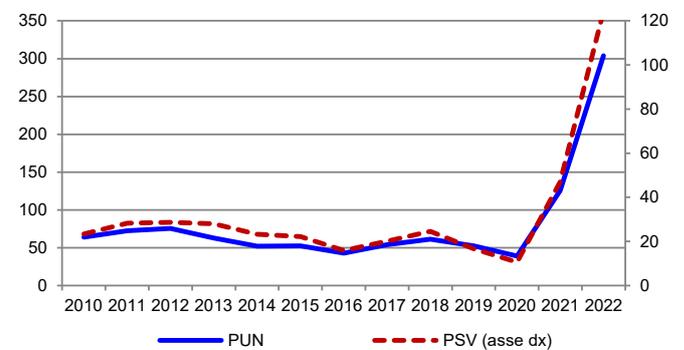


Figura 4-41 - Prezzo Unico Nazionale - Medie orarie (€/MWh, asse sx) e variazioni percentuali 2022/2021 (asse dx)

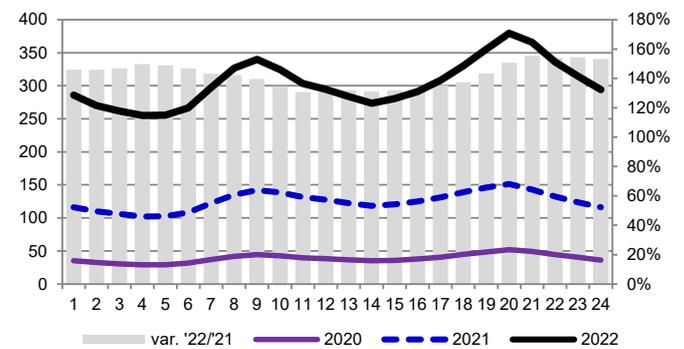
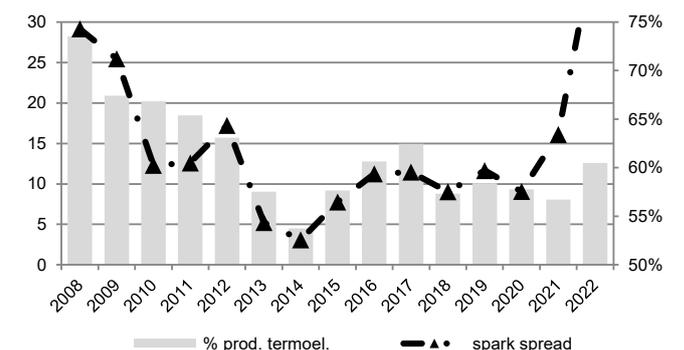


Figura 4-42 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)



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

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel 2022 i prezzi per le utenze industriali sono più che raddoppiati rispetto all'anno precedente, con incrementi compresi tra il 105% e il 120% circa. A partire dal mese di ottobre sembrerebbe registrarsi una inversione del trend, con effetto sul costo per le utenze industriali.

Il 2022 è stato l'anno dei rincari record, naturalmente anche per il sistema delle imprese. Al termine dell'estate è stato raggiunto il livello più alto mai registrato per il PUN (543 € per MWh ad agosto). Di conseguenza, per l'inizio del quarto trimestre la stima del livello di prezzo al netto delle imposte non recuperabili, ottenuta a partire dalle determinazioni tariffarie ARERA, supera i 62 centesimi di euro per MWh per le piccole utenze in bassa tensione, con un relativo minimo intorno ai 40 per le utenze di maggiori dimensioni che godono di sgravi fiscali (Figura 5-1). In media annua i prezzi per le utenze industriali sono cresciuti in un intervallo tra il 105% e il 120% rispetto al dato del 2021, pur comprendendo gli interventi di contenimento, soprattutto quello relativo alla componente oneri di sistema. Si segnala l'aumento relativo alla componente di dispacciamento nel quarto trimestre (Figura 5-2), che fa seguito a un trimestre di crescita contenuta e ad un altro di diminuzione, comunque in un intervallo temporale caratterizzato da ripresa dell'inflazione. 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.

Nel primo trimestre del 2023 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.

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%.

In costante diminuzione l'incidenza dello sgravio in favore delle industrie energivore.

La diminuzione degli oneri di sistema e la contestuale risalita del costo dell'energia hanno l'effetto di ridurre il peso relativo dello sgravio disposto in favore delle industrie energivore (Figura 5-4). Il risparmio si può stimare si aggiri tra il 3% circa per le utenze più piccole e il 7% circa per quelle maggiori. In termini assoluti, la quantificazione della riduzione di costo tende a rimanere costante, con una massimizzazione naturalmente per le imprese di maggior dimensione (grandi utenze in media tensione e grandissime utenze in alta tensione), per le quali si può assumere uno sconto di poco meno di due centesimi di euro per MWh. Va tuttavia ricordato come l'applicazione del sistema di sostegno alle imprese mediante i crediti d'imposta non sia incorporato nella stima alla quale si riferisce la Figura 5-4.

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

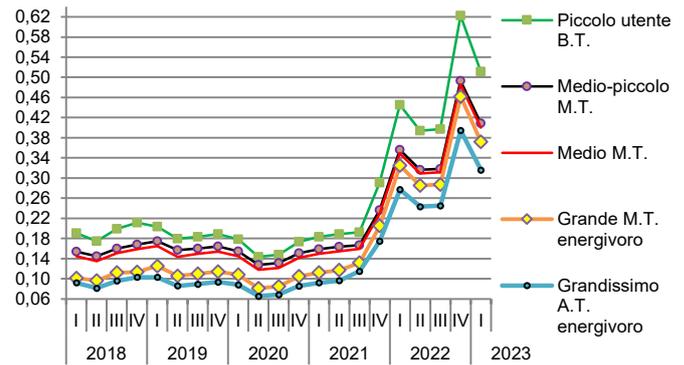


Figura 5-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

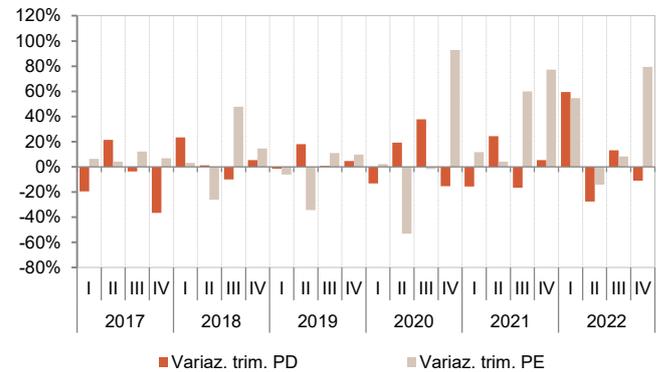


Figura 5-3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

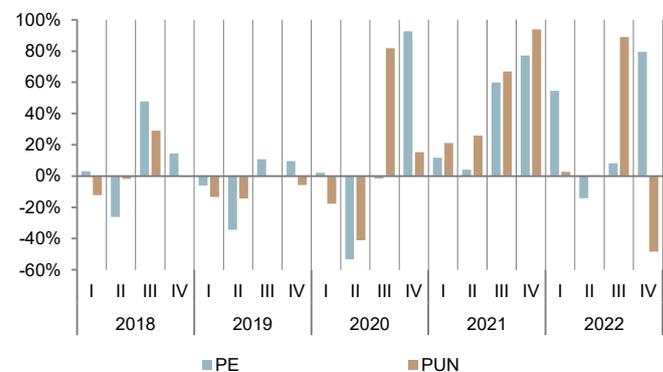
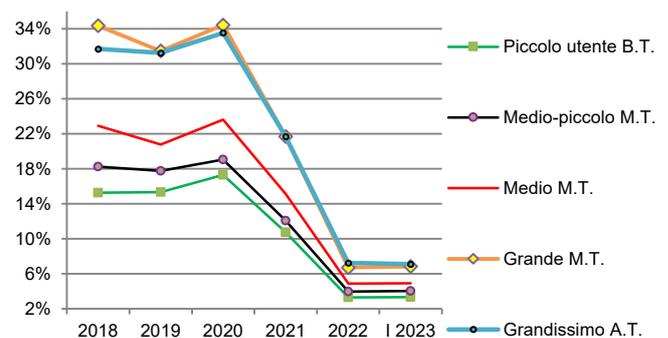


Figura 5-4 - Stima dello sgravio in favore delle imprese energivore, in percentuale del costo altrimenti da sostenere



Il confronto internazionale sui prezzi di borsa negli ultimi quattro anni.

Nei paesi europei, rispetto al 2021, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso crescono fino ad una volta e mezza (Figura 5-5). Ancora più consistente l'aumento generalizzato rispetto al 2019, anno preso in considerazione soprattutto per aggirare l'anomalia statistica dell'anno della pandemia, tra il 215% e il 600%. Nel 2022 è proprio l'Italia il paese che segna il valore più alto in Europa, con un prezzo medio pari a circa 137 € per MWh. Occorre comunque sottolineare come nell'ultimo quadriennio il paese abbia sempre registrato prezzi più alti rispetto alla media, attestandosi tra la diciannovesima e l'ultima posizione, considerando i 24 paesi riportati in tabella 1, indipendentemente dagli effetti della guerra e della pandemia. Nell'anno appena trascorso, la deviazione standard, espressa in euro per MWh (colonna 2 della tabella 1), si muove in misura piuttosto proporzionale al prezzo medio di ciascun paese, tendendo a crescere notevolmente nell'ultimo anno. In particolare, una maggiore volatilità nel 2022 sembra delinearci per i paesi che non godono di una ottimale interconnessione con le aree limitrofe, quali i paesi baltici e la Romania. Da sottolineare il dato relativo alla Francia, probabilmente non estraneo alle criticità emerse nella produzione nucleare. Se nel 2019 registrava uno dei prezzi medi più bassi tra i 24 paesi considerati, nell'arco di tre anni ha visto il valore moltiplicarsi per sette (+600%, Figura 5-5), scivolando dal sesto al ventunesimo posto della graduatoria. Più in generale, la concordanza tra questa speciale graduatoria dei prezzi tra il 2019 e il 2022 sembra piuttosto bassa (il coefficiente di correlazione è pari allo 0,28), indizio di un fenomeno di rimescolamento delle carte indotto da uno dei periodi a maggior turbolenza della storia recente. Chi ha potuto far affidamento su di un costo medio di generazione dell'energia elettrica più basso sembrerebbe aver sopportato meglio la crisi energetica. Così, a parte Spagna e Portogallo - che nel 2022 si collocano al quarto e al quinto posto della graduatoria dei paesi con i prezzi meno alti, grazie alle politiche di cap price intraprese - i paesi che meno dipendono dal gas sono quelli che registrano gli aumenti più contenuti: la Polonia e i paesi scandinavi, per via di un maggior contributo alla generazione elettrica da parte, rispettivamente, del carbone e dell'idroelettrico.

L'andamento dei prezzi per i consumatori domestici nel primo trimestre dell'anno. Il 2022 è stato un anno di rincari record. Si manifestano segnali di attenuazione a partire dal mese di novembre.

Il dato a cadenza mensile della rilevazione campionaria (indagine HEPI) sui prezzi per le famiglie nelle capitali europee (Figura 5-6) indica per il paese un forte incremento nell'ultima parte dell'anno appena concluso. A Roma ormai si paga la bolletta più cara (63 c€ per KWh la media del quarto trimestre). Tuttavia, l'aumento è ampiamente imputabile al trascorso mese di ottobre, quando si è arrivati a toccare il valore di 70 c€ per KWh. A partire dal mese di novembre sembrerebbe delinearci una certa attenuazione, che perdura fino all'ultimo periodo disponibile nella rilevazione, quello di febbraio 2023, quando il livello scende a 48 c€ per KWh. Se si ricorre alla stima ARERA relativa al consumatore domestico tipo, l'aumento tra il 2021 e il 2022 è più che raddoppiato (da una media di 23 c€ per KWh a una di 49 circa). Il periodo record è stato quello del quarto trimestre, come evidenziato nella figura 5.5, la quale si riferisce alla determinazione ex ante delle tariffe ARERA. In coerenza con i risultati della rilevazione campionaria, si pone in evidente attenuazione il prezzo applicato al primo trimestre del nuovo anno, in conseguenza del miglioramento sul fronte del costo dell'energia verificatosi negli ultimi mesi del 2022. Tra il quarto trimestre del 2022 e il primo del nuovo anno si passa da 66 a 53 c€ per KWh.

Figura 5-5 - Prezzi di borsa in Europa

Paese	Prezzo €/MWh 2022	Dev. std €/MWh 2022	Var% 2022-2021	Var% 2022-2019
Austria	261.4	138.5	145%	552%
Belgio	244.5	134.7	135%	522%
Svizzera	281.7	128.2	145%	589%
Rep. Ceca	247.4	137.5	146%	515%
Germania	235.4	142.8	143%	524%
Danimarca	219	145.4	149%	469%
Estonia	193.1	135.7	123%	321%
Spagna	167.5	69.4	50%	251%
Finlandia	154	132.4	113%	250%
Francia	275.9	145.8	153%	600%
Grecia	279.9	116.1	140%	339%
Ungheria	271.7	139.9	139%	439%
Italia	308.4	136.8	146%	502%
Lituania	230.6	154.6	155%	400%
Lettonia	227.3	152.7	156%	391%
Paesi Bassi	241.9	131.5	135%	487%
Norvegia	192.5	109.7	158%	390%
Polonia	166.7	79.6	92%	215%
Portogallo	167.9	69.1	50%	251%
Romania	265.3	142.9	139%	428%
Serbia	273.7	133.1	140%	442%
Svezia	129.2	127.9	96%	236%
Slovenia	274.5	137	139%	464%
Slovacchia	264.9	142.4	158%	538%

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

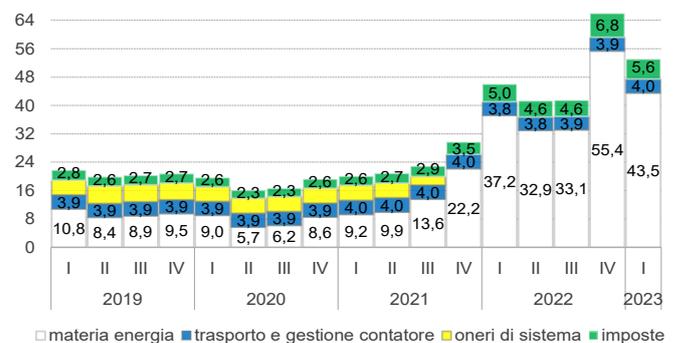
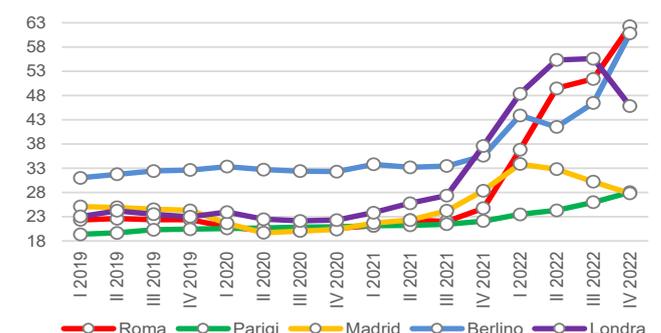


Figura 5-7 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzi del gasolio nel 2022 in deciso aumento sul 2021, nonostante la lieve flessione della II parte dell'anno

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del 2022 è stato pari a 1,82 €/litro, in deciso incremento rispetto alla media del 2021 (+23%), per i decisi rialzi della I metà dell'anno.

La Figura 5-8 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 hanno riportato i prezzi a livelli più elevati anche di fine 2018, ma il trend rialzista è proseguito per tutta la I metà del 2022, spinti anche dalle tensioni geopolitiche, arrivando a inizio luglio sopra i 2 €/litro (ben oltre i massimi del 2012, 1,8 €/litro), per poi tornare a diminuire nel successivo bimestre: a fine settembre sotto l'1,8 (non accadeva da febbraio), e oscillando su tale valore nei restanti tre mesi dell'anno.

Il trend rialzista del 2021 e 2022 (la I metà) è stato naturalmente registrato anche nel resto dei Paesi UE, dove il prezzo medio pesato del gasolio è stato pari a 1,83 €/litro, +35% sul 2021. Dal momento che il rialzo in UE risulta decisamente più marcato rispetto al dato italiano (+23%), così come accaduto nel 2021 (+13% in Italia, +17% in UE), a fronte di un calo del 2020 della stessa entità, si rileva una progressiva riduzione del divario tra prezzi italiani e quelli medi UE, che a partire dalla primavera 2022 risultano inferiori di oltre il 2% rispetto alla media UE (anche per gli interventi governativi).

Frena il trend rialzista del prezzo industriale, ma su base annua l'aumento del 78% sul 2021

Nel 2022 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 1,07 €/litro, in deciso aumento rispetto alla media del 2021 (0,6 €/litro). Nonostante la frenata della seconda metà dell'anno (-3,5% media la variazione congiunturale nei due trimestri), nella I metà dell'anno si era infatti registrato un forte rialzo (+30% in media), in linea con il trend rialzista del 2021, quando il prezzo aumentava del 30% rispetto al 2020. La Figura 5-9 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. Nel 2022 l'incremento in Italia è stato più marcato di quello UE (+78% e +73% rispettivamente), con una attenuazione del divario (-2%).

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 2022, così come nell'insieme del 2021, in Italia (come del resto in UE) si è registrato un rialzo del prezzo industriale più che doppio rispetto a quella dei prezzi al consumo. L'incidenza della tassazione risulta pertanto in progressiva riduzione, dal 66% di fine 2020 a 57% di fine 2021, fino al 39% medio della II metà del 2022. A partire dal mese di marzo, infatti, l'incidenza delle tasse è rapidamente diminuita passando dal 53,5% di fine febbraio al 37,8% di fine marzo, come risultato delle misure adottate dal Governo per contrastare il caro carburanti derivante dalla crisi ucraina. Tale trend è proseguito fino al minimo di fine giugno (36,1%), per poi però tornare a risalire fino al 39% a fine settembre ed in modo anche più deciso nella parte finale dell'anno, arrivando al 50%.

Nel confronto internazionale, la tassazione nel nostro Paese nella II parte del 2022 è risultata mediamente in linea con quella media UE, in decisa riduzione quindi rispetto al divario che esisteva ad inizio anno, quando era superiore di circa 6 punti percentuali (+7% nel 2021).

Figura 5-8 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

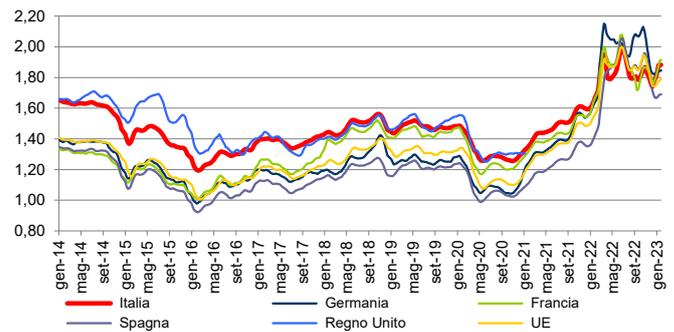


Figura 5-9 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

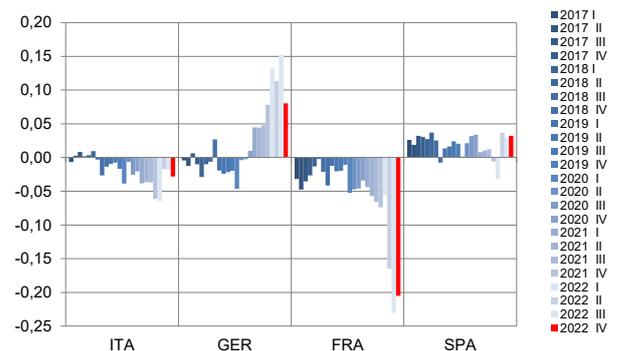
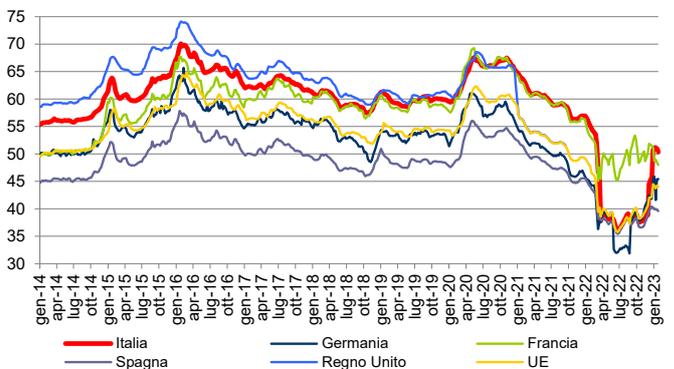


Figura 5-10 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3. Prezzi del gas naturale

Il 2022 segna un forte aumento del prezzo del gas per le utenze non domestiche. Rispetto all'anno precedente l'aumento viene stimato al 156%.

Il 2022 si caratterizza come l'anno nel quale il prezzo del gas per le utenze non domestiche ha raggiunto livelli mai visti in precedenza. Il termine "record" veniva usato già a proposito del 2021, anno nel quale veniva a manifestarsi un chiaro trend alla risalita del prezzo. Il 2022 rispetto al già anomalo 2021 segna un prezzo stimato nell'ordine di più di due volte e mezza (+156%, Figura 5-11). La frenata evidenziata nel periodo tra aprile e giugno dell'anno si è rivelata solo momentanea e probabilmente legata ad effetti stagionali. Si arriva così ad una stima relativa al quarto trimestre pari a circa 34 c€/KWh, che indica un raddoppio in soli dodici mesi. Va ricordato come dal mese di ottobre sia cambiato il sistema di adeguamento alle quotazioni del gas da parte dell'Autorità nella determinazione delle tabelle tariffarie, basato da questo momento in poi sulla media dei prezzi effettivi del mercato all'ingrosso PSV italiano – anziché sulle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso – con una frequenza di aggiornamento mensile, non più trimestrale, per catturare più prontamente auspicati effetti delle politiche di contenimento al livello europeo. Al netto delle asincronie tra la stima di cui alla figura 1, che si appoggia sulle determinazioni ARERA ancora in gran parte ex ante, 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 5-12). Di conseguenza, la componente Cmem registra una ascesa (figura 5.3) che ricalca fedelmente la curva dei prezzi (Figura 5-11). In termini di struttura dei costi, la composizione delle voci per l'anno 2022 indica una preponderanza della componente dei servizi di vendita (con una oscillazione tra l'82% e l'88%). Gli oneri di sistema sono quasi completamente azzerati (meno dell'1%, Figura 5-14), in particolare per la riduzione della componente UG2 per la compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, mentre il restante 20% circa è coperto dalla componente "trasporto, distribuzione e misura". Nell'anno in questione l'intervento governativo finalizzato alla mitigazione degli effetti del rialzo del costo del gas non si è concentrato solo sulla riduzione degli oneri di sistema, ma anche sul mantenimento stabile dell'aliquota IVA e su un sistema di crediti d'imposta in ulteriore accrescimento. Il pacchetto di bonus in fatto di gas naturale attualmente previsto in favore delle imprese prevede crediti d'imposta in relazione alla spesa sostenuta per la componente energetica, tanto per le imprese gasivore quanto per quelle non gasivore.

Il 2023 si apre con una sensibile diminuzione dei prezzi del gas.

A febbraio 2023 il prezzo della materia prima gas (CMEMm), per i clienti con contratti in condizioni di tutela diminuisce del 38% rispetto a dicembre 2022. Ancora una volta, e anzi con maggior sincronia, si può notare la corrispondenza con la curva relativa al TTF e ai prezzi dei contratti a termine (Figura 5-12), i quali ultimi sembrano prefigurare una diminuzione nel breve periodo. Il cambiamento dei meccanismi di calcolo sembrerebbe quindi aver contribuito alla riduzione dei prezzi beneficiando delle riduzioni sul mercato internazionale.

Figura 5-11 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)

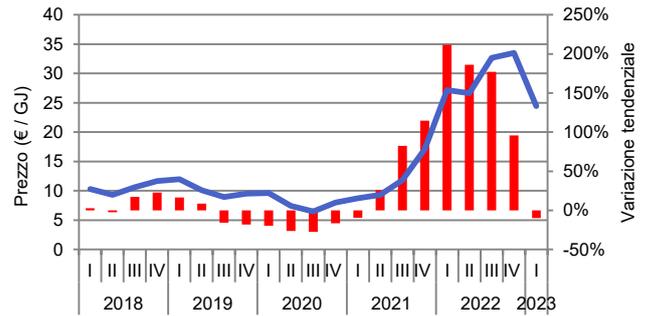


Figura 5-12 - Indice TTF e quotazioni forward del gas presso il TTF (€/Smc).

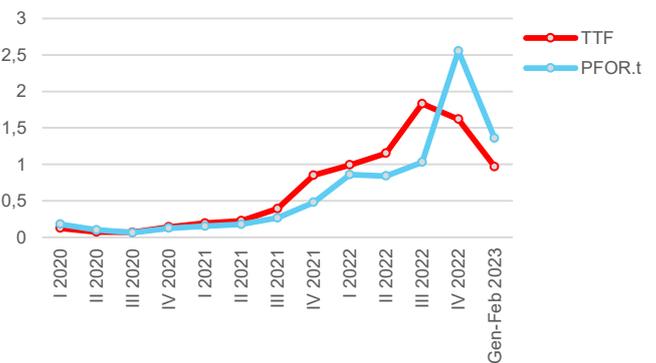


Figura 5-13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx).

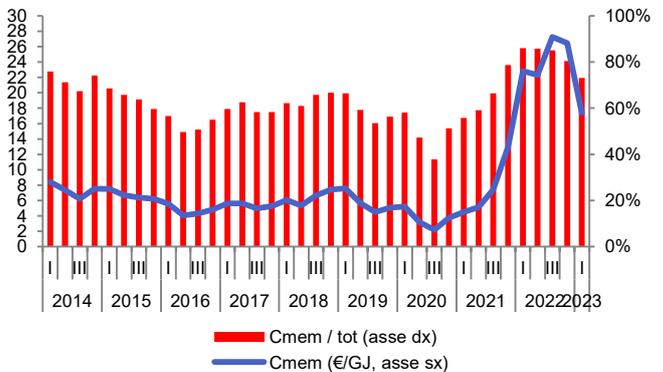
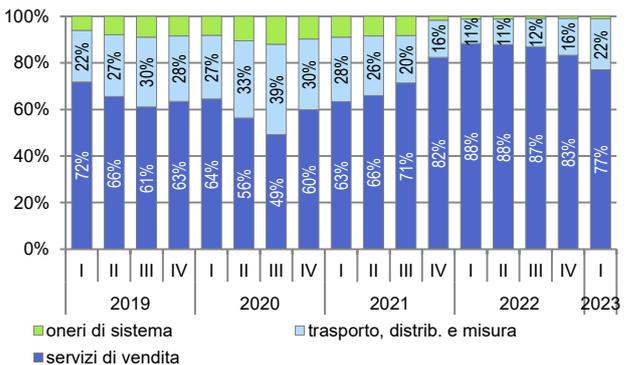


Figura 5-14 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a.



Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nel primo semestre 2022 l'Italia si posiziona dietro i paesi della zona più occidentale.

Sul piano internazionale, il dato Eurostat relativo alle utenze non domestiche che si collocano nella fascia di consumo tra 1.000 e 10.000 GJ per anno, per il primo semestre 2022 colloca l'Italia in una posizione di non eccezionale competitività di costo. Il valore riportato in figura 5.6, pari a 25 € per GJ, espresso in termini di parità di potere d'acquisto, posiziona il paese in una ipotetica fascia medio-alta. Se invece si guarda alla zona euro e al gruppo dei paesi "storici" all'interno dell'Unione Europea, si può notare come il posizionamento sia diverso. Il prezzo medio pagato per le utenze di questa fascia in Italia è più basso solo di quello dei paesi della zona orientale e scandinava. Austria, Germania, Paesi Bassi, Belgio e Irlanda, a cui si può aggiungere la Spagna, indicano che le imprese italiane di questa classe possono subire uno svantaggio di costo non indifferente.

Il confronto internazionale per le utenze domestiche. Nell'anno dei record dei rincari internazionali, le famiglie italiane pagano le bollette tra le più care della zona euro (dati Eurostat). A Roma nel 2022 bollette più care che a Parigi, Londra, Madrid e Berlino (dati HEPI).

La Figura 5-15 indica in estrema sintesi qual è la portata dei rincari energetici degli ultimi dodici mesi sulla bolletta delle famiglie italiane. Tra il 2015 e il mese di febbraio 2022 - quanto a dire un periodo per la maggior parte del quale una delle preoccupazioni che provenivano dalle autorità monetarie in diverse parti del mondo era quella di stimolare un giusto aumento dei prezzi - il Paese è sembrato muoversi in linea con il gruppo dei paesi della zona euro (Euro 19). L'inflazione è stata addirittura più bassa (1,5% annuo, contro 1,9%), mentre il rincaro dei prodotti energetici, sicuramente maggiore rispetto all'indice generale dei prezzi, è sembrato comunque in linea con quello del gruppo di confronto (6,2%, contro 6,3%). L'ultimo anno, che è quello che comprende l'inizio del conflitto, segna l'esplosione di questi indicatori, tanto per l'Italia, quanto per la zona euro. L'inflazione in Italia è stata ancora più alta che nella zona euro (9,9% contro 8,4%), mentre il tasso di aumento degli energetici è risultato più che doppio rispetto al gruppo di confronto (28,1%, contro 13,7%). In altre parole, la crisi energetica colpisce molto più duramente l'Italia, e a sua volta il rincaro degli energetici sembra trascinare in alto il livello generale dei prezzi al consumo.

L'indagine campionaria HEPI, condotta sul prezzo medio pagato dalle famiglie nelle capitali europee, indica che in nessuna delle capitali dei principali paesi si è verificato un aumento come quello di Roma (Figura 5-17). Se prima del 2022 il livello dei prezzi mostrava un divario piuttosto costante e contenuto, nella fase attuale si può vedere come nella capitale si paghi quasi il doppio che a Parigi, Londra e Madrid. Si evidenzia tuttavia la riduzione di prezzo per la prima parte dell'anno della quale si è parlato in precedenza. Da un livello di 26 c€ per kWh nel quarto trimestre 2022 si passa ad uno di 23-24 circa per il periodo di gennaio e febbraio 2023..

Figura 5-15 - Prezzi del gas al netto delle imposte trasferibili per utenti non domestici nel I semestre 2022, banda I2 (1.000-10.000 GJ/a). Valori in €/GJ in parità di potere d'acquisto

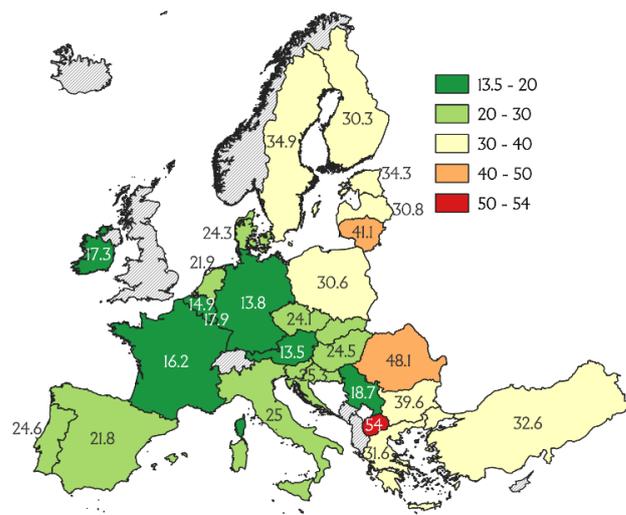


Figura 5-16 - Inflazione e tasso di crescita dei prezzi al consumo per i prodotti energetici (HICP, Eurostat) per l'Italia e per la media della Zona Euro in due distinti periodi.

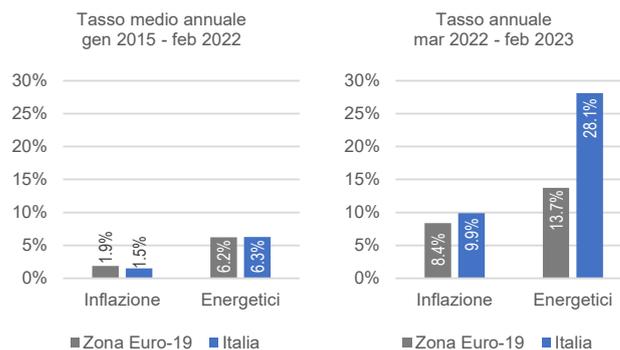
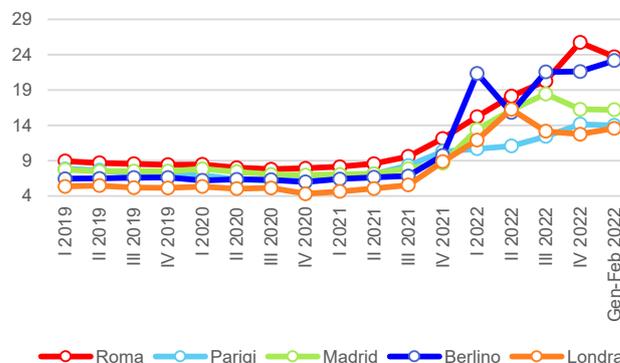


Figura 5-17 Indagine HEPI. Prezzi medi trimestrali (escluso il mese di settembre 2022) del gas naturale per i consumatori domestici nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



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

Il deficit commerciale nel comparto low-carbon nel 2022 aumenta del 14%, sfiorando il valore di 3 miliardi e 700 milioni. A pesare maggiormente le importazioni di accumulatori agli ioni di litio, pannelli fotovoltaici e veicoli ibridi plug-in.

Nel 2022, al netto del dato relativo al mese di dicembre, non ancora disponibile al momento della redazione del presente testo, il passivo commerciale relativo ai prodotti del comparto low-carbon registra l'ennesimo record. Viene toccato un valore di 3 miliardi e 670 milioni di euro, per un peggioramento rispetto all'anno precedente pari al 14%. In particolare, il valore delle importazioni raggiunge ormai 6 miliardi e 176 milioni di euro, e "costa" lo 0,32% del PIL. Dal canto loro, le esportazioni, pur mostrando una tendenza positiva dal 2019, crescono ad un tasso lineare, non sufficiente a compensare le prime (Figura 5-18). La Figura 5-19 descrive l'andamento nelle diverse tecnologie relativo al 2022. Da questa si ricava che il 56% del disavanzo nell'intero comparto low-carbon è imputabile al fabbisogno di accumulatori agli ioni di litio. In effetti, nel 2022, in soli undici mesi, il valore delle importazioni di questi ultimi cresce dell'86%, arrivando a superare 2 miliardi e 220 milioni di euro. Ancora, dalla Figura 5-19 si scorge la consistenza della quota di importazioni di prodotti del fotovoltaico. Più in dettaglio, la revisione della classificazione della Nomenclatura Combinata a otto cifre a partire dal 2022 consente di distinguere tra "celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli" e "pannelli fotovoltaici". Si denota allora per l'Italia una chiara preferenza ad importare prodotti finiti afferenti a questa specifica tecnologia: il 32% del deficit dell'intero comparto low-carbon è ascrivibile a celle assemblate, mentre le celle non assemblate coprono una quota del 4%. Infine, altra voce di rilievo è quella che si riferisce alle importazioni di veicoli ibridi (PHEV), responsabili di circa il 18% del disavanzo (Figura 5-19). Decisamente basso è il saldo normalizzato per le altre voci che compongono il comparto degli accumulatori (come quelli a tecnologia nickel-metal idrato, piombo acido e la componentistica), anche se con valori monetari decisamente inferiori a quelli degli accumulatori agli ioni di litio.

I dati positivi: veicoli elettrici e generatori eolici.

Le novità positive provengono da veicoli elettrici e generatori eolici. Nel primo caso si tratta di una tendenza che sembrava affiorare già un anno fa, nel 2021, quando le esportazioni erano salite da 270 milioni di euro a circa 780 milioni di euro, per di più con un tasso di crescita mensile in progressione, permettendo di conseguire un saldo normalizzato di poco negativo (in soli due anni da -0,88 a -0,15). Nel 2022, invece, viene raggiunto il traguardo di un saldo attivo per i BEV (0,13 il saldo normalizzato, Figura 5-19). A spiegare il dato è tanto l'aumento delle esportazioni (+58% rispetto al 2021), quanto la diminuzione delle importazioni (-32%, dato quest'ultimo peraltro coerente con la diminuzione delle immatricolazioni in Italia nel 2022, pari a 0,9%). Dietro l'impennata delle esportazioni si pone la buona performance del modello della 500 elettrica. Guardando alle aree geografiche di destinazione, nel complesso, i veicoli elettrici nel 2022 sono stati esportati per l'86% circa nella zona euro, con una forte concentrazione in Germania e in Francia (rispettivamente il 48% e il 25% circa dell'intero valore delle esportazioni BEV). Il citato aumento delle importazioni di batterie al litio registrato tra il 2021 e il 2022 (+86%) si può spiegare con un maggior fabbisogno delle linee di produzione BEV sul territorio italiano, ed è chiaramente in sintonia con questi numeri. L'altro dato positivo è legato ai generatori eolici, e più in generale all'intero settore eolico, se si comprende anche un gruppo di prodotti non core come i sistemi a torre. Per i generatori si può parlare di un vero balzo delle esportazioni, che insieme ad una diminuzione delle

importazioni, porta per la prima volta il saldo commerciale al pareggio, dopo una stagione di pesanti disavanzi.

Figura 5-18 - Andamento commerciale per i prodotti low-carbon nel periodo gennaio 2017- novembre 2022 (valori in €).

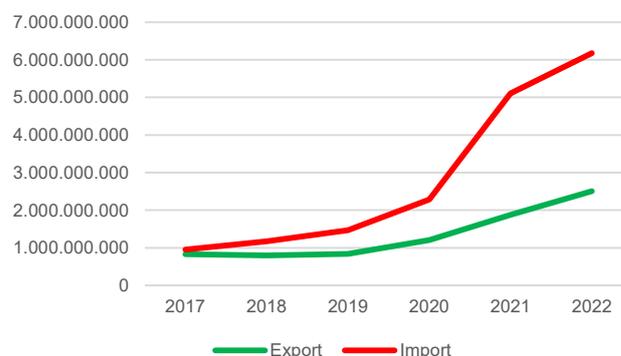
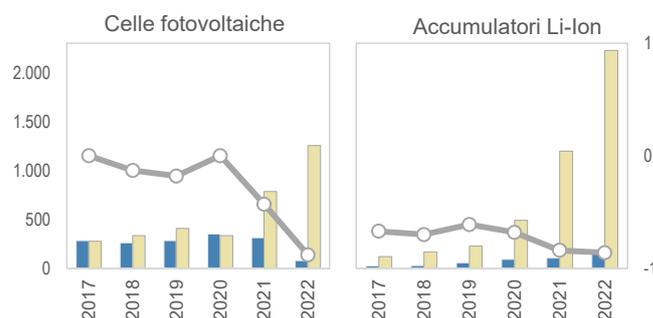


Figura 5-19 - Andamento commerciale per i prodotti low-carbon nel periodo gennaio-novembre 2022 (valori in €).

Prodotto	Saldo	Saldo normalizzato
Celle fotovoltaiche, non assemblate in pannelli	- 11,402,579	-0.58
Pannelli fotovoltaici	-1,164,754,456	-0.89
Generatori eolici	763,107	0.00
Sistemi a torre	54,248,712	0.44
Solare termico	73,908,554	0.28
Accumulatori Li-Ion	-2,066,038,090	-0.86
Accumulatori NiMH	- 11,491,492	-0.63
Accumulatori Pb	- 154,804,910	-0.19
Altri accumulatori e componentistica	- 43,164,255	-0.15
PHEV	- 654,422,370	-0.74
BEV	304,651,574	0.13
Totale	-3,672,506,205	-0.42

Figura 5-20 - Valore dell'export e dell'import (mln. €, asse sx) e saldi normalizzati (asse dx) per i principali prodotti low-carbon.



FOCUS - I brevetti nelle tecnologie energetiche low-carbon: nuovi fronti della dinamica innovativa europea e posizione dell'Italia

Crisi europea e ruolo dell'innovazione nella transizione energetica

Daniela Palma

L'irrompere del conflitto russo-ucraino ha esercitato un impatto assai profondo sull'assetto del sistema energetico a livello mondiale, mettendo in luce una specifica criticità della dipendenza dell'Europa dalle fonti fossili. Il terzo rapporto annuale della Commissione Europea al Parlamento e al Consiglio dell'UE sulla competitività delle tecnologie per la produzione di energia pulita (European Commission, 2022) richiama in apertura come il contesto bellico abbia portato all'attenzione il sovradimensionamento delle forniture di gas e petrolio provenienti dalla Russia, e mostrato "la necessità di rafforzare la resilienza del sistema energetico dell'UE, già messo a dura prova dalla crisi del COVID-19" sottolineando che "Il perdurare degli alti prezzi dell'energia e il rischio di incorrere in carenze dell'offerta energetica in tutta l'area hanno reso ancora più urgente accelerare la doppia transizione ecologica e digitale nel quadro del Green Deal Europeo e di garantire un sistema energetico più sicuro, accessibile, resiliente ed indipendente." Ma il Rapporto sottolinea anche che se metà delle riduzioni delle emissioni di gas serra attese entro il 2050 richiedono tecnologie non ancora presenti sul mercato, autonomia e competitività dell'Europa in campo energetico dovranno essere sempre più perseguite attraverso un crescente sostegno ai processi di innovazione tecnologica orientati alla decarbonizzazione.

Nell'ambito delle precedenti analisi condotte in questa sede sulla base dei dati di brevetto, depositati presso lo European Patent Office⁶ e relativi alle maggiori tecnologie low-carbon che trovano riscontro anche nel commercio internazionale (COP21 Ripples, 2018), è stato illustrato come l'avanzamento tecnologico dell'Europa non sia ancora sufficientemente consolidato e risulti talora squilibrato rispetto al potenziale di innovazione che caratterizza le maggiori economie asiatiche (Analisi trimestrale 2/2021, Analisi trimestrale 4/2021). Sulla scorta del crescente interesse che si è manifestato intorno ai processi di sviluppo tecnologico che sostengono la transizione energetica, in questa sezione l'obiettivo è quello di fornire un esame più circostanziato della posizione europea nel processo di trasformazione strutturale del sistema energetico e di valutare in questa prospettiva anche la posizione dell'Italia. A questo fine l'orizzonte di osservazione e di analisi dei comparti tecnologici low-carbon è stato esteso all'area delle tecnologie "abilitanti" su cui si fondano le prospettive di sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, e di quelle che risultano cruciali per il progresso della mobilità elettrica, quale importante chiave di volta nell'abbattimento delle emissioni inquinanti. A partire dalla sezione Y02 della classificazione tecnologica internazionale CPC dedicata alle tecnologie ambientali e dall'edizione 2020 delle "Patent search strategies for the identification of selected environment-related technologies (ENV-TECH, OECD Environment Directorate) è stato pertanto ampliato il comparto dello *storage* energetico includendo le diverse tipologie di accumulatori elettrici (tecnologie per l'accumulo elettrico); sono state selezionate le tecnologie che fanno capo all'idrogeno come vettore energetico (tecnologie a idrogeno e celle a combustibile) e all'utilizzo di fonti non fossili per ciò che ne concerne la produzione; mentre per quanto riguarda la mobilità elettrica l'analisi è stata estesa ai dispositivi e ai sistemi per la ricarica dei veicoli elettrici, oltre a contemplare le applicazioni delle tecnologie a idrogeno alla mobilità⁷.

La dinamica innovativa nelle tecnologie low-carbon e il crescente ruolo delle tecnologie abilitanti

A partire dal decollo nel 2005 dell'attività innovativa nel settore ambientale, i brevetti nelle tecnologie low-carbon hanno registrato una crescita consistente, che ha acquistato un nuovo e più forte slancio dopo il 2015 (Figura 1). La quota di tali brevetti sul totale delle tecnologie ambientali è aumentata durante il corso del periodo di quasi 15 punti percentuali, stabilizzandosi intorno al 45% nel quadriennio 2017-2020. A livello settoriale si denota una significativa differenziazione tra la tendenziale contrazione della quota dei brevetti relativi al fotovoltaico (che dal picco di oltre l'11% raggiunto dopo il 2010 arriva quasi a dimezzarsi), al solare termico (che si riduce a poco più dell'1%) e in misura minore all'auto elettrica (che passa dal 4 al 3%), e l'incremento sostenuto della quota dei brevetti relativi all'eolico (che raggiunge il 6% avvicinandosi a quella del fotovoltaico), alle tecnologie per l'accumulo elettrico (che finisce con il rappresentare più di un quarto delle tecnologie ambientali) e ai sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, che nel corso di tutto il periodo quintuplica la sua consistenza, raggiungendo quasi il 5% (Figura 2).

L'evidente e accelerata espansione dell'attività innovativa nella maggior parte delle tecnologie abilitanti è inoltre rinforzata più di recente dall'incremento dei brevetti relativi alle tecnologie a idrogeno, che corre parallelo a una sostanziale battuta d'arresto e successivamente contrazione dei brevetti relativi alle celle a combustibile. È importante inoltre rilevare come nella crescente innovazione che sta investendo le tecnologie a idrogeno la componente relativa alla produzione di idrogeno da fonti non fossili rivesta un ruolo centrale, con una quota di brevetti che dopo il 2017 arriva a superare la metà di tutti quelli afferenti all'insieme delle tecnologie a idrogeno orientate alla decarbonizzazione (Figura 3)⁸.

⁶ Le domande di brevetto sono riferite ai diversi paesi sulla base della residenza degli inventori, seguendo quello che è un approccio ormai consolidato nell'analisi comparativa dell'attività brevettuale a livello internazionale, e analizzati rispetto alla data di priorità, relativa al deposito della prima domanda, in quanto più vicina al momento dell'invenzione. Considerato che dalla data di priorità vige un periodo di segretezza di 18 mesi prima che il brevetto sia reso pubblico, la disponibilità di dati a fini statistici presenta un ritardo pari ad almeno l'estensione di tale periodo. (OECD, 2009), motivo per il quale l'analisi presentata in questa sede arriva fino al 2020.

⁷ Nell'operazione di ampliamento dell'aggregato delle tecnologie low-carbon si è fatto riferimento ai seguenti gruppi di codici tecnologici: Tecnologie a idrogeno (Y02E60/30-36); Celle a combustibile (Y02E60/50); Sistemi di ricarica per veicoli elettrici (Y02T90/10-167); Applicazioni delle tecnologie a idrogeno ai trasporti (Y02T90/40). Alle batterie sono stati infine aggiunti i seguenti dispositivi di stoccaggio ricadenti nelle classi tecnologiche Y02E60/13-Y02E60/16.

⁸ Sulla recente accelerazione delle tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili si rimanda allo studio di EPO-IRENA (2022) nell'ambito del quale si fa riferimento al 2017 come anno del "sorpasso" sulle tecnologie a idrogeno basate sull'uso di idrocarburi.

Fig. 1 – Dinamica dell'attività innovativa nelle tecnologie low-carbon nel contesto delle tecnologie ambientali

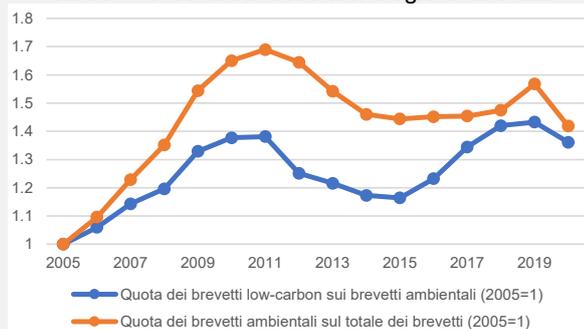
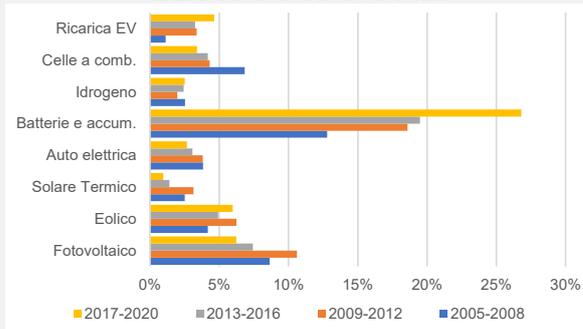


Fig. 2 – Quote dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale dei brevetti ambientali



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

Le grandi aree geoeconomiche e la dinamica della specializzazione nelle tecnologie low-carbon: l'ascesa dell'Asia nelle tecnologie abilitanti e il recupero dell'Europa nella mobilità elettrica

L'impulso che ha caratterizzato l'attività innovativa nelle tecnologie low-carbon e la forte spinta che in tale attività è derivata dai comparti delle tecnologie abilitanti si rispecchia a livello di paesi in un sempre maggiore protagonismo delle economie asiatiche, con un'importante avanzata della Cina⁹ particolarmente sensibile dopo il 2017 (Figura 4).

Fig. 3 – Quote dei brevetti nell'ambito delle tecnologie a idrogeno per la decarbonizzazione

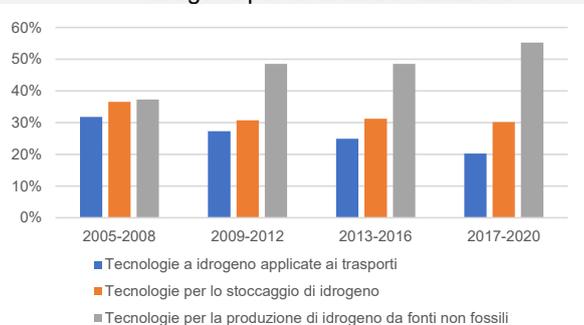
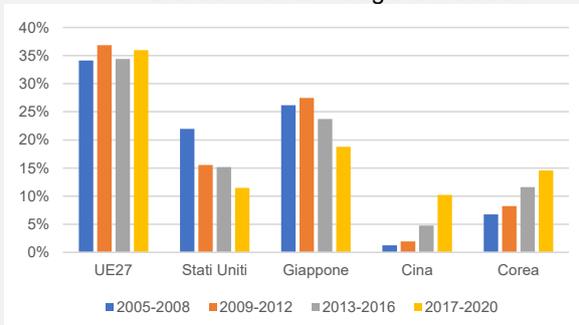


Fig. 4 – Quote dei maggiori paesi ed aree sul totale dei brevetti nelle tecnologie low-carbon



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

Nel periodo 2017-2020 la quota cinese sul totale dei brevetti relativi alle tecnologie low-carbon supera il 10%, pari a più che un raddoppio rispetto al precedente quadriennio. Nello stesso periodo la quota relativa al complesso dell'area asiatica (comprensiva di Giappone, Corea e Cina) registra un incremento di 4 punti percentuali, giungendo a sfiorare il 45%, nonostante la sensibile flessione del Giappone, che comunque continua a detenere quasi un quinto dei brevetti nel complesso delle tecnologie low-carbon. In tale contesto la posizione della Cina si distingue per l'acquisizione di una specializzazione tecnologica¹⁰ nelle tecnologie per l'accumulo elettrico nel loro insieme, in quelle applicate alla mobilità e nei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (con indici di specializzazione pari rispettivamente a 1,5 e 1 nei secondi due casi) - dove già era presente quella della Corea e del Giappone (quest'ultimo capofila nell'ambito di tutta la mobilità elettrica) - ma altrettanto significativo è l'ulteriore progresso compiuto nell'ambito del fotovoltaico, con un indice di specializzazione superiore a 1,5 (Tabella 1). Del tutto marginale è invece ancora la posizione cinese nell'ambito delle celle a combustibile e delle tecnologie a idrogeno, al contrario di Corea e Giappone, che mostrano una salda ed elevata specializzazione nelle prime (pari rispettivamente a 1,6 e a 2,5) e tendono a guadagnare terreno nelle seconde, con una significativa specializzazione nelle applicazioni relative alla mobilità (con valori dell'indice di specializzazione pari rispettivamente a 1,3 e a 2,3) e, limitatamente al Giappone, con il conseguimento di un vantaggio tecnologico sempre più diffuso all'interno del comparto idrogeno, come appare in tutta evidenza dalla crescente specializzazione nelle tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili a partire dal quadriennio 2013-2016 (con un indice di specializzazione che passa da 1,2 a 1,8) e ancor prima nelle tecnologie per lo stoccaggio (con un indice di specializzazione che passa da 1,1 a 1,9 tra il 2009-2012 e il 2017-2020).

⁹ Quanto alla Cina giova notare come il 14mo Piano Quinquennale (2021-2025) prefiguri non solo obiettivi di sviluppo che facciano leva su un'autonoma capacità di innovazione, riducendo la dipendenza dalle importazioni, ma anche come l'innovazione in campo energetico sia assunta come cardine dello sviluppo socio-economico del paese (IEA, 2020).

¹⁰ L'indice di specializzazione di un paese in una data classe tecnologica è dato dal rapporto tra la quota sui brevetti mondiali del paese in tale classe e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione. Un paese risulterà perciò specializzato in una data classe tecnologica per valori dell'indice superiori a uno.

Tabella 1 - Indice di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low-carbon, il quadro geoeconomico

	2005-2008	2009-2012	2013-2016	2017-2020	2005-2008	2009-2012	2013-2016	2017-2020
Fotovoltaico				Solare termico				
UE27	0,83	0,89	0,94	0,99	1,54	1,52	1,41	1,40
Cina	0,67	0,63	1,12	1,51	0,61	0,52	0,68	0,69
Giappone	1,32	1,41	1,16	0,89	0,24	0,42	0,50	0,25
Corea	1,62	2,32	2,96	2,72	0,19	0,36	0,31	0,24
Stati Uniti	1,08	0,84	0,64	0,60	0,73	0,61	0,59	0,71
Eolico				Auto elettrica (a,b)				
UE27	1,57	1,62	1,69	1,77	0,83	0,92	1,13	1,24
Cina	0,79	0,63	0,48	0,53	1,02	0,23	1,04	0,64
Giappone	0,36	0,54	0,68	0,21	2,68	3,04	2,41	2,29
Corea	0,19	0,24	0,30	0,04	0,14	0,29	0,60	0,70
Stati Uniti	0,62	0,53	0,50	0,66	0,68	0,35	0,39	0,39
Veicoli elettrici (a)				Veicoli ibridi (b)				
UE27	0,72	0,87	1,00	1,21	0,87	0,93	1,19	1,27
Cina	1,35	0,26	0,79	0,75	0,92	0,21	1,14	0,57
Giappone	2,97	3,23	2,65	2,01	2,66	3,13	2,48	2,61
Corea	0,20	0,42	0,68	0,90	0,04	0,17	0,53	0,49
Stati Uniti	0,65	0,34	0,53	0,47	0,68	0,34	0,32	0,35
Tecnologie per l'accumulo elettrico				Tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità				
UE27	0,62	0,76	0,74	0,71	0,65	0,80	0,88	1,09
Cina	1,26	0,64	0,96	1,48	0,81	0,44	0,80	1,09
Giappone	2,24	2,32	2,05	1,82	3,03	2,82	2,40	1,72
Corea	2,92	2,93	3,35	3,92	1,04	1,71	2,12	1,46
Stati Uniti	0,76	0,55	0,60	0,46	0,61	0,45	0,47	0,49
Tecnologie a idrogeno per la decarbonizzazione (a,b,c)				Tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità (a)				
UE27	0,91	0,94	1,07	1,22	0,95	0,94	0,98	1,06
Cina	0,14	0,16	0,46	0,25	0,00	0,15	0,51	0,32
Giappone	1,38	1,46	1,63	1,92	2,59	2,60	2,37	2,33
Corea	0,76	0,62	0,70	0,76	0,22	0,94	1,30	1,34
Stati Uniti	1,03	0,90	0,68	0,53	0,57	0,54	0,48	0,55
Tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili (b)				Tecnologie per lo stoccaggio di idrogeno (c)				
UE27	0,73	0,91	1,06	1,18	1,04	1,03	1,17	1,35
Cina	0,38	0,10	0,67	0,32	0,16	0,23	0,34	0,12
Giappone	0,78	0,96	1,20	1,80	0,82	1,14	1,61	1,85
Corea	1,22	0,53	0,49	0,59	0,77	0,48	0,52	0,60
Stati Uniti	1,32	1,10	0,71	0,56	1,18	0,93	0,80	0,48
Celle a combustibile				Sistemi di ricarica dei veicoli elettrici				
UE27	0,67	0,72	0,69	0,85	0,57	0,85	1,03	1,19
Cina	0,36	0,28	0,25	0,24	0,63	0,46	0,84	1,02
Giappone	2,18	2,41	2,65	2,52	2,60	2,73	2,01	1,39
Corea	1,93	1,18	1,69	1,62	0,16	0,78	1,35	1,06
Stati Uniti	0,83	0,70	0,68	0,66	1,08	0,57	0,53	0,54

Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

In continua retrocessione appare invece la posizione degli Stati Uniti¹¹, che nel periodo 2017-2020 presentano una quota di brevetti sulle tecnologie low-carbon solo di poco superiore a quella della Cina e che perdono a partire dal 2013-2016 anche la specializzazione detenuta nelle tecnologie a idrogeno¹², mentre l'UE27, mostra nel suo complesso qualche segno di recupero nell'ultimo quadriennio, approfondendo la specializzazione nell'eolico (che distacca progressivamente quella presente nel solare termico, con un indice di specializzazione che arriva ad assumere un valore pari a 1,8) e rafforzando quella più di recente acquisita nell'ambito della mobilità elettrica (cfr Analisi Trimestrale 4/2021). In quest'ultimo caso l'emergere di un vantaggio tecnologico nell'auto elettrica a partire dal periodo 2013-2016 (con un indice di specializzazione pari a 1,2 nel 2017-2020), si affianca a quello relativo ai sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (con un indice di specializzazione di 1,2 nel 2017-2020), mentre nel periodo 2017-2020 inizia a delinearsi una sia pur lieve specializzazione nelle tecnologie abilitanti orientate alla mobilità (accumulo elettrico e idrogeno, con un indice di specializzazione pari a 1,1 in ambedue i casi). Il dato relativo alle tecnologie a idrogeno si coniuga peraltro con una specializzazione a livello di comparto, apprezzabile fin dal 2013-2016, e significativa anche per quanto riguarda la produzione di idrogeno da fonti non fossili (con un indice di specializzazione pari a 1,2) e le tecnologie per lo stoccaggio (con un indice di specializzazione pari a 1,4) (Tabella 1).

¹¹ Così come estesamente documentato anche nel Rapporto dell'Aprile 2021 realizzato da IEA ed EPO sui trend tecnologici globali nella transizione energetica (EPO-IEA, 2021), gli Stati Uniti si distinguono infatti nell'ambito di tecnologie relative all'utilizzo di combustibili fossili, e nei processi di combustione a basse emissioni.

¹² Tale tendenza appare in linea peraltro con quella più generale relativa alla contrazione dell'attività innovativa in tutte le tecnologie ambientali con quote sul totale mondiale che, proprio a partire dal 2013, si collocano sempre più al di sotto di quelle registrate per la brevettazione in tutti i settori tecnologici, dando luogo a un indice di specializzazione pari a 0,92 nel periodo 2013-2020.

Tabella 2 - Indice di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low-carbon, principali paesi europei

	2005 2008	2009 2012	2013 2016	2017 2020	2005 2008	2009 2012	2013 2016	2017 2020	2005 2008	2009 2012	2013 2016	2017 2020	2005 2008	2009 2012	2013 2016	2017 2020	
	Fotovoltaico				Solare Termico				Eolico				Auto elettrica (a,b)				
AT	0,81	0,64	0,82	0,89	2,26	2,60	2,75	1,34	0,67	0,71	0,52	0,64	0,70	1,03	1,08	1,08	1,23
BE	0,85	0,99	1,36	1,05	1,00	0,83	1,01	1,55	0,67	0,86	0,58	1,09	0,00	0,28	0,20	0,34	0,34
DE	1,07	1,06	0,97	0,90	1,53	1,59	1,17	0,79	1,34	1,37	1,45	1,63	1,07	1,14	1,23	1,65	1,65
DK	0,36	0,21	0,40	0,54	1,42	0,58	2,12	1,18	18,82	20,28	22,05	27,01	0,13	0,00	0,03	0,00	0,00
ES	1,48	1,00	0,99	1,99	6,91	5,75	3,22	7,60	5,69	5,17	6,04	3,84	0,05	0,09	0,26	0,49	0,49
FI	0,19	0,54	0,68	0,91	0,39	0,28	0,77	2,19	0,59	0,70	0,63	0,29	0,20	0,59	0,75	0,17	0,17
FR	0,56	0,88	1,22	1,26	0,96	1,25	1,60	1,61	0,39	0,42	0,44	0,34	1,00	1,00	1,48	1,46	1,46
IT	0,69	0,89	0,83	0,69	2,03	2,16	1,17	1,65	0,70	0,73	0,59	0,26	0,57	0,76	1,04	1,13	1,13
NL	0,83	0,89	0,86	1,39	0,79	0,62	1,29	1,18	1,19	1,07	0,92	0,74	0,38	0,30	0,11	0,35	0,35
SE	0,21	0,20	0,40	0,62	0,87	0,57	1,12	2,07	0,90	0,45	0,34	0,24	1,08	1,59	2,72	1,44	1,44
	Veicoli elettrici (a)				Veicoli ibridi (b)				Tecnologie per l'accumulo elettrico				Tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità				
AT	0,68	0,87	1,03	1,82	0,71	1,25	0,97	0,63	0,63	0,80	0,90	1,03	0,79	0,80	0,97	1,59	1,59
BE	0,00	0,12	0,08	0,40	0,00	0,34	0,25	0,26	0,30	0,32	0,50	0,43	0,17	0,19	0,31	0,18	0,18
DE	0,87	1,01	1,10	1,53	1,14	1,11	1,22	1,69	0,71	1,01	0,88	0,89	0,73	1,02	1,06	1,40	1,40
DK	0,16	0,00	0,07	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,22	0,32	0,21	0,21	0,08	0,15	0,09	0,01	0,01
ES	0,00	0,10	0,36	0,89	0,07	0,06	0,14	0,12	0,25	0,39	0,51	0,44	0,25	0,34	0,61	0,49	0,49
FI	0,09	0,73	1,05	0,18	0,25	0,66	0,56	0,15	0,30	0,37	0,55	0,43	0,34	0,43	0,88	0,62	0,62
FR	0,96	0,91	1,07	0,86	1,00	0,94	1,69	1,89	0,87	0,92	1,03	0,80	1,03	1,10	1,06	1,03	1,03
IT	0,52	0,57	0,81	1,10	0,57	0,94	1,14	1,27	0,38	0,35	0,39	0,44	0,40	0,37	0,52	0,79	0,79
NL	0,55	0,20	0,14	0,44	0,38	0,35	0,06	0,26	0,39	0,18	0,30	0,35	0,26	0,22	0,26	0,60	0,60
SE	0,60	1,55	1,68	1,48	1,17	1,65	3,36	1,33	0,54	0,54	0,60	0,72	0,72	0,84	1,28	1,55	1,55
	Tecnologie a idrogeno per la decarbonizzazione(a, b, c)				Tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità (a)				Tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili (b)				Tecnologie per lo stoccaggio di idrogeno (c)				
AT	0,95	1,32	1,50	0,99	0,32	0,42	1,48	0,60	0,67	1,00	0,57	0,30	1,81	2,81	2,87	2,42	2,42
BE	0,02	1,30	1,54	0,87	0,00	0,86	0,90	0,33	0,00	1,39	1,63	0,73	0,07	1,27	2,39	1,34	1,34
DE	1,00	0,92	1,15	1,36	1,55	1,31	1,37	1,68	0,55	0,69	1,07	1,23	0,93	0,92	1,09	1,35	1,35
DK	0,93	0,76	1,32	3,50	0,72	0,00	0,26	0,22	1,40	1,40	2,02	5,32	0,50	0,74	0,89	1,86	1,86
ES	0,77	0,59	0,84	0,62	0,26	0,25	1,14	0,13	1,71	0,94	1,15	1,06	0,14	0,44	0,37	0,04	0,04
FI	0,28	0,38	0,63	0,46	0,54	0,44	1,02	0,91	0,29	0,38	0,78	0,34	0,00	0,23	0,20	0,31	0,31
FR	1,51	1,47	1,51	1,96	0,67	1,47	1,13	1,17	1,42	1,38	1,48	1,66	2,35	1,76	1,81	2,98	2,98
IT	0,77	0,76	0,72	0,30	0,37	0,20	0,24	0,11	1,04	1,00	0,70	0,40	0,85	0,72	1,09	0,26	0,26
NL	0,21	0,65	0,49	0,81	0,00	0,18	0,04	0,25	0,11	1,12	0,61	1,27	0,57	0,25	0,58	0,31	0,31
SE	0,42	0,10	0,30	0,31	0,59	0,00	0,24	0,65	0,22	0,06	0,37	0,24	0,40	0,23	0,19	0,15	0,15
	Celle a combustibile				Sistemi di ricarica dei veicoli elettrici												
AT	0,27	0,54	0,63	0,69	0,77	0,83	0,90	1,45									
BE	0,18	0,50	0,77	0,94	0,23	0,29	0,40	0,11									
DE	0,82	0,72	0,73	1,05	0,64	1,08	1,27	1,63									
DK	2,28	1,58	1,36	1,13	0,34	0,22	0,10	0,02									
ES	0,38	0,47	0,52	0,22	0,37	0,52	0,73	0,58									
FI	0,52	0,92	0,78	0,43	0,19	0,25	1,27	0,90									
FR	0,67	1,10	1,10	1,22	0,89	1,19	1,08	0,86									
IT	0,52	0,42	0,25	0,34	0,34	0,32	0,55	0,80									
NL	0,35	0,48	0,22	0,45	0,21	0,34	0,34	0,95									
SE	0,30	0,29	0,23	0,38	0,59	0,73	1,74	1,52									

Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

La specializzazione tecnologica nei paesi europei e l'avanzata di Germania e Francia

Ma il progresso europeo nelle tecnologie low-carbon è anche l'esito di dinamiche innovative in cui tende ad accentuarsi la polarizzazione intorno a un piccolo numero di paesi. Nel caso dell'eolico, si approfondisce la specializzazione tecnologica che caratterizza il profilo di Germania e Danimarca (con un indice di specializzazione nel 2017-2020 pari rispettivamente a 1,6 e 27), inizia a segnalarsi il Belgio (con un indice di specializzazione pari a 1,1 nel periodo 2017-2020), mentre flette in misura consistente, pur rimanendo su livelli elevati, la specializzazione della Spagna (con un indice di specializzazione che tra il 2013-2016 e il 2017-2020 passa da 6 a 3,8)¹³. Nell'ambito della mobilità elettrica, tra i maggiori paesi, si evidenzia un netto consolidamento della specializzazione della Germania nell'intero comparto dell'auto elettrica (con un indice di specializzazione nel 2017-2020 pari a 1,7), che investe in misura significativa tanto i veicoli elettrici quanto quelli ibridi, a differenza della Francia, dove il salto della

¹³ Tra i maggiori innovatori europei nell'eolico si segnala inoltre al di fuori dell'UE27 la posizione di lieve retrocessione del Regno Unito, con un indice di specializzazione che passa da 1,5 nel 2013-2016 a 1,3 nel 2017-2020.

specializzazione nel settore (nel periodo 2013-2016 più elevata che in Germania), è sostenuto dai veicoli ibridi (che passano da un indice di specializzazione di 1,7 nel 2013-2016 a 1,9 nel 2017-2020), e in misura diversa anche dall'Italia (con un indice di specializzazione appena superiore all'unità per i veicoli elettrici nel 2017-2020 contro un indice di 1,3 nei veicoli ibridi), dove l'emergere di un vantaggio tecnologico è più tardivo e la specializzazione nell'auto elettrica ancora al suo nascere (con un indice di specializzazione che passa complessivamente da 1 a 1,1 tra il 2013-2016 e 2017-2020). Oltre alla Germania, posizioni di marcata specializzazione nei veicoli elettrici sono conseguite dall'Austria (con un indice superiore a quello tedesco nel 2017-2020) e dalla Svezia, che pur a fronte di una significativa flessione dell'indice di specializzazione nell'ultimo periodo, presenta in questo segmento ancora un significativo vantaggio tecnologico (con un indice di specializzazione pari a 1,5 nel 2017-2020), mantenendo una specializzazione quasi di stessa entità anche nei veicoli ibridi (1,3). La demarcazione tra paesi europei nel contesto della mobilità elettrica risulta poi ulteriormente delimitata in relazione al diverso avanzamento della specializzazione nell'ambito delle tecnologie abilitanti (tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità, sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità). Solo Germania e Francia risultano infatti coprire la specializzazione in quest'area in tutta la sua estensione, pur se con un vantaggio da parte tedesca. Al di fuori di questi due paesi, del tutto assente è la specializzazione nelle tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità, mentre un processo di specializzazione nelle tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità e nei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici è presente al momento solo in Svezia (con indici di specializzazione nel 2017-2020 pari rispettivamente a 1,6 e 1,5) e, più di recente, in Austria (con indici di specializzazione nel 2017-2020 pari rispettivamente a 1,6 e 1,5). Al netto della mobilità, le specializzazioni nelle tecnologie a idrogeno risultano tuttavia mediamente più diffuse, annoverando oltre a Germania e Francia (che si segnalano anche nell'ambito delle celle a combustibile sebbene con indici di specializzazione di poco superiori all'unità), anche l'Austria e la Danimarca nelle tecnologie per lo stoccaggio (con indici di specializzazione pari rispettivamente a 2,4 e a 1,9 nel 2017-2020) e, relativamente alle tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili, Danimarca (con indice di specializzazione nel 2017-2020 pari a 5,3), Paesi Bassi (con un indice di specializzazione pari a 1,3 nel 2017-2020) e Spagna (con indice di specializzazione nel 2017-2020 di poco superiore all'unità), in linea con l'orientamento di tali paesi ad innovare nell'ambito delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili. A quest'ultimo riguardo di particolare evidenza è inoltre la posizione della Danimarca, che mostra una specializzazione nelle celle a combustibile confrontabile con quella di Germania e Francia, pur se a valle di una progressiva riduzione del vantaggio tecnologico lungo tutto l'arco di tempo che intercorre tra il 2005 e il 2020. Accanto a questi nuclei di specializzazione tecnologica più articolati, permane d'altra parte tutto quel sistema di specializzazione diffusa che, all'infuori di una progressiva despecializzazione della Germania, caratterizza ancora il solare termico (comprendendo Austria, Belgio, Danimarca, Spagna, Finlandia, Francia, Italia, Paesi Bassi e Svezia), mentre risulta più diradata¹⁴ la specializzazione nel fotovoltaico, con la presenza di Francia e Spagna tra i maggiori paesi¹⁵ e di Belgio e Paesi Bassi tra le piccole economie del nord-Europa (Tabella 2).

La posizione dell'Italia: verso un superamento del ritardo tecnologico?

Nel quadro complessivo delle dinamiche che nell'ultimo decennio hanno interessato lo sviluppo delle tecnologie energetiche low-carbon in Europa e tenuto conto del significativo aumento della specializzazione riscontrato nell'ambito della mobilità elettrica, la posizione dell'Italia risulta relativamente più arretrata rispetto ai maggiori paesi, ma sembra anche prefigurare l'avvio di una nuova fase dell'attività innovativa, tesa a superare l'unico ancoraggio finora rappresentato dalla specializzazione nel solare termico (che nel 2017-2020 presenta un indice di specializzazione pari a 1,7). Con una nascente specializzazione nell'auto elettrica che mostra netti segni di miglioramento, sebbene attualmente più significativi nei veicoli ibridi, nel periodo più recente (2017-2020) si delinea infatti anche una sensibile riduzione della despecializzazione nelle tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità e nei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (con un indice di specializzazione che passa da 0,5 a 0,8 nel primo caso e da 0,6 a 0,8 nel secondo). Il dato appare peraltro coerente tanto con il positivo andamento dell'interscambio commerciale relativo ai veicoli elettrici nel periodo più recente quanto con l'ancora elevato peso che assumono batterie e accumulatori nelle importazioni. L'assenza di specializzazione nelle tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità, che rappresentano un asse significativo dello sviluppo tecnologico della mobilità elettrica in Germania e Francia, risulta infine in sintonia con una perdita di terreno nelle diverse tecnologie a idrogeno, nelle quali emerge una complessiva despecializzazione, con la sola eccezione delle tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili fino al 2012 e con un indice di specializzazione di poco superiore all'unità.

Riferimenti bibliografici

COP21 Ripples, Results and implications for pathways and policies for low emissions European societies, 2018.
EPO-IEA, Patents and the energy transition – Global trends in clean energy technology innovation, April 2021.
EPO and IRENA, Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production, March 2022
EPO and OECD/IEA, Hydrogen patents for a clean energy future. A global trend analysis of innovation along hydrogen value chains, January 2023.
EUROPEAN COMMISSION, Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Brussels, Progress on competitiveness of clean energy technologies, COM (2022) 643 final, 15.11.2022
IEA, Tracking clean energy innovation, Focus on China, March 2020
OECD, Patent Statistics Manual, 2009

¹⁴ Si ricorda in proposito l'inizio di una despecializzazione tecnologica per la Germania, la perdita di specializzazione per il Belgio (con un indice di poco superiore all'unità nel 2017-2020), e la singolarità dei Paesi Bassi con un indice di specializzazione pari a 1,4 nel 2017-2020.

¹⁵ La Germania, pur registrando una quota sul totale dei brevetti nel fotovoltaico superiore al 14% risulta lievemente despecializzata, confermando una tendenza in atto da circa un decennio.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Marzo 2023