

ENEA

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

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

Anno 2021



1/2022

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2021

n. 1/2022

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2021

n. 1/2022

2022 ENEA

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

Unità Studi Analisi e Valutazioni

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

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Daniela Palma, Alessandro Zini, (ENEA)

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara, Daniela Palma (Focus)

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione.....	6
1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo	6
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	7
2. Variabili guida del sistema energetico	12
2.1. Mercati internazionali dell'energia	12
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	16
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia.....	18
3.1. Consumi di energia primaria	18
3.2. Consumi finali di energia	22
3.2.1 Settore trasporti	25
3.2.2 Settore Industria	26
3.2.3 Settore civile	27
4. Decarbonizzazione	28
5. Sicurezza del sistema energetico italiano	33
5.1. Sistema petrolifero	33
5.2. Sistema del gas naturale.....	37
5.3. Sistema elettrico.....	42
6. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon	47
6.1. Prezzi dell'energia elettrica	47
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	49
6.3. Prezzi del gas naturale	50
6.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon	52
FOCUS – La ripresa della spesa pubblica in ricerca energetica a livello globale ed europeo	53

Sintesi dei contenuti

Nel 2021 grande rimbalzo della domanda di energia, ma segnali di rallentamento a inizio 2022

Nonostante gli aumenti senza precedenti dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso (+400% il gas nell'ultimo trimestre dell'anno rispetto al primo, +300% l'elettricità) il 2021 è stato l'anno del grande rimbalzo dei consumi energetici, sia a livello globale sia in Europa e in Italia, a dimostrazione della bassa elasticità della domanda di energia ai prezzi almeno nel breve periodo. E con i consumi sono rimbaltate anche le emissioni di anidride carbonica, aumentate a livello globale del 6%, a 36,3 miliardi di tonnellate, il livello più alto mai raggiunto. La permanenza dei prezzi anche nel 2022 su livelli elevatissimi, per di più sostenuti dalla guerra in Ucraina, ha però determinato la progressiva traslazione di questi aumenti sui prezzi al consumo e cambiato il quadro economico. In Italia i dati parziali relativi ai primi mesi del 2022 già segnalano un deciso rallentamento del trend di crescita della domanda di energia.

In Italia crescita dei consumi di energia superiore all'8% nell'anno, ancora sostenuta nel IV trimestre (+6%). Rispetto al 2019 la riduzione dei consumi in Italia è inferiore a quella dell'Eurozona

- Secondo le stime ENEA, nel 2021 i consumi di energia primaria sono aumentati di oltre l'8% (+12 Mtep), con un «recupero» di circa l'80% dei consumi di energia «persi» nel 2020 (15 Mtep circa). Oltre la metà di questo recupero è avvenuto nel II trimestre dell'anno (+7 Mtep rispetto al II trimestre 2020, il più interessato dalle misure di contenimento della I ondata pandemica), ma la crescita è rimasta sostenuta anche nella seconda parte dell'anno: +7% nel III trimestre, +6% nel IV.
- Nel 2021, come del resto nel 2020, i consumi energetici hanno seguito una traiettoria coerente con quella delle variabili guida della domanda di energia (PIL, produzione industriale, clima). L'indice ENEA che ne sintetizza l'andamento si è infatti contratto di circa l'8% nel 2020 ed è aumentato di altrettanto nel 2021, in conseguenza della crescita del PIL (+6,5%) e della produzione industriale e di un clima più rigido nella prima metà dell'anno. Il divario che rimane tra i consumi di energia del 2021 e quelli del 2019 è spiegabile con il fatto che nel 2020 il calo dei volumi di traffico, in particolare di quello aereo, è stato molto maggiore di quello del PIL, e nonostante la ripresa del 2021 i volumi di traffico restano ancora al di sotto dei livelli pre-pandemici.
- Con il cambiamento del quadro macroeconomico, in atto già prima dell'inizio della guerra in Ucraina, per il I trimestre dell'anno si stima che l'aumento tendenziale della domanda di energia dovrebbe limitarsi a un intorno del 2% (rispetto a un anno prima), nell'ipotesi di consolidamento della tendenza verso una drastica frenata della produzione industriale, solo di poco superiore ai livelli di un anno fa, e verso un notevole ridimensionamento della crescita del PIL (inferiore nel trimestre al 5% su base tendenziale, rispetto alle attese precedenti superiori al 6%).
- La variazione dell'intensità energetica conferma l'allineamento tra domanda di energia e PIL: dopo una modesta riduzione nel 2020, nel 2021 l'intensità energetica risulta perfino in aumento. Se si considera l'intero biennio pandemico è notevole il fatto che i consumi di energia del 2021 sono inferiori di circa il 2% rispetto al 2019, a fronte di un PIL inferiore di quasi il 3%.
- Nell'Eurozona l'aumento dei consumi di energia primaria è stimato inferiore al 5% (stima ENEA su dati parziali), dunque inferiore al rimbalzo del PIL (+5,3%). Rispetto al 2019 i consumi energetici dell'Eurozona sono ancora minori del 5% circa, a fronte di un calo del PIL molto meno marcato (-1,4%). Un dato interessante del biennio 2020-2021 è che sebbene l'andamento a forma di "V" di consumi di energia e PIL sia stato simile in Italia e nei paesi dell'Eurozona, in Italia i consumi di energia si sono ridotti meno del PIL, mentre nei paesi dell'Eurozona è avvenuto il contrario. Si tratta di un dato che conferma un trend di più lungo periodo, che ha ridotto in modo significativo una storica peculiarità positiva del sistema energetico italiano, cioè la sua intensità energetica inferiore a quella degli altri principali paesi europei: nel 1995 l'intensità energetica italiana era inferiore del 25% rispetto a quella media dei paesi oggi parte dell'Eurozona, oggi questo spread «virtuoso» si è ridotto meno del 10%.
- In termini di fonti primarie il 40% dell'aumento dei consumi energetici italiani nel 2021 è imputabile al petrolio (+5 Mtep), circa 1/3 al gas naturale, quasi il 20% alle importazioni di elettricità, il resto ai combustibili solidi. La domanda di petrolio (+10%) resta comunque ancora decisamente inferiore rispetto ai livelli pre-covid, avendo recuperato solo la metà del calo del 2020. Anche i consumi di gas hanno registrato un aumento notevole (+4 Mtep, pari a +7% sul 2020), tanto da superare ampiamente i livelli 2019 (+2,4%) e arrivare al valore massimo degli ultimi dieci anni. La forte ripresa delle importazioni nette di elettricità (oltre il 30% in più) è spiegato con il forte calo che si era registrato nel 2020, mentre è significativo l'aumento dei consumi di carbone (+10%), soprattutto nella termoelettrica, che restano comunque decisamente inferiori ai livelli pre covid (-15%).
- I consumi di energia da fonti rinnovabili sono risultati nel complesso in aumento marginale, con una variazione nulla delle rinnovabili elettriche e un aumento (modesto in termini assoluti) solo nei biocarburanti. Vista la decisa crescita dei consumi totali, nel 2021 è tornata a diminuire la quota di FER sui consumi finali (al di sotto del 19%), oltre un punto percentuale in meno del massimo raggiunto nel 2020.
- La domanda di elettricità sulla rete è aumentata nell'anno di quasi 17 TWh sul 2020 (+5,6%), quando era diminuita di 18,5 TWh sul 2019. A trainare la ripresa è stata in primo luogo la forte ripresa della produzione industriale. Il tasso di elettrificazione del sistema energetico, una delle variabili di riferimento per il percorso di decarbonizzazione, è stimato al 20% nel 2021, in riduzione di quasi 1 punto percentuale rispetto al 2020 ma ancora al di sopra del livello di due anni fa. Nella generazione elettrica è rimarchevole l'aumento dei consumi di gas, (+1,2 Mtep, pari al +6%), tornati non solo al di sopra dei livelli pre-covid ma la massimo dal 2011 (26 miliardi di metri cubi), mentre i consumi di carbone sono stimati in aumento superiore al 10%.
- Per i consumi finali di energia si stima un aumento di 10 Mtep (+9%) sul 2020, imputabile per circa la metà al rimbalzo dei consumi nei trasporti, principale responsabile del calo del 2020, mentre sia l'industria sia il settore civile hanno contribuito per circa 1/5.

Forte rimbalzo delle emissioni di CO₂, maggiore che nell'Eurozona. Recuperato il 70% del calo 2020

- Le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale sono stimate in aumento di oltre l'8,5% sul 2020, dunque sostanzialmente in linea con l'aumento dei consumi di energia primaria, con un recupero di circa il 70% (25 Mt) del calo registrato nel 2020 (-35 Mt). Rispetto al 2019 le emissioni del 2021 risultano inferiori del 3,5% circa, a fronte di consumi di energia primaria inferiori del 2%.

- Dato il ruolo preponderante avuto dal crollo degli spostamenti nel crollo delle emissioni nel 2020 (-12%), è stata la ripresa di questi ultimi (pur ancora parziale) a determinare la parte più importante della ripresa del 2021, concentrata in particolare nel II trimestre dell'anno: nei trasporti si stima una crescita delle emissioni di circa il 17% sul 2020, a parziale recupero del -20% registrato nel 2020. Oltre i 3/4 dell'aumento delle emissioni del 2021 è dunque riconducibile ai settori non-ETS, per i quali si stima un aumento delle emissioni settoriali superiore al 10%. E' stato invece più modesto il rimbalzo delle emissioni nei settori ETS (+5%), di molto inferiore al calo del 2020 (-10%). Si segnala però il significativo aumento delle emissioni della generazione elettrica nel IV trimestre (+15% sul IV trimestre 2020), per un mix di fattori ancora in atto a inizio 2022.
- Anche nel caso dell'Eurozona l'aumento delle emissioni di CO₂ registrato nel 2021 è stimato in linea con quello dei consumi di energia primaria. Rispetto al 2019 le emissioni di CO₂ dell'Eurozona del 2021 risultano inferiori di circa il 9%, a fronte di un calo più contenuto dei consumi di energia primaria (-5% circa).

Indice della transizione in deciso peggioramento, penalizzato in primis dall'allontanamento dalla traiettoria di decarbonizzazione

- Nel 2021 l'indice della transizione energetica ISPRED si è contratto del 26% rispetto al 2020, e sebbene il suo valore medio annuo resti al di sopra del minimo del 2019, il dato trimestrale di fine 2021 risulta sui minimi della serie storica, a conferma che gli eventi eccezionali del 2020 hanno avuto sulla transizione italiana un impatto solo congiunturale.
- Il calo dell'ISPRED è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma è stato guidato in primo luogo dalla dimensione decarbonizzazione (-45%), perché con il recupero di circa il 70% delle emissioni di CO₂ "perse" nel 2020 le emissioni italiane sono oggi ampiamente superiori a quelle coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione stabiliti in sede UE, laddove un anno fa erano invece inferiori a quella traiettoria (anche perché nel frattempo questa traiettoria è divenuta più ambiziosa, con la formalizzazione della «legge sul clima» (Regolamento 2021/1119/UE) e la presentazione del pacchetto Fit for 55.

Prezzi al consumo dell'energia ancora frenati dagli interventi governativi, ma comunque già sui massimi storici

- L'indice rappresentativo della dimensione Prezzi dell'ISPRED è risultato nell'anno in calo significativo ma ancora relativamente contenuto, e in media d'anno si colloca su un valore in linea con la media della serie storica, perché anche nel quarto trimestre, così come nei due precedenti, il rally dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso si è trasmesso in misura solo parziale sui prezzi al consumo, grazie agli eccezionali interventi di sterilizzazione operati dal governo. Ciononostante, nel IV trimestre i prezzi di gas ed elettricità per i consumatori finali hanno già raggiunto nuovi massimi storici, con aumenti superiori al 50% rispetto a un anno prima, mentre nel primo trimestre 2022 si stima che abbiano raggiunto valori all'incirca doppi rispetto al I trimestre 2021.
- L'indice armonizzato Eurostat¹ dei prezzi al consumo stima inoltre per l'Italia aumenti doppi nel IV trimestre rispetto alla media UE, sia nel caso dell'elettricità (+30% rispetto a un anno prima) sia nel caso del gas (+40%). E nei primi due mesi del 2022 gli aumenti su un anno prima sono stimati nell'ordine del 70%, e di nuovo maggiori di quelli medi UE. Dal consolidamento di questi dati è prevedibile un prossimo deciso impulso al trend di peggioramento dell'ISPRED.

Restano bassi i margini di adeguatezza nel sistema elettrico. Ruolo sempre più centrale delle importazioni di gas nel sistema energetico italiano

- Un relativo peggioramento complessivo si registra anche nella componente sicurezza energetica dell'ISPRED, che si colloca ora sui valori minimi della serie storica. Valori molto bassi si registrano in particolare per gli indicatori relativi all'adeguatezza del sistema elettrico, che in caso di combinazione di bassa produzione rinnovabile e scarse importazioni potrebbe scendere a valori critici. Si è poi accentuata la potenzialmente problematica centralità del gas naturale importato nel sistema energetico, una peculiarità italiana peraltro fondamentale strutturale e di difficile superamento nel breve periodo. Su questa peculiarità si è inoltre ora innestata la guerra in Ucraina, che ha reso non più solo estrema l'ipotesi di indisponibilità della maggiore infrastruttura di importazione (cioè quella che trasporta il gas russo, 40% dell'import nel 2021). I dati del 2021, con massimi decennali sia per i consumi complessivi di gas sia per le punte giornaliere della domanda della termoelettrica, confermano che in uno scenario pessimistico di punte di domanda molto elevate e ipotesi conservative sull'effettiva disponibilità delle infrastrutture il sistema gas avrebbe avuto difficoltà a far fronte all'indisponibilità della prima fonte di approvvigionamento.
- Nel sistema petrolifero è risalito l'utilizzo degli impianti di raffinazione ma i margini restano su livelli molto bassi. Si segnala poi il raggiungimento della parità nel rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, con il superamento della peculiarità italiana di essere l'unico Paese europeo con un eccesso di produzione, un dato di rilievo nell'attuale situazione del mercato.

Nuovo raddoppio del deficit commerciale italiano nel comparto delle tecnologie low-carbon

- Nel 2021 è di nuovo raddoppiato (come già nel 2020 il deficit commerciale italiano nel comparto delle tecnologie low-carbon, che ha registrato un ulteriore record. I prodotti che segnalano la più forte dipendenza dall'estero sono gli accumulatori agli ioni di litio (con un saldo che si avvicina al miliardo di euro), i veicoli ibridi plug-in (a quasi -600 milioni di euro) e i prodotti del fotovoltaico (passati da -40 a -400 milioni di euro), a causa di un marcato aumento delle importazioni delle celle fotovoltaiche. E' relativamente ai veicoli elettrici che sembra invece delinearsi una possibile tendenza positiva, perché le esportazioni sono passate da poco meno di 270 milioni di euro a circa 780 milioni di euro, tanto che il saldo normalizzato risulta solo di poco negativo.
- Questo numero dell'Analisi trimestrale presenta un Focus che analizza l'espansione continua e crescente registrata a livello globale dalla spesa pubblica in ricerca energetica a partire dal 2016 e fino a tutta la prima fase della crisi pandemica (+22% in \$ 2020 ppp). L'analisi segnala un significativo incremento della spesa in efficienza energetica, che arriva ad incidere mediamente per più del 25% della spesa totale in ricerca energetica, un quasi raddoppio della spesa per le tecnologie relative a idrogeno e celle a combustibile, che si concentra nell'area europea ed asiatica, ma anche un rafforzamento della spesa relativa alle rinnovabili e alle tecnologie per la conversione, trasmissione e stoccaggio dell'energia in alcuni tra i maggiori Paesi investitori, sia in Asia, con la Corea che nel 2020 arriva a destinare a tali settori più del 45% delle risorse, sia in Europa, dove Germania e diverse piccole economie del nord convogliano complessivamente su tali comparti tecnologici quote comprese tra il 30 e il 40% della loro spesa. In Italia la crescita della spesa fino al 2018 non denota dinamiche di spicco in particolari settori, ma il dato relativo alla sola spesa iscritta nel bilancio pubblico, disponibile fino al 2020, mostra un incremento nell'intero periodo pari a quasi il 10%, circa a un quarto di quello registrato per la Germania.

¹ Indice armonizzato HICP, i cui valori sono solo parzialmente comparabili con quelli relativi ai prezzi sul mercato italiano stabiliti dall'ARERA.

1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione

1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo

La seconda metà del 2021 è stata caratterizzata da un balzo senza precedenti dei prezzi del gas e dell'elettricità: il prezzo del gas al TTF, che nel I trimestre dell'anno si collocava sotto i 20 €/MWh, nel IV trimestre si è attestato a una media di poco inferiore ai 100 €/MWh (+400%); i prezzi dell'elettricità sulle borse europee hanno seguito a ruota, con il PUN passato dai 60 €/MWh del I trimestre ai 240 €/MWh dell'ultimo trimestre (+300%). Nonostante questi aumenti, il 2021 è stato comunque l'anno del grande rimbalzo dei consumi energetici, sia a livello globale sia in Europa e in Italia, a dimostrazione della bassa elasticità della domanda di energia ai prezzi almeno nel breve periodo. E con i consumi sono rimbalzate anche le emissioni di anidride carbonica, aumentate a livello globale del 6%, a 36,3 miliardi di tonnellate, il livello più alto mai raggiunto, anche a causa del notevole aumento del carbone nella generazione elettrica, favorito dagli alti prezzi del gas.

Secondo una stima ENEA (su dati parziali) nell'Eurozona i consumi di energia primaria sono aumentati nel 2021 di meno del 5%, dunque meno al rimbalzo del PIL (+5,3%). Rispetto al 2019 i consumi energetici dell'Eurozona sono ancora minori del 5% circa, a fronte di un calo del PIL molto meno marcato (-1,4%). Anche nel caso dell'Eurozona l'aumento delle emissioni di CO₂ registrato nel 2021 è stimato in linea con quello dei consumi di energia primaria. Rispetto al 2019 le emissioni di CO₂ dell'Eurozona del 2021 risultano inferiori di circa il 9%, a fronte di un calo più contenuto dei consumi di energia primaria (-5% circa).

In Italia nel 2021, come del resto nel 2020, i consumi di energia hanno invece seguito una traiettoria più coerente con quella delle variabili guida della domanda di energia (PIL, produzione industriale, clima, vedi cap. 2.2), che hanno spinto la crescita annua al di sopra dell'8% (un punto percentuale in più rispetto alla stima contenuta nel numero precedente dell'Analisi trimestrale). Mentre le emissioni di CO₂ si sono mosse in linea con l'aumento dei consumi di energia, e rispetto al 2019 risultano ora inferiori del 3,5% circa, laddove i consumi di energia primaria sono inferiori del 2%.

La permanenza dei prezzi dell'energia anche nel 2022 su livelli storicamente elevatissimi, a supportare i quali c'è ora anche la guerra in Ucraina (oltre che i persistenti problemi nelle catene di fornitura delle filiere industriali e nella logistica), ha però determinato la progressiva traslazione di questi aumenti sui mercati al dettaglio e cambiato il quadro economico, tanto che i dati parziali relativi ai primi mesi del 2022 sembrano segnalare un deciso rallentamento della risalita della domanda di energia verso i valori pre-pandemici. Le previsioni di crescita economica delle principali istituzioni internazionali ed europee, che fino a fine 2021 continuavano a essere riviste al rialzo, dall'inizio del 2022 hanno invece cominciato a essere riviste al ribasso, e le ultime previsioni della Banca centrale Europea segnalano come già nel IV trimestre 2021 la crescita del PIL dell'Eurozona si sia ridotta, in conseguenza di "tightening supply bottlenecks, more stringent pandemic restrictions and higher energy prices". Mentre ora "the outlook for euro area activity has become very uncertain and crucially dependant on events in Ukraine", che è "expected to significantly affect the euro area economy through three main channels: trade, commodities, and confidence": la previsione di crescita per il 2022, già rivista al ribasso al 3,7% nell'ipotesi baseline (-0,5% rispetto a dicembre), nello scenario più pessimistico può scendere fino al 2,3%.

Nell'ultimo trimestre del 2021 i consumi di energia primaria dell'Eurozona sono comunque stimati ancora in notevole crescita (+7% circa), trainati da petrolio e (in misura minore) carbone, mentre il gas naturale è rimasto sui livelli di un anno precedente. E anche in Italia la crescita dei consumi di energia è continuata a ritmi sostenuti anche nell'ultimo trimestre dell'anno passato.

Con il cambiamento del quadro macroeconomico, in atto già prima dell'inizio della guerra in Ucraina, caratterizzato dalla drastica frenata della produzione industriale, solo di poco superiore ai livelli di un anno fa, e dal notevole ridimensionamento della crescita del PIL (sotto al 5% su base annua, rispetto alle attese precedenti superiori al 6%), per il I trimestre dell'anno si stima però un deciso rallentamento della crescita della domanda di energia, che dovrebbe limitarsi a un intorno del 2% (rispetto a un anno prima). Inoltre, la ripresa dell'uso del carbone nella termoelettrica fa ritenere plausibile un ben più deciso aumento delle emissioni di CO₂.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

	DATI STORICI			PREVISIONI		DATI STORICI	PREV.
	2014-2019	2020	2021	2022		IV trim. 2021	I trim. 2022
Eurozona							
PIL	+2,0%	-6,4%	+5,3%	< +4%	↓		
Energia primaria	+0,3%	-10,3%	+4,7%	-			
Emissioni CO ₂	-0,4%	-13%	+4,7%	-			
Italia:							
PIL	+1,0%	-8,9%	+6,6%	~ +3%	↓	+6,2%	< +5%
Produzione industriale beni intermedi	+2,0%	-11%	+11%	-	↓	+3,4%	~ +1%
Gradi giorno riscaldamento (HDD)	-	-3,5%	+6%			+2%-	~ +2%
Consumi energia primaria	+0,5%	-9,9%	+8,4%	+0% / +4%	↓	+5,9%	~ +2%
Emissioni CO ₂	-0,6%	-11,2%	+8,7%		↓	-11,2%	> +5%

Nota: per i dati 2014-2019 dati Eurostat e ISTAT, per le previsioni economiche dati Commissione Europea (https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-forecasts_it) e BCE, per le previsioni di consumi di energia e emissioni di CO₂ stime ENEA.

1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)²

ISPRED ancora in calo sia tendenziale sia congiunturale

Nel 2021 l'indice della transizione energetica ISPRED si è contratto del 27% rispetto al 2020, e sebbene il valore medio annuo dell'indice resti ancora al di sopra dei minimi, registrati nel 2008, 2011 e 2019, il dato trimestrale di fine 2021 risulta invece ormai sui minimi della serie storica. In effetti, l'evoluzione dell'indice sembra confermare che gli eventi eccezionali del 2020, che hanno provocato il contemporaneo crollo di consumi, emissioni e prezzi dell'energia, e in più alleggerendo alcune criticità sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti, hanno avuto sulla transizione energetica italiana un impatto fondamentalmente congiunturale. Con il rimbalzo di consumi ed emissioni nel 2021 anche l'ISPRED sembra ora tornare sulla traiettoria di medio periodo iniziata a metà del decennio scorso, che l'aveva portato da valori superiori a 0,5 (soglia che individua una situazione del sistema energetico migliore alla media della serie storica).

L'andamento degli indici sintetici relativi alle tre componenti dell'ISPRED (**Error! Reference source not found.**) aiuta a meglio interpretare questi dati, ed evidenzia alcune caratteristiche salienti della traiettoria seguita dal sistema energetico italiano. Il calo dell'ISPRED nel 2021 è stato dovuto a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma è stato guidato in primo luogo dalla dimensione decarbonizzazione (-45%), che d'altra parte è quella che più aveva beneficiato della straordinarietà del 2020. Un peggioramento significativo si registra anche per la dimensione Prezzi dell'energia (-19%), nonostante gli eccezionali interventi governativi volti a frenare la trasmissione degli aumenti dei prezzi dai mercati all'ingrosso a quelli pagati dai consumatori finali.

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

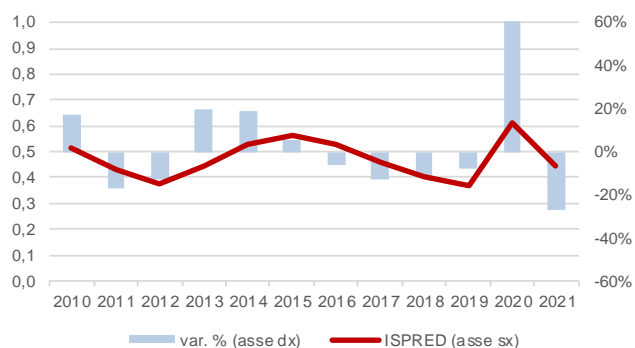
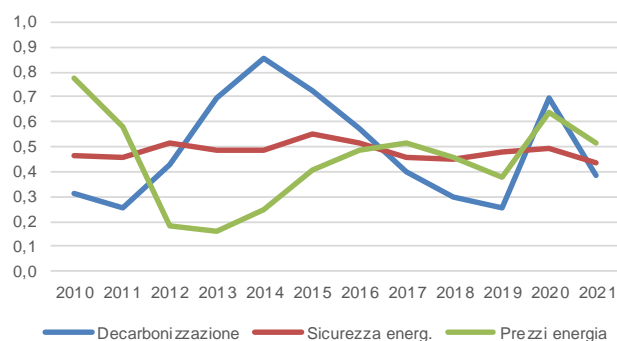


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Forte calo dell'indice sintetico della decarbonizzazione, emissioni 2021 ben al di sopra della traiettoria obiettivo

Il forte calo dell'indice sintetico relativo alla dimensione decarbonizzazione dell'ISPRED è dovuto al fatto le emissioni italiane sono oggi ampiamente superiori a quelle previste dalla traiettoria coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo stabiliti in sede UE, mentre un anno fa esse erano invece inferiori. Due fattori spiegano questo drastico cambiamento:

- per un verso, il forte aumento delle emissioni nel corso dell'anno (superiore all'8%), che ha portato a recuperare circa il 70% delle emissioni di CO₂ "perse" nel 2020;
- per un altro verso, l'ulteriore innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione, con la formalizzazione della «legge sul clima» (Regolamento 2021/1119/UE) e la presentazione del pacchetto Fit for 55, che hanno reso la «traiettoria target» ancora più inclinata verso il basso (Figura 1-3).

Le emissioni di CO₂ stimate per il 2021, pari a circa 307 Mt, risultano dunque ora superiori di circa 17 Mt rispetto alle 290 Mt corrispondenti al valore 2021 della traiettoria che porterebbe le emissioni italiane dalle 300 Mt del 2020 alle 200 Mt del 2030 coerenti con i nuovi obiettivi climatici UE (Figura 1-7, indicatore D5). Un anno fa le emissioni effettive erano risultavano invece inferiori di ben 20 Mt rispetto alla a quelle della traiettoria target.

Va anche sottolineato come questo drastico cambiamento sia attribuibile pressoché interamente ai settori non-ETS, dove maggiore è stato il recupero delle emissioni perse nel 2020: un anno fa sia le emissioni dei settori ETS sia quelle dei settori non-ETS erano inferiori di circa 10 Mt rispetto al valore target, a fine 2021 le emissioni dei settori ETS sono ancora leggermente inferiori al valore target mentre quelle dei settori non-ETS sono ora superiori di oltre 10 Mt (vedi Figura 1-7, indicatori D6-D7), le cui emissioni nel 2021 sono stimate in aumento solo del 2%, contro il 10% delle emissioni dei settori non-ETS.

Inoltre, la proiezione derivante dalla continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione totali al 2030 poco al di sotto delle 300 Mt, dunque superiori ai nuovi obiettivi di quasi 100 Mt.

² L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione - utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle dimensioni del cosiddetto trilemma energetico, con le sue complessità e interdipendenze.

Figura 1-3 – Emissioni totali di CO₂ (Mt) del sistema energetico – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione dei trend ultimi 5 anni

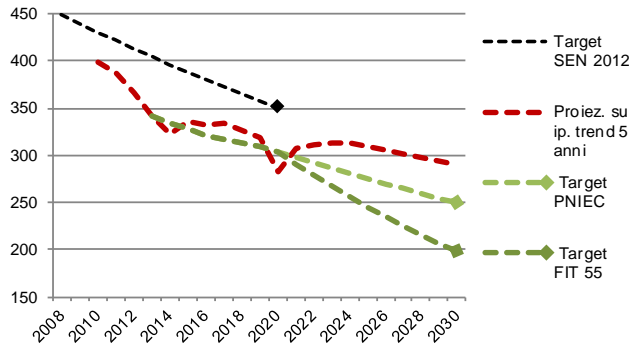
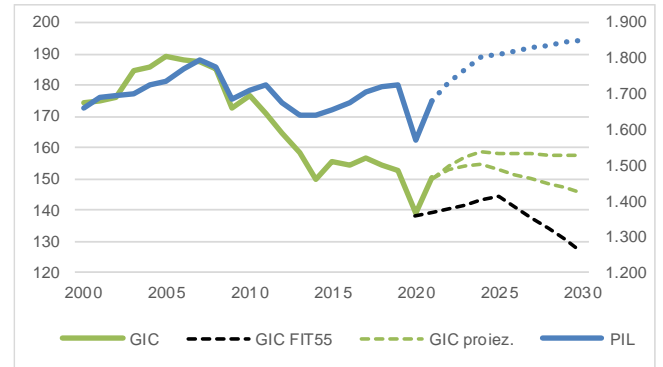


Figura 1-4 – Consumi di energia primaria (Mtep) – dati storici, traiettoria verso obiettivo 2030 e proiezioni su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 5 anni



Nota: GIC: Gross Inland Consumption, consumi di energia primaria utilizzati come riferimento per gli obiettivi UE

La causa dell'apparente tendenza dell'indice della decarbonizzazione a tornare sui valori molto bassi del 2019 sta nelle caratteristiche dell'evoluzione del sistema energetico italiano nei due anni della pandemia. L'andamento a forma di "V" di consumi di energia e PIL non è stato una peculiarità italiana, perché un'evoluzione simile si è avuta anche nell'insieme dei paesi dell'Eurozona. In Italia, però, a valle del biennio in questione i consumi di energia risultano ridotti meno di quanto si sia ridotto il PIL, mentre nei paesi dell'Eurozona è avvenuto il contrario (**Error! Reference source not found.**). Si tratta di un dato che conferma un trend di più lungo periodo, che ha ridotto in modo significativo una storica peculiarità positiva del sistema energetico italiano, cioè la sua intensità energetica inferiore a quella degli altri principali paesi europei (peraltro favorita anche dal clima più mite): nel 1995 l'intensità energetica italiana era inferiore del 25% rispetto a quella media dei paesi oggi parte dell'Eurozona, oggi questo spread "virtuoso" si è ridotto meno del 10%.

La scomposizione dell'andamento delle emissioni nel biennio evidenzia ancora meglio la differente evoluzione del sistema italiano rispetto a quello dell'Eurozona (**Error! Reference source not found.**; N.B: la variazione media annua delle emissioni di CO₂ corrisponde alla somma delle variazioni delle cinque variabili utilizzate nella scomposizione). In Italia la variazione delle emissioni corrisponde a un calo medio annuo dell'1,6%, 1/3 del dato dell'Eurozona, nonostante la riduzione del PIL sia stata maggiore. Ma la più grande differenza nell'andamento dei due sistemi sta nell'intensità energetica, che in Italia risulta perfino aumentata mentre nell'Eurozona si è ridotta in media dell'1,6% m.a.. A questo si aggiunge che nell'ultimo biennio anche la riduzione dell'intensità carbonica dell'energia primaria è stata in Italia più modesta, perché la quota di fonti fossili sull'energia totale ha continuato a ridursi, ma a un ritmo più contenuto di quello registrato nell'Eurozona, mentre è risultata assolutamente marginale la riduzione dell'intensità di carbonio dell'energia fossile.

Infine, a penalizzare la dimensione decarbonizzazione dell'ISPRED continua ad esservi anche la lenta la crescita delle fonti rinnovabili, che come previsto nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale nel 2021 hanno visto ridursi la loro quota sui consumi finali di energia, dopo il forte aumento del 2020, dovuto però pressoché interamente al crollo dei consumi, perché in valore assoluto la crescita delle rinnovabili era stata marginale. La stima su dati ancora parziali indica che nel 2021 la quota di FER sui consumi finali è stata inferiore al 19%, mentre la traiettoria lineare verso l'obiettivo 2030, qui ipotizzato conservativamente al 38%, implicava un valore superiore al 19% (vedi Figura 1-7, indicatore D8).

Figura 1-5 – Intensità energetica del Pil in Italia, Regno Unito e Eurozona (tep/mil. euro)

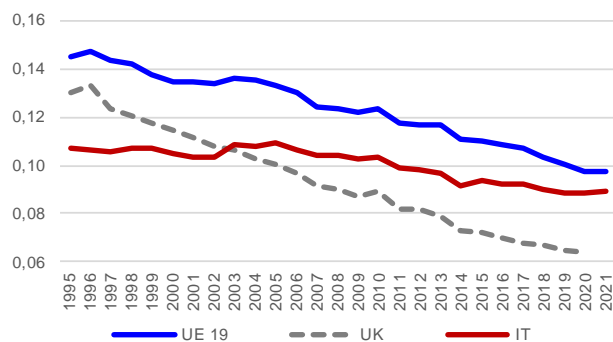


Figura 1-6 – Scomposizione mediante l'identità di Kaya dell'evoluzione delle emissioni di CO₂ nel biennio 2020-2021 (tassi medi annui di variazione delle cinque variabili)

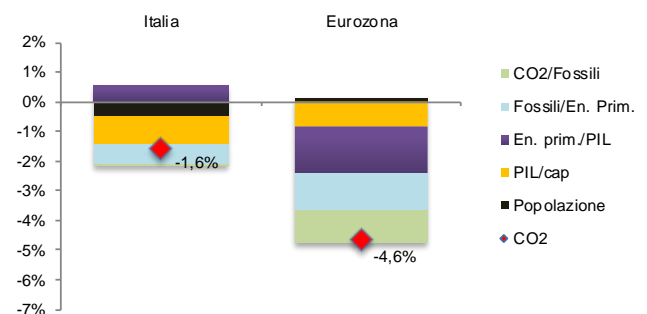


Figura 1-7 - Indicatori della componente decarbonizzazione dell'ISPRED

Decarbonizzazione		Valore assoluto III/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021 (0-1)	Valore indicatore II/2020 (0-1)
Obiettivi 2020 (SEN 2013/2017):						
Emissioni totali CO2 - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D1	-15 Mt	-8 Mt	-74.7 Mt	0,11	0,36
Emissioni CO2 settori non-ETS - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D2	-22 Mt	-0.2 Mt	-38.8 Mt	0,53	0,93
Emissioni CO2 settori ETS - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D3	-43 Mt	-22 Mt	-50 Mt	0,76	0,95
Sviluppo FER - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D4	-0,3%	-0,3%	3,8%	0,13	0,43
Obiettivi di lungo periodo (SEN 2017/PNIEC/FIT for 55):						
Emissioni totali CO2 - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D5	+8 Mt	-39 Mt	-66 Mt	0,30	0,90
Emissioni CO2 non-ETS - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D6	+8 Mt	-21 Mt	-48 Mt	0,15	0,87
Emissioni CO2 ETS - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D7	-5 Mt	+6 Mt	-12 Mt	0,61	0,93
Sviluppo FER - Distanza del dato attuale dalla traiettoria target	D8	-0,6%	-0,6%	3,5%	0,16	0,56

Indice sintetico della sicurezza energetica ai minimi della serie storica. Restano bassi i margini di adeguatezza nel sistema elettrico. Ruolo sempre più centrale delle importazioni di gas per l'intero sistema energetico italiano

L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo anno un peggioramento complessivo (-12%), e si colloca ora sui valori minimi della serie storica. La variazione negativa dell'ultimo anno è però la risultante di variazioni negative degli indici relativi a sistema petrolifero e raffinazione e al sistema gas, e di variazioni positive degli indici relativi al sistema elettrico.

Nel caso del gas si è accentuata ulteriormente potenzialmente problematica centralità del gas naturale importato nel sistema energetico, una peculiarità italiana peraltro fondamentale strutturale e di difficile superamento nel breve periodo. Su questa peculiarità si è poi ora innestata la guerra in Ucraina, che ha reso non più solo estrema l'ipotesi di indisponibilità della maggiore infrastruttura di importazione (cioè quella che trasporta il gas russo). Uno degli indicatori standard utilizzati dalla Commissione Europea per valutare la resilienza del sistema gas dei diversi Paesi membri è l'indice N-1, che misura la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali e indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, cioè in Italia il punto di interconnessione di Tarvisio che trasporta il gas russo. Nella sua "versione standard" l'indice fornisce oggi un quadro relativamente rassicurante³. Ma le attuali condizioni eccezionali del mercato del gas impongono di riconsiderare i parametri inclusi nella formula N-1, con un'analisi di sensitività a partire dalla considerazione dei flussi effettivamente disponibili ai diversi punti di entrata. In questo caso già il Piano di Azione Preventiva italiano di fine 2019 concludeva che il margine di sicurezza risulterebbe precario, mentre una valutazione aggiornata ad oggi mostra come in uno scenario pessimistico porta a un valore dell'indice a fine inverno, con stoccaggi al 30%, di poco superiore al 90% (Figura 1-9).

I dati del 2021 confermano la necessità di una particolare attenzione alla sicurezza del sistema gas, anche perché i consumi complessivi di gas si sono collocati sui massimi dell'ultimo decennio. Inoltre, nell'inverno appena concluso la domanda di gas della termoelettrica ha raggiunto punte giornaliere vicine ai massimi storici, mentre la domanda totale è rimasta molto al di sotto dei massimi grazie al clima relativamente mite che ha frenato la domanda del residenziale. Ma in uno scenario pessimistico di punte di domanda molto elevate e ipotesi conservative sull'effettiva disponibilità delle infrastrutture il sistema avrebbe avuto difficoltà a far fronte all'indisponibilità della prima fonte di approvvigionamento. Resta inoltre su livelli storicamente bassi il livello degli stoccaggi sia in UE sia (in misura minore) in Italia, e il raggiungimento di livelli di riempimento rassicuranti per l'inizio della stagione dei prelievi si presenta come una sfida non facile nell'attuale situazione del mercato.

Nell'anno passato si sono invece confermati i miglioramenti legati alla migliore integrazione del mercato italiano con quello europeo, con il PSV che nei tre mesi centrali dell'anno è stato quotato perfino a sconto rispetto al TTF (vedi Figura 1-8, indicatore S11), anche se da dicembre in poi, con l'impennata dei prezzi, il premio del PSV è tornato su livelli molto elevati.

L'indicatore sintetico relativo al sistema elettrico conferma che questo resta il settore che presenta le maggiori criticità. Quasi tutti gli indicatori relativi al settore si collocano infatti su valori ampiamente inferiori alla media della serie storica. D'altra parte, nel 2021 sono tornati a migliorare gli indicatori relativi alla redditività degli impianti, sebbene grazie alla eccezionale impennata dei prezzi dell'elettricità (Figura 1-8, indicatore S15) e alle necessità di flessibilità per il bilanciamento del sistema (indicatori S13-S14). Mentre resta invariato su livelli molto bassi l'indicatore relativo ai margini di adeguatezza del sistema (S12), che in caso di combinazione di bassa produzione rinnovabile e scarse importazioni potrebbe scendere a valori critici. Nell'inverno appena trascorso le 10 ore nelle quali la capacità in eccesso rispetto alla domanda è scesa a livelli più bassi si sono verificate in corrispondenza di valori medi delle importazioni inferiori a 1 GW (1/5 del loro valore medio annuale), valori decisamente plausibili nell'attuale situazione dei mercati elettrici europei.

Nel sistema petrolifero tutti gli indicatori si collocano a fine 2021 su valori almeno medi, grazie in particolare alla risalita dell'utilizzo degli impianti e un leggero miglioramento dei margini di raffinazione, che restano però su livelli bassi, ora anche penalizzati dal rally dei prezzi del gas (vedi Figura 1-8, indicatori S5 e S6). D'altra parte, la prolungata crisi della raffinazione ha ridotto al minimo storico

³ Per una analisi dettagliata si rimanda al n. 4/2021 dell'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano.

il rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che ormai si avvicina all'unità e quindi al superamento alla peculiarità italiana di essere l'unico Paese europeo con un eccesso di produzione (indicatore S4). Un dato tanto più di rilievo in una situazione di mercato caratterizzata da prezzi ai massimi storici, scorte ai minimi e dipendenza europea dalle importazioni, russe in primis. Gli indicatori di dipendenza e diversificazione (indicatori S1 e S2) restano invece su valori relativamente elevati, grazie al fatto che nonostante il rimbalzo dei consumi petroliferi il peso del petrolio nel mix energetico resta in Italia su valori corrispondenti ai minimi storici.

Figura 1-8 - Indicatori della componente sicurezza energetica dell'ISPRED

Sicurezza energetica			Valore assoluto IV/2021	Valore assoluto IV/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore IV/2021 (0-1)	Valore indicatore IV/2020 (0-1)
Sistema petrolifero:								
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	S1	28.8%	29.7%	28.8%	50.4%	1.00	0.93
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	S2	0.139	0.126	0.098	0.174	0.53	0.67
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	S3	1.78	1.90	1.57	2.01	0.44	0.59
	Copertura domanda gasolio	S4	1.02	1.14	1.02	1.30	0.12	0.40
Competitività raffinazione	Margine di raffinazione area MED (\$/bl)	S5	1.2	-1.0	-2.6	5.4	0.40	0.23
	Utilizzo impianti (%)	S6	75%	64%	62%	81%	0.91	0.13
Sistema gas:								
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza import ponderata per peso gas	S7	38.7%	38.8%	29.9%	38.8%	0.01	0.00
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA (range 0-7)	S8	3.87	3.33	2.29	3.87	0.00	0.34
	Diversificaz. approvvig. (max HHI trimestrale)	S9	0.32	0.34	0.23	0.38	0.39	0.26
Adeguatezza sistema gas	Flessibilità residua (eccesso capacità)	S10	24%	26%	-1%	31%	0.58	0.89
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (media trimestrale)	S11	1.7	-0.3	-0.6	9.8	0.59	1.00
Sistema elettrico:								
Adeguatezza sistema elettrico	Margine di adeguatezza	S12	7%	7%	2%	46%	0.10	0.10
Flessibilità sistema elettrico	Max variazione oraria FRNP (% su carico)	S13	8.4%	10.3%	1.5%	10.3%	0.21	0.00
	Uplift (comma 44.1, lettera b)	S14	0.74 c€/kWh	0.87 c€/kWh	0.31	0.87	0.24	0.00
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread - Media ultimo semestre	S15	24.7 c€/kWh	12.3 c€/kWh	1.8	32.2	0.59	0.29

Figura 1-9 –Sicurezza gas - Indice N-1 per l'Italia a fine inverno in uno scenario pessimistico (MSm3)

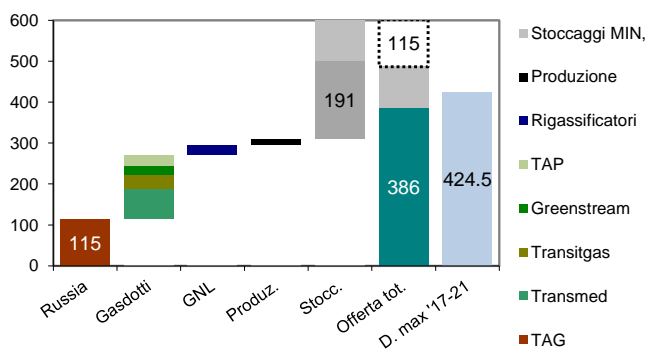
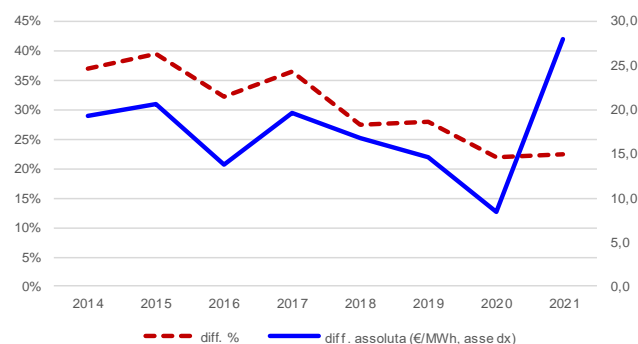


Figura 1-10 - Differenza assoluta (€/MWh, asse sx) e percentuale (asse dx) tra il PUN e il più basso prezzo all'ingrosso registrato presso le borse di Spagna, Francia e Germania



Prezzi al consumo già sui massimi storici nonostante gli interventi governativi, segnali di incrementi maggiori in Italia rispetto alla media UE

Per quanto di dimensioni senza precedenti, il rally dei prezzi del gas e dell'elettricità nella seconda metà dell'anno (vedi sopra) si è trasmesso in maniera solo graduale sui prezzi al consumo, anche per gli interventi straordinari effettuati dai governi, che hanno speso somme imponenti per sterilizzare almeno parte degli aumenti. Ancora nel quarto trimestre (N.B.: dati parziali) la dimensione Prezzi dell'ISPRED è risultata dunque in calo significativo ma ancora relativamente contenuto. In media d'anno l'indice sintetico che rappresenta questa dimensione del trilemma energetico è dunque rimasto nel 2021 su un valore di 0,5, dunque in linea con la media della serie storica (2010-2021).

Sui mercati all'ingrosso dell'elettricità lo spread positivo dei prezzi italiani rispetto agli altri principali Paesi UE (Germania, Francia, Spagna) è rimasto nel 2021 su valori percentuali simili a quelli di un anno prima, dunque sui minimi storici. Ma ha però registrato una fortissima crescita lo spread in termini assoluti, motivo dell'aumento del livello dei prezzi.

D'altra parte va segnalato come nel IV trimestre del 2021 in Italia l'indice armonizzato Eurostat⁴ dei prezzi al consumo sia aumentato in Italia del doppio rispetto alla media UE, sia nel caso dell'elettricità (+30% rispetto a un anno prima) sia nel caso del gas (+ 40%). E nei primi due mesi del 2022 gli aumenti su un anno prima sono stimati dell'ordine del 70%, e di nuovo maggiori di quelli medi UE. Se questi dati troveranno conferma nei consuntivi Eurostat sui prezzi di elettricità e gas nei Paesi UE è prevedibile che ne venga un prossimo deciso impulso al trend di peggioramento dell'ISPRED.

⁴ Indice armonizzato HICP, i cui valori sono solo parzialmente comparabili con quelli relativi ai prezzi sul mercato italiano stabiliti dall'ARERA, la cui dinamica è descritta in dettaglio nel capitolo 6 di questa Analisi.

2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Prezzo del greggio in rialzo del 70% nel 2021

In media d'anno la quotazione del Brent è salita dai 42 \$/bl del 2020 ai 71 \$/bl del 2021 (+69%) la quotazione del WTI è salita da 39 \$/bl a 68 \$/bl (+73%). Nell'Eurozona il leggero apprezzamento dell'euro sul dollaro nel corso dell'anno (+6%) ha in Europa leggermente attenuato l'aumento dei prezzi.

L'aumento dei prezzi del greggio è stato guidato in primo luogo dalla forte ripresa dell'economia globale, favorita dalle vaccinazioni di massa. Ne è derivata una forte crescita dei consumi petroliferi, che ha superato le aspettative di inizio anno e soprattutto è risultata maggiore della crescita dell'offerta.

Dal lato dell'offerta un supporto costante alle quotazioni è venuto dalla disciplina mostrata dai Paesi OPEC+ nel rispettare la strategia di estrema cautela nella riduzione dei tagli produttivi decisi ad aprile 2020. Nella prima metà dell'anno a questi si è perfino aggiunto il taglio volontario dell'Arabia Saudita pari a 1 Mb/g, che ha portato a una drastica riduzione delle scorte accumulate nel 2020, portando il prezzo del Brent già oltre i 70 \$/bl a metà anno. Nei mesi successivi la politica di riduzione molto graduale dei tagli produttivi, pari a 400 kb/g a partire da agosto, ha mantenuto un certo supporto ai prezzi, insieme ad alcune interruzioni alla produzione USA (gli uragani Ida e Nicholas che hanno colpito il Golfo del Messico ad agosto e settembre) e alla prospettiva di aumenti della domanda di petrolio in conseguenza della convenienza della sostituzione di olio combustibili al gas nella termoelettrica (per un potenziale stimato pari a 500 kbl/g).

A fine ottobre i prezzi hanno raggiunto i massimi da sette anni, ma poi negli ultimi due mesi dell'anno i nuovi timori di una frenata della domanda per la diffusione della variante Omicron e il rilascio delle riserve strategiche petrolifere da parte degli Stati Uniti (e di altri paesi asiatici) hanno fermato l'ascesa dei prezzi, che tra ottobre e dicembre hanno perso quasi 10 \$/bl (il Brent è passato da 83,5 \$/bl a 74,2 \$/bl).

Con la guerra in Ucraina mercato del greggio in una fase di incertezza con pochi precedenti

All'inizio del 2022 i prezzi del greggio hanno però ripreso una rapida traiettoria ascendente, a seguito da un lato di revisioni al rialzo della crescita della domanda, attesa pari a 3,2 mb/g e tale da portare la mondiale di petrolio a 100,6 mb/g, dunque al di sopra dei 100 mb/g del 2019. Dall'altro, dalla persistenza della strategia OPEC+ di allentamento molto graduale dei tagli produttivi, per di più nemmeno completamente realizzati. Il prezzo del Brent si è dunque avvicinato ai 100 \$/bl già prima dell'inizio della guerra in Ucraina, a dimostrazione di una situazione di tensione indipendente da quest'ultima. Con l'inizio della guerra i prezzi hanno poi iniziato una fase di estrema volatilità, con variazioni fino a 30 \$/bl nell'arco di pochi giorni, a indicare l'enorme incertezza che domina attualmente il mercato.

Crescita della domanda globale già corretta al ribasso di 1/3

Dal lato della domanda vi è però allo stesso tempo un'incertezza crescente circa le prospettive dell'economia globale, tra l'aumento dei prezzi dell'energia e delle materie prime e l'impatto della guerra in Ucraina, che secondo la prima stima della Banca centrale Europea potrebbe arrivare a tagliare di 1,5 punti percentuali la prevista crescita europea. In linea con queste valutazioni, le più recenti previsioni della IEA hanno già tagliato di 1/3 la crescita attesa della domanda, che dunque nel 2022 resterebbe ancora ben al di sotto dei livelli pre-pandemici, attestandosi in media d'anno a 99,7 mb/g (+2,1 mb/g sul 2021).

Enorme incertezza dal lato dell'offerta, tra sanzioni alla Russia e disponibilità produttiva inutilizzata

Dal lato dell'offerta l'incertezza è perfino maggiore, perché l'ipotesi di interruzioni su larga scala della produzione petrolifera russa equivarrebbe a uno shock globale. Secondo la IEA, a partire da aprile potrebbero essere bloccati fino a 3 mb/g della produzione petrolifera russa, ma si potrebbe andare anche oltre in caso di ulteriore escalation delle sanzioni (la Russia è il più grande esportatore di petrolio al mondo, esporta 8 mb/g di prodotti petroliferi grezzi e raffinati). Inoltre, l'OPEC+ sembra restare fermo sulla sua politica di modesti aumenti mensili, e solo Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti disporrebbero di significativa capacità inutilizzata, ma al momento non sembrano intenzionati a intervenire.

Quanto infine alla produzione USA, tornata a scendere a dicembre 2021 di 0,2 Mb/g rispetto a novembre 2021 (a 11,6 Mb/g) è prevista salire a una media di 12,0 Mb/g nel 2022 e poi al nuovo massimo storico di 13,0 Mb/g nel 2023, ben oltre i 12,3 Mb/g del 2019.

In questo contesto di incertezza, l'aspettativa prevalente è che nel breve-medio termine resti dominante una situazione di tensione, tale da supportare i prezzi pur in presenza di un qualche eccesso di offerta come nel più recente scenario disegnato dall'Energy Information Administration (Figura 2-1). I prezzi potrebbero dunque restare ben al di sopra dei 100 \$/bl almeno per tutta la prima metà dell'anno, per poi iniziare a contrarsi.

Figura 2-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni EIA Short-Term Energy Outlook

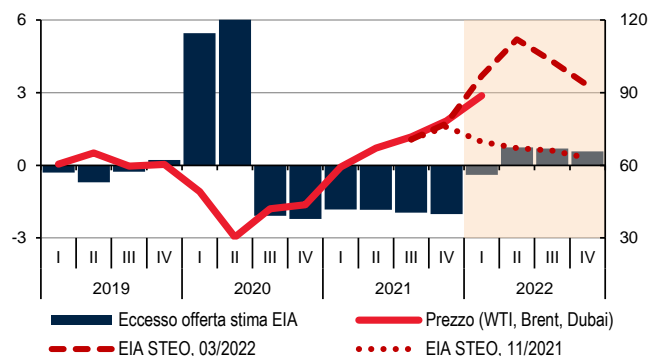
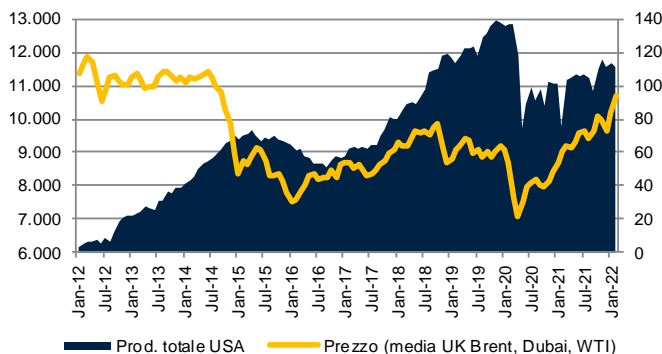


Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx)



Nel 2021 aumenti senza precedenti per i prezzi del gas, fino a valori pari a tre volte i precedenti massimi storici

Il 2021 si è chiuso registrando una media annuale dei prezzi del gas al TTF e al PSV, rispettivamente pari a 46,97 e 46,3 €/MWh, con un aumento del 344% e del 396% rispetto ai 10,57 e ai 9,33 € dell'anno precedente: in sostanza i prezzi sono quasi quadruplicati. La media dell'anno risulta in realtà scarsamente indicativa considerando l'accelerazione registrata nell'ultimo trimestre, introduttiva ai prezzi del tutto fuori scala che si sarebbero poi registrati all'inizio del 2022: 96,05 e 94,4 €/MWh, sostanzialmente il doppio della media annuale.

Anche per quanto riguarda il GNL importato dal Giappone, il prezzo è quadruplicato da 13,2 a 50,6 €/MWh, pure in questo caso con una netta accelerazione nell'ultimo trimestre (media trimestrale pari a 94,3 €). Infine, per quanto concerne l'Henry Hub, il 2021 ha visto "solo" un incremento dei prezzi poco inferiore al raddoppio rispetto all'anno precedente (da 6,9 a 13,2 €/MWh), e con una accelerazione del trend di crescita nell'ultimo trimestre molto più contenuta (media 16,2€): si tratta comunque di livelli mai eccezionali per l'Henry Hub, del tutto equiparabili in sostanza a quelli storicamente normali sulle piazze europea ed asiatica fino al 2020.

Un dato caratteristico del 2021 è che è divenuta più incisiva la correlazione tra i prezzi benchmark delle varie aree regionali, salita al record di 0,93 (da 0,8 del 2019) tra il TTF e il GNL spot asiatico, e a 0,68 (da 0,4 di due anni prima) tra l'Henry Hub e il GNL spot. Si tratta di un fenomeno favorito dai crescenti volumi di carichi spot flessibili per destinazione abbinati a strategie contrattuali sempre più orientate verso criteri di maggiore opzionalità.

Elementi caratterizzanti del 2021: l'incremento di volatilità

Tra gli elementi caratterizzanti dell'anno vi è poi l'aumento altrettanto strutturale della volatilità su tutti i principali mercati: al TTF questa è risultata superiore all'85% in termini di media annuale – oltre il doppio rispetto a quella decennale – fino a toccare punte del 200% nel mese di dicembre; sui mercati asiatici, per il GNL, è stata pari al 90% come media annuale con punte di oltre il 200%; nettamente più bassa all'Henry Hub statunitense, ma comunque pur sempre superiore del 16% alla sua media decennale e con un picco assoluto pari al 25%.

Dall'eccesso di offerta all'eccesso di domanda

Dietro alla dinamica dei prezzi nell'ultimo biennio, oltre a un insieme di fattori anche congiunturali (vedi Analisi trimestrale n.4/2021) vi è il fatto che se nel 2020 si era ancora registrato il paradigma ormai pluriennale di eccesso strutturale di offerta, reso ancora più estremo dalla situazione pandemica, il 2021 ha visto sostanzialmente ribaltarsi questa configurazione del mercato. Il confronto tra domanda ed offerta si è mostrato quasi ininterrottamente in tensione, traducendosi a consuntivo dell'anno nel definitivo consolidamento di una fortissima ascesa dei prezzi, peraltro coerentemente inserita in un complessivo e concomitante processo inflazionistico mondiale che ha coinvolto anche le altre fonti energetiche (petrolio, carbone) e pressoché tutte le materie prime.

Nel primo semestre il forte aumento dei prezzi si è configurato come effetto diretto di quello altrettanto sostenuto della domanda, mentre nella seconda metà dell'anno esso ha retroagito in termini negativi sulla domanda stessa, limitandola: soprattutto nei settori industriali ad alta intensità energetica (fertilizzanti, vetro, acciaio) con produzioni diminuite o sospese, ed anche nelle aree geografiche a maggiori consumi (come quella industriale cinese a partire da settembre). Ciò si è infatti tradotto in una riduzione delle stime IEA sui consumi, inizialmente fissate al 7% - relativamente alla prima metà dell'anno – per poi essere ridotte fino al consuntivo 4,6% finale, il doppio del calo subito nell'anno precedente.

Aumento degli spread tra le varie aree geografiche

All'aumento dei prezzi del gas si è poi accompagnato nell'anno anche un incremento degli spread tra le varie principali piazze continentali. Quello tra Asia ed Europa (GNL/TTF), è risultato pari in media a 8 €/MWh, ma con valori mensili estremamente erratici, fortemente positivi a gennaio, ottobre e novembre e poi addirittura nettamente negativo in dicembre. In sostanza, per quasi tutto il 2021 e soprattutto nei mesi invernali il gas ha trovato una corsia preferenziale verso i mercati asiatici grazie a prezzi maggiori, tranne che nel mese conclusivo di dicembre quando i prezzi relativi tra Europa ed Asia si sono ribaltati, confermandosi in tale configurazione anche all'inizio del 2022. In sostanza, il 2021 ha fatto registrare un marcato e duraturo incremento del prezzo relativo del gas sui mercati asiatici rispetto a quelli europei.

Quanto allo spread tra il TTF e l'Henry Hub, è più che decuplicato passando da una media annuale 2020 pari a 3,3 €/MWh ad una nel 2021 pari a 35,7 €, con una netta accelerazione nell'ultimo trimestre (media pari a 80,3 €).

Figura 2-3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)

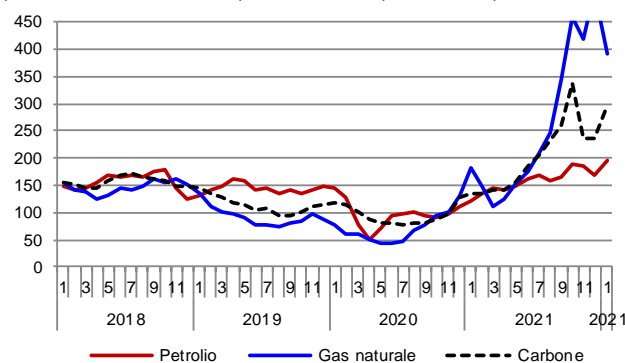
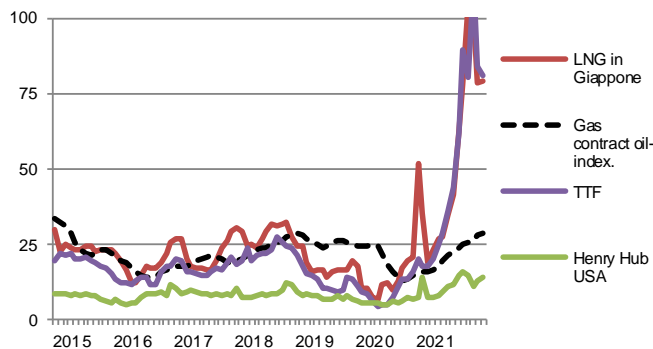


Figura 2-4 - Prezzi del gas sui principali mercati (€/MWh)



Storica divaricazione tra i prezzi spot e i contratti indicizzati

Per quanto riguarda il rapporto tra i prezzi spot e quelli dei contratti indicizzati al prezzo del petrolio, il 2021 si è chiuso confermando ed anzi estremizzando nel corso del secondo semestre lo spread positivo venutosi a determinare sul finire del 2020 dopo quello opposto (negativo) perdurato nel biennio precedente e l'andamento altalenante degli anni prima. La divaricazione è stata essenzialmente dovuta al fatto che i contratti indicizzati incorporavano un andamento del petrolio relativo al primo semestre relativamente "tranquillo" rispetto all'impennata dei prezzi del gas avvenuta già in quel periodo.

Annullamento degli spread stagionali

Nel 2021 si è evidenziata la compressione dei differenziali stagionali dei prezzi forward nei contratti a termine: scesi in Europa da quasi 1,8 \$/Mmbtu del 2020 ad appena 0,15 \$ nell'estate 2021 e all'Henry Hub da 0,9 \$ a 0,13. L'appiattimento della curva dei prezzi nel corso dell'anno è effetto e sintomo della scomparsa delle normali oscillazioni stagionali della domanda: anche nei mesi più caldi, questa è sempre rimasta sostenuta per accumulare stoccaggi precauzionali in vista dei mesi freddi successivi.

Stoccaggi in costante deficit su valori negativi record

Nel corso dell'intero 2021 gli stoccaggi europei si sono mantenuti costantemente inferiori sia alle proprie medie storiche stagionali sia ai corrispondenti valori dell'anno precedente. Il tasso di riempimento medio annuale si è collocato appena su livelli del 53,3% contro il 78,3 del 2020 (circa 1/3 in meno) ed il 71,7% del 2019. Questo deficit ha cominciato a formarsi fin dall'inizio dell'anno per poi mantenersi fino alla fine acutizzandosi in particolare nella parte centrale dell'anno (nella fase che vede tradizionalmente prevalere le iniezioni sui prelievi). In particolare, fin dall'inizio dell'anno termico (ottobre) e per l'intero ultimo trimestre, il tasso di riempimento si è collocato a livelli (pari al 69,7%) nettamente inferiori a quelli dei due anni precedenti (89,4 e 94,7% rispettivamente nel 2020 e 2019) ed al range della propria media quinquennale.

Prospettive di breve periodo

Il 2021 ha sancito il venir meno dei tradizionali differenziali stagionali dei prezzi tra estate e inverno. Nella prima parte dell'ultimo trimestre i contratti futures – sensibili a previsioni relative al meteo di medio termine, all'andamento domanda-offerta e a quello delle scorte – mostravano per consegne relative all'inverno 2021-2022 un andamento ricalcante i prezzi spot, indicando con ciò previsioni di probabili ulteriori aumenti, quali si sono poi effettivamente verificati nei primi mesi del 2022; allo stesso tempo, tuttavia, i contratti per consegne successive all'inverno registravano viceversa prezzi sensibilmente inferiori, delineando quindi attese di mercato di un loro raffreddamento. Nel mese di dicembre, tuttavia, anche i contratti futures relativi a due trimestri successivi hanno mostrato un'impennata, suggerendo una modificazione delle aspettative nel senso di un previsto prolungamento delle tensioni di mercato anche oltre l'inverno successivo. In sostanza si può ipotizzare che nelle attese degli operatori vengano progressivamente incorporati effetti dei fattori strutturali di medio- lungo termine, considerati in grado di prevalere anche su quelli, pur compensativi, di natura congiunturale. Tra questi, lo "scoperto di investimenti" nell'upstream creato dal repentino cambio di paradigma dello sbilancio tra domanda e offerta; le strozzature tecniche, produttive, logistiche create da una transizione energetica dalla velocità non prevedibile; gli effetti di retroazione della transizione stessa, ossia il trade-off tra gli investimenti in quest'ultima e quelli in upstream (incentivati dalla domanda ma allo stesso tempo in contrasto rispetto agli obiettivi di

decarbonizzazione); infine, elemento più recente ma divenuto ormai preponderante, il completo stravolgimento di consolidate strutture di approvvigionamento e diversificazione per ragioni geopolitiche, con la sostanziale sterilizzazione dei contributi di Paesi determinanti (Russia in primis), in molti casi – come per l'Italia – principali fornitori e dunque con un forte impatto anche in termini di sicurezza su prospettive temporali che non si annunciano brevi. Tutti questi fattori, la conflittualità tra essi stessi, l'incertezza da cui sono gravati e che a loro volta contribuiscono ad alimentare, si sono riverberati anche sulle strategie di mercato di breve termine portando ad approdare su una logica generalizzata di "accaparramento precauzionale", perlomeno su orizzonti di medio termine: con un andamento dei prezzi che pur nella forte volatilità resta improntato a una marcata facilità di crescita e ad una altrettanto marcata difficoltà di diminuzione, dunque in un trend crescente.

Figura 2-5 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

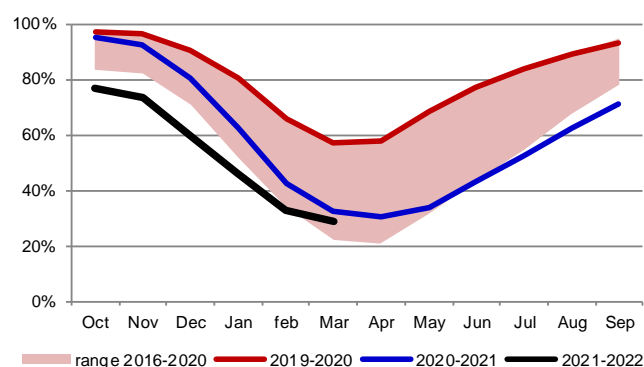
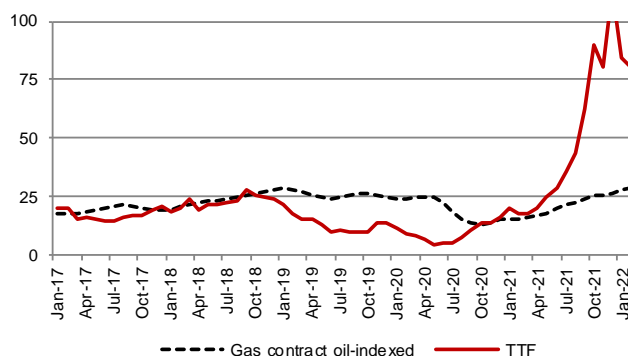


Figura 2-6 – Prezzo del gas al TTF e proxy dei contratti indicizzati al petrolio (€/MWh)



Minor competitività economica del gas con ritorno degli switch sul carbone

Altro effetto tangibile e generalizzato dell'incremento sostanziale dei prezzi del gas è stata la diminuzione della sua competitività economica, in particolare rispetto al carbone, aumentato anch'esso in termini assoluti ma meno in termini relativi: anche sotto questo profilo si è realizzato un ribaltamento della situazione del 2020, allorché i prezzi del gas ai minimi storici, uniti alla sua minor intensità carbonica (e quindi al suo minor costo implicito in termini di diritti di emissione) avevano determinato massicce campagne di switch dal carbone in quasi tutte le principali aree: negli Stati Uniti, in Europa, e in diversi mercati asiatici, Cina in primis. Il 2021 ha visto invece il ritorno del ricorso al carbone un po' ovunque, sebbene con intensità e tempistiche diverse: negli Stati Uniti lo switch si è verificato in modo netto già a partire dal mese di dicembre 2020, per poi caratterizzare l'intero 2021 con una crescita stimata del consumo di carbone del 19% a fronte di un calo del 3% nel gas; in Europa il passaggio è avvenuto più tardi, nella seconda parte dell'anno, portando a un incremento della generazione a carbone pari all'11% a fronte di una diminuzione di quella a gas per l'1%.

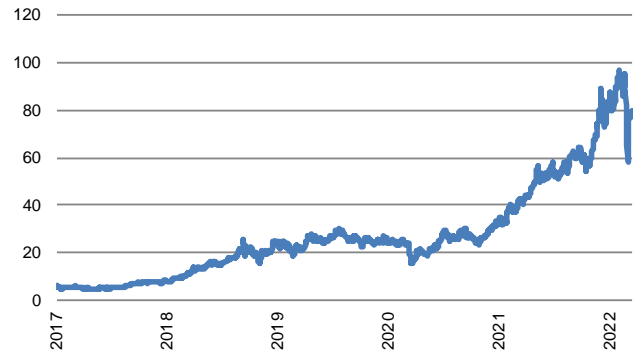
Mercato ETS : nuovi record nel 2021 su tutti i frame temporali. Effetti sullo switch tra gas e carbone.

Il 2021 ha visto entrare a regime sul mercato ETS l'inasprimento del tasso di riduzione lineare annuale dei tetti alle emissioni al 2,2% dal precedente 1,7%, corrispondente in termini assoluti a circa 55 milioni di quote; mentre nell'ultima proposta di Direttiva europea già si è ipotizzato, per il futuro, di portare il suddetto tasso fino al 4,2% (sostanzialmente quasi un raddoppio della velocità di abbattimento).

La media annua del 2021 si è attestata a 53,55 €, con un incremento del 116,4% rispetto ai 24,75 del 2020. Si tratta del nuovo record storico. Sono stati registrati i nuovi record anche a livello trimestrale (nell'ultimo trimestre: 68,4€) e mensile (a dicembre: 79,7 €). Il record assoluto giornaliero è stato toccato l'8 dicembre ad 88,87 €.

Lo switch tra gas e carbone avvenuto in una molteplicità di Paesi nel corso del 2021 è proceduto in modo pressoché parallelo alla contestuale crescita dei prezzi dei diritti di emissione. Questi ultimi, pur partendo da valori di per sé già molto elevati (in quanto riduci da un trend rialzista pluriennale) non si sono quindi dimostrati inizialmente in grado di impedire l'avvio dello switch, ossia in grado di compensare l'incremento del prezzo relativo del gas rispetto al carbone "abbattendo" il prezzo implicito del primo rispetto al secondo in ragione della minor intensità carbonica. Il crescente ricorso al carbone – e le connesse maggior emissioni - hanno tuttavia determinato un progressivo incremento della domanda di diritti a scopo di copertura, provocando nel corso dell'anno un'accelerazione dei prezzi di questi ultimi che, anche alla luce dei primi mesi 2022, sembra aver trovato un plateau almeno di medio periodo in area 80-90 €. Si può pertanto ipotizzare che questo livello sia stato in grado di creare un equilibrio tra il minor prezzo (assoluto e relativo) del carbone rispetto al gas e la sua maggior intensità carbonica, ossia di equiparare la competitività economica ed ambientale tra le due fonti.

Figura 2-7 - Prezzo dei permessi di emissione (€/ton)



2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

Dai principali driver decisa spinta all'aumento della domanda di energia nel 2021, per l'impulso positivo proveniente dalla ripresa delle attività economiche e produttive e dal clima

Nel 2021 i principali driver dei consumi energetici hanno fornito un netto impulso all'aumento alla domanda di energia: il Superindice ENEA, che li sintetizza⁵, è stimato infatti superiore di quasi l'8% rispetto all'anno precedente. Si ricorda come nel 2020 il Superindice fosse diminuito di oltre otto punti percentuali sul 2019, in primis per la riduzione di PIL e produzione industriale, ma anche per il clima più mite (si veda Analisi Trimestrale 1/2021).

In termini di componenti, nell'arco dell'intero 2021 l'impulso più deciso alla ripresa dei consumi è venuto dalle variabili economiche (Figura 2-8): PIL e produzione industriale sono infatti cresciuti rispettivamente di quasi il 7% e del 12% rispetto al 2020, dopo i cali a doppia cifra dell'anno precedente.

Anche il fattore clima ha fornito un impulso positivo, date le temperature complessivamente più rigide dei mesi invernali (rispetto al mite 2020), che hanno spinto l'aumento dei consumi di energia per il riscaldamento degli ambienti.

Solo i prezzi dell'energia hanno fornito un impulso negativo, sebbene di impatto minore.

Sebbene abbiano fatto registrare variazioni tendenziali positive in tutti e quattro i trimestri dell'anno, le variabili guida ha spinto i consumi in particolare nel II trimestre, quando l'aumento tendenziale del Superindice è stato del 25%, per i risultati particolarmente positivi dell'industria e del PIL (che si confrontavano con i minimi della primavera 2020, quella maggiormente colpita dalla pandemia). Il Superindice era stato positivo anche nel I trimestre (+4% tendenziale), e ha continuato ad esserlo anche nella seconda metà dell'anno (oltre il +3% tendenziale): nel III trimestre per la fase ancora espansiva dell'economia e il risultato positivo dell'industria, nel IV grazie anche al clima che ha compensato il minore contributo dell'industria (sempre positivo, ma in attenuazione).

PIL in deciso aumento sul 2020 (+6,6%), ma il recupero sul 2019 non è completo; in decelerazione nella II parte dell'anno.

Secondo i dati ISTAT (marzo 2022), il PIL nel corso del 2021 è cresciuto di circa il 6,6% sull'anno precedente (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2015). Dopo la variazione trascurabile dei primi mesi dell'anno, il PIL è poi cresciuto in modo deciso nel II trimestre, +18% (dati grezzi), l'aumento tendenziale più deciso mai registrato, sostenuto da ripresa dei consumi (Figura 2-9).

Anche nel III trimestre il PIL è cresciuto di quasi il 4%, grazie alla domanda interna e alla componente estera; in decisa espansione il settore dei servizi, ancora progressi nell'industria. Secondo la nota mensile ISTAT di marzo, nel IV trimestre del 2021 il PIL nazionale ha fatto registrare la quarta variazione congiunturale positiva dell'anno (+0,6%), per l'apporto positivo della domanda interna (+0,7%) e delle scorte (+1,1%), parzialmente compensato da quello negativo della domanda estera netta (-1,2%) per il deciso aumento delle importazioni.

In termini tendenziali la crescita dell'ultimo trimestre dell'anno è stata del 6,2% (dati destagionalizzati e corretti per effetto di calendario, +5,6 il dato grezzo), con un ribasso delle stime precedente. La variazione acquisita per il 2022 è pari a 2,3%. Nello stesso periodo il PIL dell'area Euro è cresciuto dello 0,3% su base congiunturale (+4,6% in termini tendenziali), + 0,7% in Francia, - 0,3% in Germania.

Riguardo la valore aggiunto settoriale è stata particolarmente forte la ripresa dell'industria manifatturiera (+13%, dopo il -

11% del 2020), delle costruzioni (+21% sul 2020, quando era calato del 6%) e dei servizi (+5%, dopo il -8% del 2020).

Nell'ultimo trimestre si registrano variazioni decisamente positive per le costruzioni e le attività artistiche, di intrattenimento e degli altri servizi (+4% congiunturale), come anche dei servizi di informazione e comunicazioni (+2,4%), mentre è divenuta più modesta la crescita dell'industria in senso stretto (+0,4%).

In un'ottica di più lungo periodo, nonostante la decisa ripresa, alla fine del 2021 il PIL è ancora inferiore di circa il 3% rispetto ai livelli pre covid del 2019, e di quasi il 7% rispetto ai livelli precedenti la crisi del 2008 (a fine 2020 il gap era del 12%), tornando d'altro canto sopra i minimi del 2014 (+2%), dopo che nel 2020 era sceso sotto tale soglia (-4%).

Figura 2-8 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (var tendenziale, asse sx, e indice 2008=100, dx)

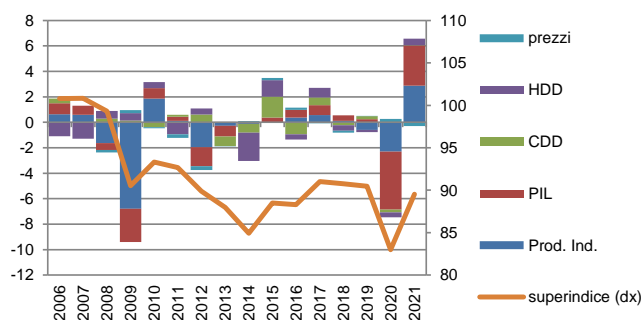


Figura 2-9 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

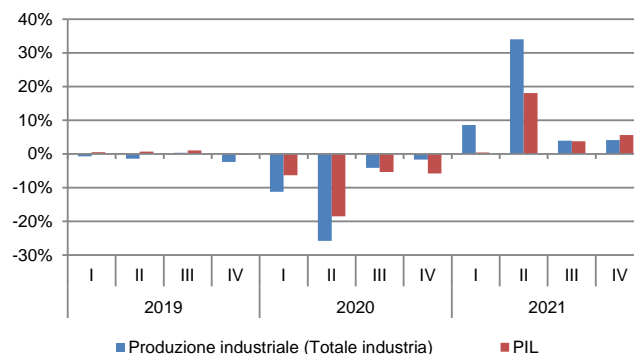
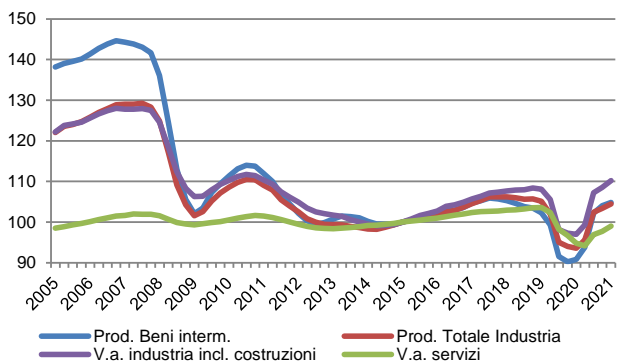


Figura 2-10 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)



⁵ Il Superindice ENEA è un indice composito che combina l'evoluzione di PIL, produzione industriale, gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, prezzi dell'energia, utile per misurare il grado di

disaccoppiamento tra l'evoluzione dei consumi energetici e quello dei driver.

Rimbalzo della produzione industriale nel 2021 (+11,6%), in recupero quasi completo sui livelli pre covid. Incertezza e caro prezzi energia incidono già negativamente sul 2022

Nel 2021 l'indice della produzione industriale è cresciuto dell'11,6% rispetto al 2020 (dati grezzi), quando era diminuito dell'11% sull'anno precedente, in recupero quindi quasi completo rispetto ai livelli di attività pre covid (resta inferiore di meno dell'1% sul 2019). Per i soli beni intermedi la variazione positiva è stata anche maggiore (+15% sul 2020), tanto che sono stati superati i livelli 2019.

Dopo il +9% del I trimestre (per il dato di marzo, +42%) e il forte rimbalzo del II trimestre (+34% sullo stesso periodo del 2020, quando era diminuita del 26% rispetto all'anno prima), anche nella II parte dell'anno la produzione industriale totale è in aumento, seppur in modo meno sostenuto: +4% tendenziale, fino a livelli anche leggermente superiori alla seconda metà del 2019 (+1%). Nella seconda metà dell'anno la produzione industriale italiana avrebbe quindi proseguito sul trend di crescita, ma ad un passo meno sostenuto, in parte per un fisiologico rallentamento, in parte per l'emergere di fattori limitativi della produzione, tra cui la scarsità di alcune componenti e materie prime (in particolare negli ultimi mesi dell'anno) e l'aumento dei prezzi.

Nel primo bimestre 2022 l'impatto del caro energia ha infatti iniziato a incidere sul risultato dell'industria nazionale, che dopo il -0,8% di gennaio (var. congiunturale, dati ISTAT), risulterebbe in contrazione anche a febbraio (-0,3% su gennaio, dati CSC indagine rapida del 5 marzo), portando la variazione acquisita per il I trimestre a -1%. Secondo la nota CSC, a febbraio il PMI della manifattura si è confermato sui livelli di gennaio (58,3 punti), il più basso da febbraio 2021. Con il precipitare della crisi internazionale l'evoluzione dell'economia italiana è ora divenuta massimamente incerta. Già a febbraio l'ISTAT stimava che gli effetti dello shock dei prezzi energetici potrebbe portare ad un calo del PIL di circa 0,7 p.p. rispetto a quello stimato in uno scenario base.

Deciso impulso positivo alla domanda di energia anche dal clima, in particolare nella prima metà dell'anno

Nel 2021 il fattore climatico ha fornito un impulso positivo all'aumento della domanda di energia, sia di raffreddamento nei mesi estivi che di riscaldamento in quelli freddi.

Date le temperature dei mesi estivi complessivamente più elevate rispetto ai rispettivi del 2020, l'andamento dei Cooling degree days (CDD) ha favorito l'aumento dei consumi elettrici per il raffreddamento degli ambienti. L'andamento degli Heating degree days (HDD) ha agito in maniera anche più decisa dei CDD, spingendo in particolare i consumi di gas sulle reti di distribuzione per il riscaldamento degli ambienti. La spinta sarebbe stata particolarmente decisa nei primi mesi dell'anno, date le temperature di gennaio e febbraio più rigide di circa un grado rispetto agli stessi mesi 2020 (il 2020 e il 2016 siano stati i due anni più caldi mai registrati). Anche nel II trimestre le temperature di aprile e maggio, decisamente più rigide rispetto allo stesso bimestre dell'anno prima (di circa due gradi), avevano inciso in modo importante sui consumi. Più modesta la spinta comunque positiva nell'ultimo trimestre, per il dicembre più rigido del dicembre 2020.

Nel 2021 prezzi dell'energia ben oltre i livelli pre covid su un trend di forte rialzo che li spinge oltre i massimi storici

Diversamente da quanto detto per le altre componenti, l'aumento del prezzo delle commodity energetiche ha invece fornito una spinta negativa sulla domanda di energia, anche se decisamente inferiore rispetto a quella positiva proveniente dalla ripresa delle attività economiche e produttive, per la più ridotta elasticità dei consumi di energia ai prezzi, almeno nel breve periodo.

Dopo una prima metà dell'anno di variazione congiunturale del 5% (ma più marcata in termini tendenziali: -2% nel I trimestre, +19% nel II), nella seconda parte del 2021 i prezzi hanno continuato ad aumentare a ritmi più sostenuti: il balzo dei prezzi di gas ed elettricità all'ingrosso, che nella prima parte dell'anno si era trasferito sui prezzi al dettaglio solo in parte, si è infatti fatto sentire in modo deciso nel II semestre.

Tra luglio e settembre i prezzi di gas, elettricità e gasolio sono infatti aumentati, in media, di quasi il 10% in termini congiunturali, e di oltre il 30% rispetto allo stesso periodo del 2020. Nel IV trimestre l'aumento congiunturale medio è stato addirittura del 16% (+41% in termini tendenziali), per gli incrementi, rispetto al trimestre precedente, del 25% per il petrolio, del 44% per il gas, del 55% per l'elettricità.

In riferimento all'intero 2021, il prezzo dell'elettricità è quindi complessivamente risultato del 30% superiore rispetto a quello medio del 2020, mentre per il gas e petrolio gli incrementi sono stati rispettivamente del 22% e 13%.

La rapida e decisa ripresa del 2021 ha portato a fine anno i prezzi delle commodity su livelli anche più elevati di quelli pre covid di fine 2019 - inizio 2020 (Figura 2-12), di circa il 30% per il gas (97 c€/mc nel IV trimestre, oltre il massimo storico di inizio 2013), del 47% per l'elettricità (quasi 30 c€/kWh, +30% sul massimo storico di fine 2018), del 10% per il gasolio (1,6 €/l).

Il caro energia è poi proseguito nella prima parte dell'anno in corso, e le tensioni geopolitiche recenti rischiano di ampliarne la portata. Secondo i dati ARERA, infatti, il prezzo medio dell'elettricità al consumatore finale medio è aumentato in aumento ancora nel I trimestre 2022, attestandosi addirittura sui 46 c€/kWh, con un incremento congiunturale del 55% (come quello del IV trimestre 2021), mentre per il gas l'aumento congiunturale è stato del 42% (a 137 c€/mc).

Figura 2-11 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2021 e del 2020 (gradi, asse sin) e variazione 2021/2020 (gradi, asse dx)

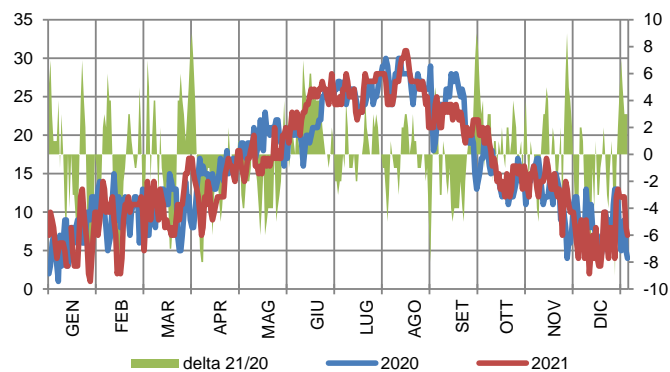
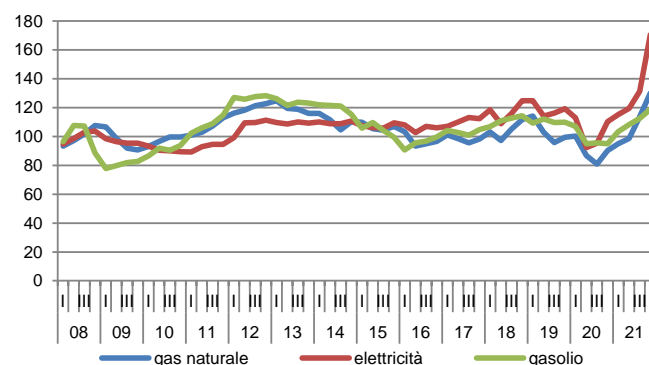


Figura 2-12 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Nel 2021 deciso rimbalzo della domanda di energia primaria, +8% sul 2020, ma il "recupero" sul 2019 non è completo

Secondo le stime ENEA nel 2020 il fabbisogno di energia primaria⁶ è stato pari a circa 167 Mtep, in crescita di oltre l'8% rispetto ai 154 Mtep del 2019. Quasi il 60% della crescita è maturata nel II trimestre dell'anno, durante il quale i consumi energetici sono aumentati di circa 7 Mtep (+24%) rispetto ai livelli minimi della primavera del 2020, quella maggiormente interessata dalle misure restrittive su mobilità ed attività produttive per il contenimento della I ondata pandemica. Escludendo i primi tre mesi dell'anno, di variazione solo marginale, anche nella seconda parte dell'anno la domanda di energia è cresciuta, seppur a ritmi meno sostenuti rispetto ai mesi primaverili: del 7% nel III trimestre, del 6% nel IV (entrambi in termini di variazioni tendenziali).

Rispetto ai livelli del 2019, i consumi energetici a fine 2021 risulterebbero tuttavia ancora inferiori di quasi 2 punti percentuali, sebbene siano stati "recuperati" già 12 Mtep dei 15 Mtep di riduzione del 2020, quando la domanda di energia era diminuita di oltre il 9% rispetto al 2019.

In una ottica di più lungo respiro (Figura 3.1), dopo la lunga fase di riduzioni della domanda iniziata alla metà del primo decennio del secolo, durante il quale la domanda di energia dai livelli massimi del 2005 (198 Mtep) è diminuita di oltre 30 Mtep (soprattutto negli anni della recessione iniziata nel 2009), dal 2015 il sistema energetico nazionale si è poi mosso su una traiettoria di moderata ripresa fino a superare i 171 Mtep a fine 2018, spinto dalla ripresa di PIL ed attività industriale. Con il rallentamento della crescita dell'economia la domanda di energia già nel 2019 faceva registrare una variazione negativa (rispetto al 2018), seppur marginale, prima del crollo del 2020. Nonostante la netta ripresa del 2021, a fine anno il fabbisogno di energia risulta ancora nettamente inferiore rispetto ai livelli del 2005 (di oltre il 15%), e poco sopra i livelli minimi del 2014, dopo che la pandemia li aveva spinti nettamente al di sotto di tale soglia (oltre 10 Mtep).

Dalla Figura 3-1 emerge anche come il crollo dei consumi di energia del 2020 sia stato più deciso di quanto osservato nel 2009 (dato il crollo dei consumi nei trasporti, si veda oltre), quando la riduzione fu del 6% sull'anno precedente.

Ripresa dei consumi in linea con le variabili guida

L'evoluzione dei consumi di energia nel 2021, come d'altronde anche nel 2020, è stata quasi perfettamente in linea con l'andamento dei principali driver della domanda, sintetizzati nel Superindice ENEA, che risulta infatti in aumento di poco meno dell'8% rispetto al 2020 (Figura 3.2).

Nel 2020 il calo dei consumi era stato leggermente maggiore del calo del Superindice (-9% i consumi, -8% il Superindice): sia per il 2020 che per il 2021 il leggero divario tra le due variabili è spiegabile con l'andamento dei volumi di traffico (rappresentato solo in modo indiretto nel Superindice ENEA), che nel 2020 ha subito un calo molto più deciso di quello del PIL e della produzione industriale, e d'altra parte nel 2021 ha invece avuto un rimbalzo maggiore.

Il Superindice ENEA è utile anche per effettuare una proiezione dei consumi di energia nell'ipotesi di perfetto allineamento con l'andamento delle variabili guida, dunque in assenza di cambiamenti "strutturali" in grado di ridurre i consumi. Dal confronto tra questa proiezione e i dati effettivi si può quindi dedurre una stima di massima delle riduzioni dei consumi di

energia legate a fattori non congiunturali, ovvero all'insieme di fattori "strutturali" (efficienza energetica, riduzione di domanda di servizi energetici, cambiamenti dell'economia in direzione meno energivora, Figura 3.3). Per l'ultimo decennio questa riduzione si può quantificare in circa 14-15 Mtep, circa 1 Mtep all'anno in media. Il disaccoppiamento tra economia ed energia è stato però maggiore nella prima metà del decennio scorso, poi più ridotto nella seconda parte, in concomitanza con la ripresa dell'economia. Nel 2020 si è registrato un nuovo incremento del divario tra le due curve, imputabile principalmente al calo dei consumi petroliferi per il crollo dei volumi di traffico (sia terrestre che aereo), ma parte di questo miglioramento è poi stato riassorbito nel 2021.

Figura 3.1 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sx), e var. su anno precedente (asse dx, %)

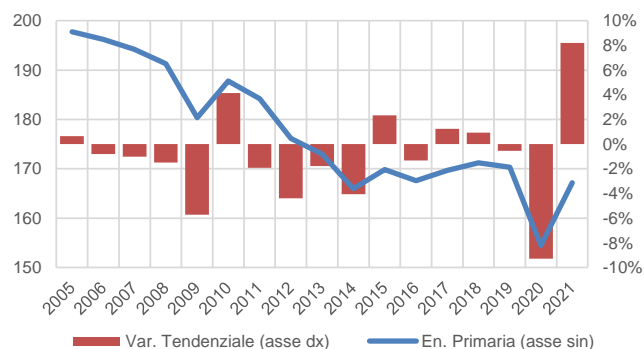


Figura 3.2 – Consumi finali di energia e Superindice ENEA delle variabili guida (variazione su anno precedente, %)

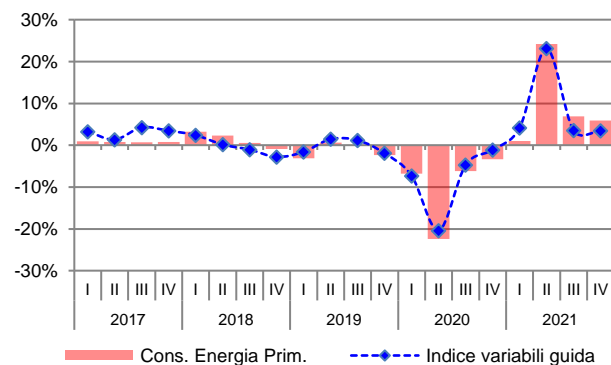
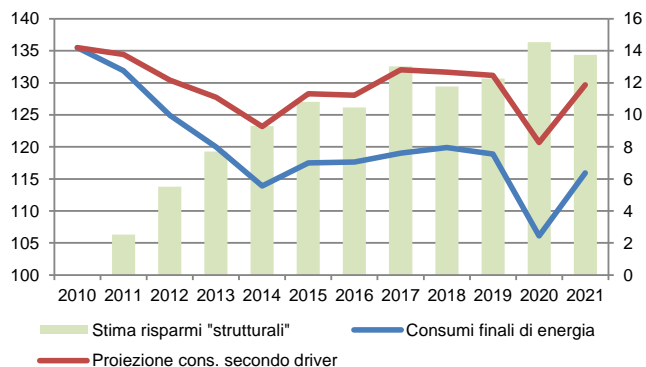


Figura 3.3 - Consumi finali di energia, dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx)



⁶ Fabbisogno calcolato secondo la metodologia del Bilancio Energetico Nazionale, diversa dalla metodologia utilizzata per i bilanci Eurostat.

Torna a crescere l'intensità energetica del PIL: ripresa dei consumi più sostenuta di quella economica

La ripresa dei consumi di energia stimata per il 2021 risulta lievemente più sostenuta di quella dell'economia (PIL +6,6% sul 2020, dati grezzi, si veda par. 3.2): ne deriva un incremento dell'intensità energetica del PIL rispetto ai livelli del 2020 superiore al punto percentuale. Nel corso del 2020 l'intensità energetica si era ridotta rispetto all'anno precedente, peraltro in misura contenuta (meno di mezzo punto percentuale sul 2019): il crollo dei consumi energetici era stato infatti solo in minima misura più marcato di quello del PIL (-8,9% sul 2019). Si sottolinea tuttavia come l'aumento dell'intensità energetica del 2021, così come la modesta contrazione del 2020, siano in buona parte attribuibili all'andamento altalenante della domanda di energia nei trasporti e nell'industria. Sia i volumi di traffico che l'indice di produzione industriale sono infatti diminuiti più del PIL durante la pandemia, sono invece aumentati di più nel 2021.

Nel 2019 il calo modesto dei consumi era avvenuto a fronte di una crescita del PIL, seppur marginale (+0,3% sul 2018), portando a una riduzione dell'intensità energetica di circa 1 p.p. sull'anno precedente, dopo gli anni 2015-18 di variazioni complessivamente trascurabili e il precedente trend di riduzione dal 2005 al 2014 (-1% medio annuo, Figura 3.4).

In forte ripresa petrolio, gas (al massimo decennale) e import elettrico; in aumento anche i solidi, stazionarie le FER

Nel 2021 la domanda di energia è stimata complessivamente in aumento di oltre 12 Mtep rispetto al 2020; di questi, il 40% è imputabile alla maggiore richiesta di petrolio, un terzo circa al gas, quasi il 20% alle importazioni di elettricità, il resto a solidi e rinnovabili (Figura 3.5).

Più nel dettaglio, la domanda di petrolio è salita a poco più di 53 Mtep, 5 in più rispetto al 2020 (+10%): dopo il risultato ancora negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 8% tendenziale) e il forte rimbalzo del II trimestre (+34%), i consumi di petrolio sono aumentati anche nella seconda parte dell'anno, seppure a ritmi meno sostenuti (oltre il 7% nel III trimestre, +13% nel IV).

I consumi di petrolio del 2021 risultano comunque ancora ampiamente inferiori ai livelli pre-covid (-5 Mtep), avendo recuperato solo circa la metà della riduzione registrata nel corso del 2020 (-10 Mtep sul 2019, meno 17%).

Prima del 2020 si era registrato un lieve calo della domanda di petrolio anche nel 2019 (-1% sull'anno precedente), dopo il deciso incremento del 2018 e le variazioni complessivamente marginali del triennio 2015-2017, che avevano fatto seguito alle forti contrazioni sia della I metà del decennio (Figura 3.5).

Anche la domanda di gas nel 2021 è risultata in notevole crescita nel 2021 (+4 Mtep sul 2020, +7%): dopo le variazioni tendenziali positive del I trimestre (+1 Mtep, +5%, principalmente per il clima) e del II trimestre (+2 Mtep, +21%, sia per il fattore climatico che per la ripresa delle attività produttive e la produzione elettrica) e il calo del III trimestre (-4%, per il calo nella termoelettrica, dato il forte incremento delle importazioni), anche nel IV trimestre si registra un incremento deciso, oltre l'8% tendenziale (+1,4 Mtep, principalmente per la termoelettrica, ma anche il clima).

Il dato complessivo del 2021 (oltre 62 Mtep) rappresenta il valore più alto dal 2011, e configura pertanto un pieno recupero della domanda di gas, che risulta superiore di 1,5 Mtep rispetto al 2019 (+2,4%). Nel 2020 la riduzione della domanda di gas era stata superiore al 4% (-2,7 Mtep), sia per il minore ricorso nella generazione termoelettrica sia per la minore richiesta negli usi diretti (-4%, per il clima e per il risultato dell'industria). In forte ripresa anche le importazioni nette di elettricità, nel 2021 pari a circa 9,5 Mtep, oltre il 30% superiori rispetto al 2020 (quando erano fortemente diminuite sul 2019, meno 15%): la decisa ripresa dei primi nove mesi dell'anno (+3 Mtep, +66% tendenziale) è stata solo in parte ridimensionata dal calo del IV

trimestre, in primis per le manutenzioni al parco nucleare francese.

Per quanto riguarda le rinnovabili, si stima per il 2021 un marginale incremento sul 2020, legato esclusivamente alle rinnovabili termiche (le cui stime tempestive sono però approssimative), mentre per le FER elettriche la variazione sull'anno precedente è praticamente nulla, dopo il lieve incremento del 2020 (1%), che aveva fatto seguito alle variazioni positive più decise del 2019 (+3%) e del 2018 (+10%) e il risultato complessivamente negativo del triennio ancora precedente (si veda oltre).

I consumi di combustibili solidi (cioè carbone e biomasse non rinnovabili) nel 2021 sono invece stimati in aumento rispetto al 2020 di circa mezzo Mtep (+10%, a quasi 6 Mtep), un risultato maturato in particolare nel III trimestre per il maggior ricorso negli usi termoelettrici (si veda oltre). Nonostante l'aumento tendenziale, il ricorso ai solidi nel 2021 è stato comunque decisamente inferiore rispetto ai livelli pre-covid del 2019, di circa il 15%. Nel 2020 per i solidi si registrava infatti una netta riduzione sull'anno precedente, superiore al 20%, in linea con il calo del 2019 ed in accelerazione rispetto al meno 10% medio del triennio precedente. La quota di solidi nel mix energetico a fine 2021 è inferiore al 4%, ed uguale al peso del 2020. Si è arrestato quindi il trend di riduzione registrato negli ultimi anni, dall'8,5% medio della prima metà del decennio scorso fino al 5% del 2019, al 4% del 2020, per il phase out nella generazione elettrica. A tale riguardo elementi di preoccupazione per il breve periodo sono rappresentati da un possibile incremento del ricorso ai solidi nella generazione elettrica per far fronte alle aspettative di minori importazioni di gas dalla Russia (si veda oltre).

Figura 3.4 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)

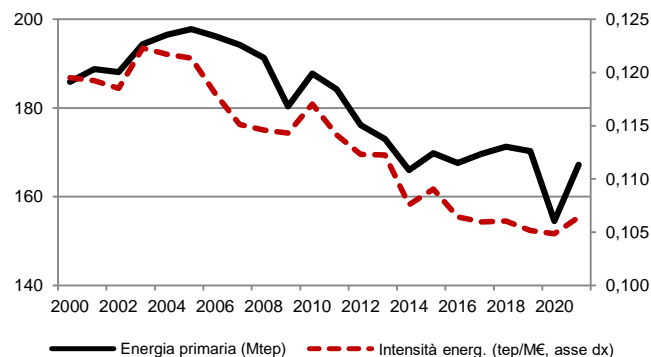


Figura 3.5 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



In deciso aumento il ricorso ai combustibili fossili (+10 Mtep sul 2020), che coprono il 73% del fabbisogno annuo del 2021

Le fonti fossili nel 2021 sono stimate complessivamente pari a circa 122 Mtep e rappresentano il 73% del fabbisogno di energia primaria dell'anno. Nonostante in valore assoluto i consumi di combustibili fossili siano aumentati in modo considerevole rispetto al 2020 (+10 Mtep), in termini relativi il loro peso nel mix energetico è cresciuto in maniera marginale rispetto ai livelli del 2020 (quando rappresentavano il 72,6% del fabbisogno annuo, il minimo storico; Figura 3.6), per la forte crescita dell'import elettrico (+33%). Rispetto alla quota coperta nel 2019 (circa 74,3%), nel 2021 il ricorso ai combustibili fossili risulta quindi comunque in riduzione, di oltre 1 p.p..

Dall'87,5% medio del periodo 2000-2007 la quota di fossili è scesa fino al 73,3% nel 2014, poi nel successivo triennio 2015-'17 si è invece assistito ad una risalita fino al 76,4% (Figura 3.6), sulla spinta di fattori di natura congiunturale (clima, calo delle importazioni ed idroelettrico ai minimi). La successiva riduzione del 2018 (due punti percentuali in meno rispetto al 2017) sembra quindi soprattutto il risultato del superamento di quei fattori che ne avevano precedentemente favorito la crescita, come testimonia il dato 2019, solo in marginale calo rispetto al 2018.

La risalita del peso del gas negli anni 2015-2017, insieme al trend sostanzialmente stabile del petrolio, aveva già portato il gas nel ad essere la prima fonte del Paese (quasi 4 Mtep in più dei consumi di petrolio nel 2017). Il crollo dei consumi di petrolio nel 2020 ha poi rafforzato la posizione del gas, arrivato a quota 37,5% circa, sei p.p. in più rispetto al peso del petrolio. Nel 2021 il divario tra le fonti è tornato a ridursi (a circa 5 p.p), perché l'aumento dei consumi di gas è stato meno deciso di quello del petrolio, sia in termini relativi che in assoluto.

Nel 2021 si è invece interrotto il lungo periodo di costanti riduzioni del ricorso al carbone, che aveva portato i consumi già nel 2018 sotto la soglia dei 10 Mtep e in calo anche più deciso nel 2019 e nel 2020 (arrivato a fine anno sotto i 6 Mtep). Come anticipato, nonostante la ripresa tendenziale, il peso dei solidi nel mix energetico (meno del 4%) anche nel 2021 è inferiore ai livelli pre covid del 2019 e risulta più che dimezzato rispetto ai livelli di appena tre-quattro anni prima.

Il peso delle FER nel mix di energia primaria a fine 2021 supera il 21%, ma è in riduzione di oltre 1 punto percentuale rispetto ai livelli massimi raggiunti nel 2020 (22,8%). La quota delle FER resta comunque superiore di circa mezzo p.p. ai livelli del 2019. Al netto della crescita del 2020 (da ricercare soprattutto nel calo di petrolio e gas per la riduzione delle attività), il risultato del 2021 conferma quindi per le rinnovabili un trend di crescita moderata, già rilevato nei precedenti tre anni, successivo alla frenata del triennio 2015-2017 (di ridotta idraulicità, rallentamento della crescita delle intermittenti e aumento delle fossili per la ripresa dell'economia dopo la crisi).

Produzione elettrica nazionale in aumento, ma inferiore a quello della domanda; cresce il ricorso a gas e solidi

Secondo i dati Terna la produzione elettrica nazionale nel 2021 è stata pari a 278 TWh, con un aumento di 5 TWh sul 2020, a fronte di un aumento di 15 TWh della richiesta sulla rete, la cui crescita è stata coperta prevalentemente dalla decisa ripresa delle importazioni nette (+10 TWh sul 2020).

L'aumento della produzione del 2021 è maturato quasi esclusivamente nel corso del IV trimestre, durante il quale la produzione nazionale ha superato di quasi 6 TWh i livelli dello stesso periodo 2020 (+9%), perché l'import netto ha subito un calo deciso (-3 TWh sul IV trimestre 2020, -25%) dopo il risultato nettamente positivo dei precedenti nove mesi. Nei primi nove mesi del 2021 la produzione nazionale era invece complessivamente rimasta sugli stessi livelli dell'anno precedente. La produzione elettrica nel 2021 risulta in ogni caso ancora inferiore rispetto ai livelli pre covid del 2019 (del 2% circa): nel 2020 si il calo era stato infatti di oltre 12 TWh.

Le fonti primarie utilizzate per la generazione sono state nel 2021 complessivamente in aumento di quasi 1 Mtep (Figura 3.7). Dopo il deciso calo del 2020 (meno 5% sul 2019), i consumi di gas per la produzione termoelettrica risultano in aumento di oltre 1,2 Mtep sull'anno precedente (+6%, dati SNAM), tornando di fatto sugli stessi livelli pre-covid del 2019. Nel IV trimestre in particolare il ricorso al gas naturale è infatti cresciuto di quasi 1 Mtep sullo stesso periodo dell'anno precedente (+17%, per il calo di import elettrico e idro), dopo che la crescita del primo semestre (+16% nel solo II trimestre) era stata ridimensionata dal calo del III trimestre (-8%).

Per quanto riguarda le rinnovabili si stima invece una variazione complessivamente trascurabile rispetto ai livelli dell'anno precedente. La modesta crescita tendenziale dei primi nove mesi dell'anno (+1% circa) è stata di fatto compensata dal risultato negativo del IV trimestre (-3%), imputabile al calo dell'idro (-22%, si veda oltre).

In ripresa anche la generazione da solidi, nel 2021 di oltre il 10% rispetto al 2020, anche se resta inferiore rispetto ai livelli pre covid del 2019 di quasi un quinto. Il risultato del 2021 è maturato nel corso del III e del IV trimestre dell'anno, per i quali si stimano incrementi tendenziali di superiori al 15% in media, dopo la variazione complessivamente marginale del I semestre. Anche i dati ENEL (Q4 2021) configurano per il 2021 una crescita tendenziale della produzione da solidi di circa il 15% (particolarmente marcata nella II parte dell'anno), che resta tuttavia inferiore del 18% rispetto ai livelli del 2019.

Ancora in deciso calo invece la generazione da prodotti petroliferi (circa la metà rispetto ai livelli 2020), comunque ormai su valori marginali, in riduzione anche più decisa rispetto ai cali del 2020 (oltre il 10% in meno sul 2019).

Figura 3.6 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)

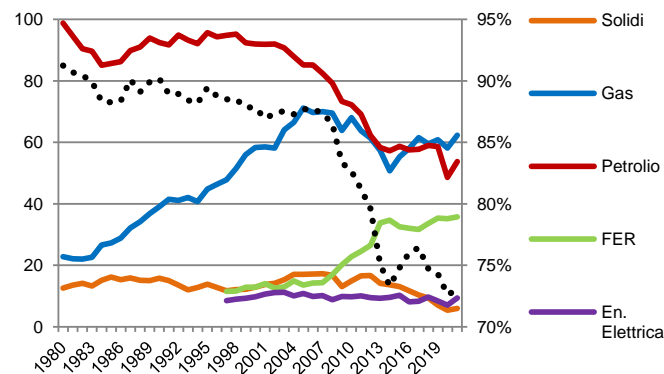
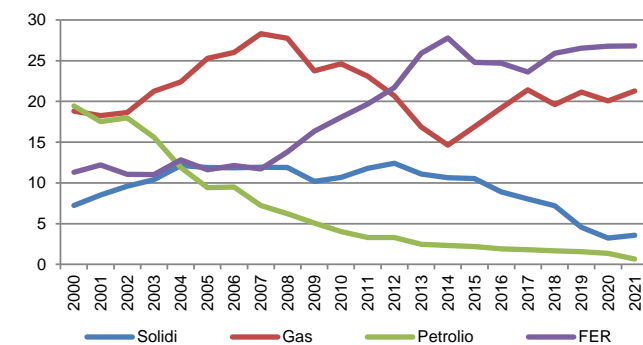


Figura 3.7 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)



Produzione elettrica da FER sugli stessi livelli del 2020; il risultato positivo delle intermittenti vanificato del calo dell'idro

Secondo i dati Terna la produzione elettrica da FER nel 2021 è stata pari a circa 116 TWh, praticamente sugli stessi livelli del 2020.

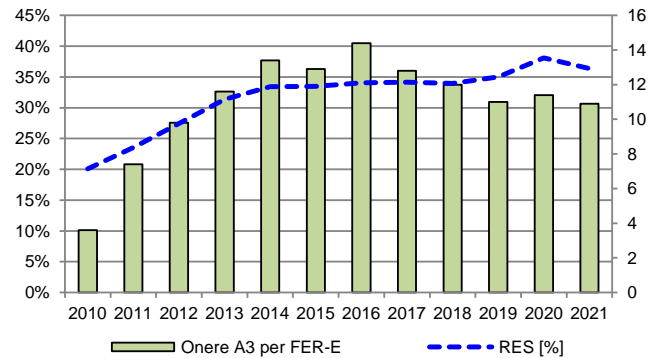
Il risultato complessivamente positivo dei primi nove mesi dell'anno (+1% tendenziale) è infatti stato compensato dal dato del IV trimestre, durante il quale la produzione da RES è stata pari a circa 25,5 TWh, il 4% in meno rispetto allo stesso trimestre del 2020 (-1 TWh). La minore produzione dei mesi autunnali è da ricercare nel risultato negativo dell'idroelettrico, pari a circa 9 TWh, oltre il 20% in meno rispetto al periodo 2020. Anche in riferimento all'intero 2021 la produzione idroelettrica, pari a circa 46 TWh, risulta inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, di circa 2,6 TWh (-5,4%).

Il calo dell'idro ha quindi di fatto vanificato l'incremento della produzione da intermittenti, nel 2021 superiore ai 45 TWh, 2,5 TWh in più rispetto al 2020 (+6%). In particolare la crescita delle intermittenti è da ricercare nel risultato positivo dell'eolico, in aumento di oltre il 10% rispetto al 2020 (+2 TWh), quando la produzione si era fermata a 18,5 TWh (-7% sul 2019). Più modesto invece il contributo della produzione solare, nel 2021 ferma a 25 TWh, appena 0,5 TWh in più rispetto al 2020 (+2%), quando era cresciuta di oltre 2 TWh sull'anno precedente (+11%), in linea con il dato del 2019 (+10% sul 2018).

Nel corso del 2020 per le FER si registrava invece una crescita tendenziale di circa l'1% sul 2019, allora per il risultato positivo dell'idro (+1,3 TWh), complessivamente trascurabile invece il contributo delle intermittenti.

In una ottica di più ampio respiro, la Figura 3.8 mostra come, dopo i primi anni del decennio passato di rapida ascesa - in concomitanza con la crescita degli oneri in bolletta - dal 2014 in poi si è assistito ad un forte rallentamento della quota di produzione elettrica da FER sui consumi elettrici. Dopo la decisa crescita del 2020 (dovuta più al calo della domanda elettrica che all'effettivo aumento della produzione da FER), a fine 2021 la quota di FER sui consumi è pari a circa il 36%, meno di 3 p.p. in più rispetto al 2014.

Figura 3.8 - Quota di produzione elettrica da FER sui consumi elettrici (% asse sin) ed oneri di sistema (in miliardi di euro/anno, asse dx)



3.2. Consumi finali di energia

Domanda di energia nei settori di impiego finale in aumento del 9% sul 2020, trainata dai consumi di prodotti petroliferi nei trasporti

Secondo le stime ENEA, nel 2021 i consumi finali di energia in Italia sono stati pari a circa 124 Mtep, circa 10 Mtep in più rispetto ai livelli del 2020 (+9%) (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili).

Oltre la metà di tale risultato è maturato nel corso del II trimestre, durante il quale la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale è risultata superiore di oltre 5 Mtep rispetto allo stesso periodo 2020 (+25% circa), quando avevano mostrato cali tendenziali senza precedenti per le limitazioni alle attività produttive e agli spostamenti. Anche per il III e il IV trimestre si stima una decisa ripresa tendenziale dei consumi (+7% circa), seppur inferiore a quella del periodo primaverile.

La crescita tendenziale dei consumi finali è leggermente superiore rispetto a quella dei consumi di energia primaria, dal momento che la ripresa dei consumi di gas e petrolio (complessivamente +10%) è proceduta ad un ritmo quasi doppio rispetto a quello della domanda elettrica (+5,6%).

Almeno la metà dell'aumento dei consumi è da ricercare nella ripresa di prodotti petroliferi nei trasporti (Figura 3.9), in aumento di oltre 5 Mtep rispetto ai livelli del 2020 (+12%), quando era diminuito di circa il 18%, conseguenza del drammatico crollo del traffico veicolare terrestre ed aereo (si veda oltre). Nonostante la variazione tendenziale nettamente positiva, i consumi di petrolio anche nel 2021 restano in ogni caso ancora inferiori rispetto ai livelli pre Covid (di 4 Mtep, meno 8%), pur recuperando circa la metà dei quasi 10 Mtep "persi" nel 2020.

La ripresa dei consumi di petrolio del 2021 si è concentrata per oltre il 60% nel II trimestre, che si confrontava con la primavera 2020 interessata dal primo lock down per il contenimento della pandemia (+38% sul II trimestre 2020), ma variazioni positive decise si sono registrate anche nei mesi estivi (+8%) ed autunnali (+13% sul IV trimestre 2020, coinvolto nuovamente da un'ondata pandemica).

Dopo la riduzione del 2020 (meno 3,5% sul 2019), sono in netta ripresa anche i consumi di gas naturale per usi diretti, di circa 2,7 Mtep rispetto al 2020 (+8% quasi), sia per fattori di natura climatica che per la ripresa delle attività produttive. Variazioni tendenziali positive si sono registrate in tutti e quattro i trimestri, dal +6% dei primi tre mesi al +26% del II trimestre, ma anche nella seconda metà dell'anno i dati SNAM indicano una ripresa della domanda di gas del 3% circa. Diversamente dai prodotti petroliferi, la domanda di gas nel 2021 è quindi tornata anche oltre i livelli pre-Covid, di oltre 1 Mtep rispetto al 2019 (+4%).

Dopo la decisa riduzione del 2020 (meno 5% sul 2019), è in netta crescita anche la domanda di elettricità sulla rete, +5,6% rispetto al 2020, trainata in primis dal settore industriale (si veda oltre): al risultato positivo dei primi tre mesi (+2% tendenziale) ha fatto seguito il +14% del II trimestre e il +4% circa nel terzo e quarto.

Consumi finali di energia ancora inferiori ai livelli pre Covid

La ripresa tendenziale dei consumi di energia nel 2021 avviene dopo il crollo del 2020 (-10% sul 2019), per cui la domanda complessiva di energia a fine anno resta in ogni caso al di sotto dei livelli pre Covid (meno 2%). Dalla figura emerge come il crollo del 2020 si registra dopo il calo marginale del 2019.

Dopo il trend di costanti riduzioni iniziato già da prima della crisi economica (anche se a ritmi decisamente meno sostenuti di quelli registrati negli anni di crisi) fino al minimo del 2014 (120 Mtep, -18% rispetto al 2005), i consumi finali di energia nel successivo quadriennio 2015-2018 erano tornati su di un trend di moderata crescita (Figura 3.9).

Con la ripartenza delle attività produttive e degli spostamenti nel 2021, i consumi finali sono tornati sopra i livelli minimi del 2014 (+3-4%), dopo che nel 2020 la pandemia li aveva bruscamente riportati ben al di sotto di tale soglia (meno 6 Mtep circa). e sugli stessi livelli di domanda di fine anni '80.

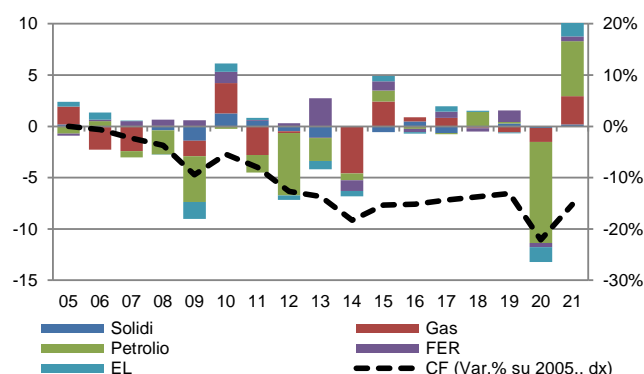
Contributi positivi alla ripresa dei consumi da tutti i settori

In termini di contributi settoriali, la ripresa della domanda di energia del 2021 è imputabile per circa la metà al rimbalzo dei consumi nei trasporti, principale responsabile del calo del 2020 (circa il 70% della riduzione annua complessiva sul 2019). La Figura 3.10 evidenzia come il comparto dei trasporti, dopo il deciso calo fino ai livelli minimi del 2013 (-14% rispetto al 2005), sia poi evoluto lungo una traiettoria di moderata ripresa fino al 2019; dopo il crollo del 2020, che ha bruscamente riportato i consumi settoriale a circa -30% rispetto ai livelli del 2005 (nel 2019 il gap era inferiore al 10%), il parziale recupero del 2021 ha quasi dimezzato tale divario.

Anche il settore industriale ha contribuito per circa un quinto alla ripresa complessiva dei consumi sul 2020, dopo che era stata responsabile per circa il 15% del calo del 2020. La figura mostra come, dopo il trend di decisa contrazione durante gli anni della crisi economica (-4% medio annuo tra il 2008-2015), ed il triennio '16-18 di variazioni marginali, già nel 2019 la domanda di energia settoriale era stimata in calo, in linea con la frenata della produzione industriale. Dopo che l'emergenza sanitaria aveva portato a fine 2020 i consumi energetici del comparto al di sotto di circa 15 Mtep rispetto ai livelli massimi del 2005 (-38%), la ripresa del 2021 riporta i consumi sugli stessi livelli pre Covid del 2019 (-33% rispetto al 2005).

Infine, anche il settore civile ha fornito un contributo non trascurabile all'aumento dei consumi del 2020 (circa un quarto), sia per la ripresa del settore dei servizi sia per il clima, entrambi fattori che avevano invece inciso sul calo del 2020. Contrariamente ad industria e trasporti, la figura mostra come i consumi settoriali si siano mossi lungo un trend sostanzialmente costante, arrivando a fine 2021 poco oltre i livelli del 2005.

Figura 3.9 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (%), asse dx



Rimbalzo dei consumi elettrici nel 2021, +5,6% sul 2020, quando erano scesi anche sotto i livelli minimi del 2014

Nel 2021 la domanda di elettricità sulla rete è cresciuta di quasi 17 TWh rispetto al 2020 (+5,6%), quando era diminuita di 18,5 TWh sul 2019 (Figura 3.11), appena al di sotto dei livelli pre covid (-0,5%).

Buona parte della ripresa del 2021 è maturata nel corso del II trimestre, +14% rispetto allo stesso periodo 2020, quando i consumi era diminuiti di oltre 11 TWh sull'anno precedente. Anche nei primi tre mesi dell'anno la domanda elettrica è risultata in crescita, seppur più moderata, +2% tendenziale (per la ripresa dei consumi di marzo, +12% rispetto al marzo 2020, il primo a risentire dalle restrizioni anti Covid) e nel II semestre, +4% tendenziale sia nel III che nel IV trimestre.

La ripresa del 2021 è da ricercare principalmente nella ripartenza delle attività produttive: l'indice della produzione industriale è infatti cresciuto di quasi il 12% (si veda par. 2.1). Anche secondo le elaborazioni Terna, dopo il calo del 2020 (meno 7% sul 2019), l'IMCEI, una proxy dei consumi elettrici del comparto industriale, sarebbe aumentato del 10% nel 2021: al +10% del I trimestre ha fatto seguito un aumento superiore al 25% nel secondo, di quasi il 10% nel terzo, infine del 2% nel IV trimestre in modo coerente con il rallentamento dell'attività industriale nella parte finale dell'anno (si veda oltre).

In un orizzonte più ampio, la Figura 3.11 mostra come, dopo la contrazione degli anni della crisi economica, che ha fatto crollare la domanda fino ai livelli minimi del 2014 (310 TWh), e la stagnazione del successivo biennio, i consumi siano tornati a crescere in modo più deciso solo nel 2017 (+2%) e meno nel 2018 (+0,4%) per tornare in territorio negativo già nel 2019 (-0,6%). Il deciso calo del 2020 ha poi riportato i consumi ai livelli di inizio anni 2000, e ben al di sotto anche dei minimi 2014 (meno 8 TWh), prima che la ripresa del 2021 li riportasse nuovamente sopra tale soglia minima (+3%).

Torna a diminuire l'elettrificazione del sistema, dopo l'aumento del 2020

L'elettrificazione del sistema energetico, che il PNIEC auspica al 30% al 2030) è considerata una opzione centrale per la transizione energetica, insieme alla riduzione dei consumi, alla decarbonizzazione del settore di generazione e alla maggiore diffusione delle rinnovabili in tutti i settori. Nel 2021 l'aumento dei consumi elettrici sulla rete è risultato meno sostenuto rispetto a quello dei consumi di petrolio e gas naturale, che hanno proceduto ad un ritmo complessivamente quasi doppio (si veda par. 3.1), per cui l'elettrificazione del sistema energetico (stimata al 20%) risulta pertanto in riduzione rispetto al 2020 (quasi 1 punto percentuale in meno), ma resta superiore rispetto ai livelli del biennio ancora precedente (Figura 3.11). Nel 2020 si era registrato infatti un incremento dell'elettrificazione del sistema (21%, +1 p.p. rispetto al 2019), dal momento che il calo dei consumi elettrici era stato meno deciso rispetto alla riduzione complessiva dei consumi energetici (quasi doppia): le limitazioni a spostamenti e attività produttive avevano infatti agito principalmente sul calo della domanda di petrolio e gas.

Allargando l'orizzonte temporale, dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici, spinti dalla terziarizzazione del Paese (Figura 3.12), l'elettrificazione del sistema ha proseguito a crescere, sebbene a ritmi inferiori, fino alla metà del decennio scorso, per poi evolvere su un trend di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19. L'incremento dell'elettrificazione del sistema nella I metà del decennio passato sembra almeno in parte da ricercare nella crisi economica, quando a diminuire furono principalmente i consumi di energia di industria e trasporti. Nel periodo successivo, a fronte di una seppur modesta ripresa dell'economia, l'elettrificazione è poi passata su un trend di sostanziale stabilità. L'andamento altalenante dell'ultimo biennio è invece spiegabile con la limitazione alle attività produttive e alla mobilità prima, e poi alla loro ripresa.

Figura 3.10 - Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)

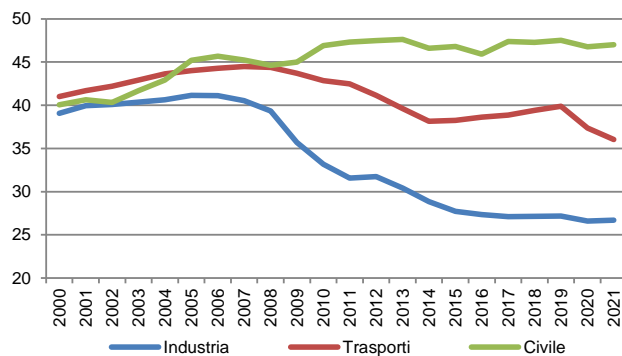


Figura 3.11 - Variazione annua domanda el. (asse sin., %), consumi elettrici e quota sui consumi finali (media 3 anni, 2005=100, asse dx)

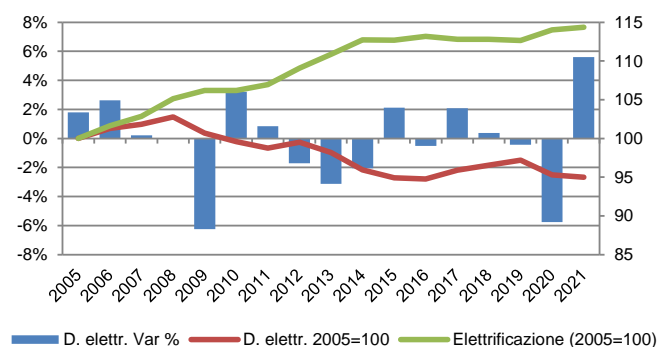
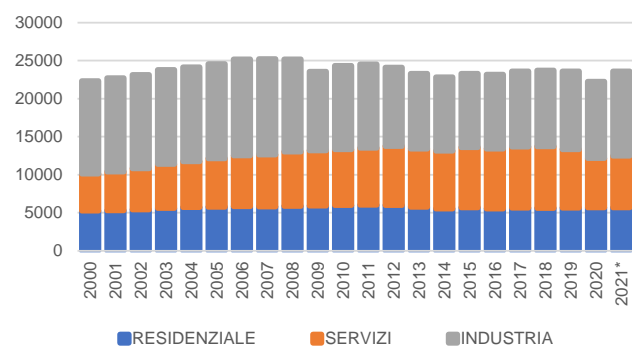


Figura 3.12 - Consumi elettrici per settore di impiego finale (ktep)



Consumi di energia da rinnovabili sui livelli del 2020, cala la quota di FER sui consumi finali

Secondo le stime ENEA nel 2021 i consumi di energia da fonti rinnovabili sono stati pari a circa 22 Mtep (metodologia UE per calcolo target 2020), sostanzialmente sugli stessi livelli 2020.

La Figura 3.13 mostra come i consumi di energia da FER in Italia siano cresciuti in modo deciso nella prima metà del decennio scorso, passando dai 17 Mtep del 2010 ai 21 Mtep del 2015, in primis grazie a FV ed eolico, per arrivare ai massimi del 2017 (22 Mtep), da cui di fatto non si sono più discostati (ad eccezione del 2018) fino a fine 2021. Tale dato conferma quindi il trend di progressiva attenuazione della crescita delle FER, che a fine 2021 risultano superiori di appena 1,5 Mtep rispetto al dato medio del 2014-15.

Data la decisa crescita dei consumi, nel 2021 torna d'altro canto a diminuire la quota di FER sui consumi finali (circa 19%) di circa 1 p.p. rispetto ai massimi del 2020, quando il peso delle rinnovabili aveva superato il 20%, in aumento di circa 2 p.p. rispetto al 2019. Dati i livelli di consumi da FER sostanzialmente costanti, tali oscillazioni della quota di rinnovabili dipendono sostanzialmente dall'andamento (altalenante nell'ultimo biennio) dei consumi di energia.

La figura mostra come l'obiettivo per il 2020 (17% di FER sui consumi finali lordi di energia), di fatto raggiunto già dal 2014; sia stato ampiamente superato nel 2020 anche grazie al calo dei consumi, al netto del quale la quota di FER sui CF sarebbe stata solo marginalmente superiore al 18,1% del 2019. Discorso simile vale per il 2021, dal momento che i consumi di petrolio hanno registrato una ripresa decisa sul 2020, ma comunque parziale rispetto ai livelli pre covid del 2019.

Alla luce del trend di moderata crescita degli ultimi anni, i target al 2030 del PNIEC sembrano pertanto ancora sfidanti (circa 33 Mtep da FER al 2030, oltre 10 Mtep in più rispetto ai livelli di consumo attuali).

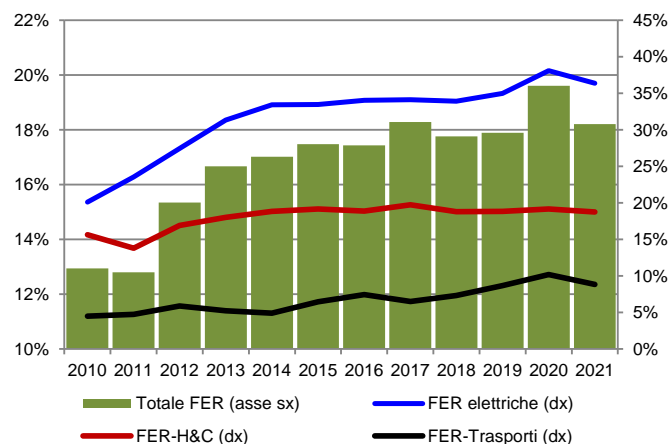
Dalla Figura 3.13 emerge come la diffusione delle fonti rinnovabili nel nostro Paese abbia proceduto nel corso degli ultimi anni su una traiettoria di lenta crescita sia per le FER elettriche, che soprattutto per quelle termiche:

- la quota di FER elettriche sul totale di consumi elettrici, dal 2014 sostanzialmente stabile sul 33-34%, dopo il massimo raggiunto nel 2020 (38%), è poi diminuita nel 2021 di quasi 2 p.p., attestandosi sopra il 36%, una quota in ogni caso superiore rispetto ai livelli pre covid. Nonostante i consumi da FER elettriche abbiano superato i 10 Mtep, la domanda elettrica è infatti cresciuta molto più rapidamente. Come riportato nell'Analisi Trimestrale 1/2020, la decisa contrazione dei consumi elettrici del 2020 aveva favorito la crescita della quota di FER sui consumi elettrici che, al netto di tale riduzione (ipotizzando quindi la domanda elettrica sui livelli del 2019), si sarebbe attestata sul 36%, lo stesso risultato del 2021, appena 1 p.p. in più rispetto al 35% del 2019 (ancora lontano dal 55% al 2030 del PNIEC).
- Anche il target di FER sui consumi per riscaldamento e raffrescamento, fissato dal PNIEC al 33% nel 2030, risulta sfidante alla luce del fatto che tale quota, anche nel 2021 pari a circa il 20% dei consumi settoriali, è cresciuta di appena due punti percentuale negli ultimi otto anni, restando in termini assoluti sugli stessi livelli di consumi del 2010 (al 2030 si attendono circa 5 Mtep aggiuntivi).
- Nonostante in termini assoluti i consumi da FER nei trasporti nel 2021 siano sostanzialmente sugli stessi livelli del 2020, si stima in diminuzione la quota di rinnovabili sui consumi settoriali, di oltre 1 p.p. rispetto al 10,7% del 2020, quando aveva raggiunto il valore massimo della serie storica. L'andamento dei consumi settoriali, che nel 2020 aveva largamente favorito la crescita relativa delle FER (altrimenti ferme a quota 9%, stesso risultato del 2019), ha evidentemente inciso in modo netto anche sul dato 2021, che pur beneficia di un recupero ancora non completo dei consumi dei trasporti (rispetto ai livelli pre covid, si veda

oltre). Appare pertanto sfidante il target al 2030 fissato al 21%, sia alla luce dell'attuale livello, che della lenta crescita (appena 2 punti percentuali in dieci anni), ad indicare una ancora decisamente limitata diffusione di biocarburanti ed elettricità nel trasporto stradale.

Sia per le FER termiche che per le rinnovabili nel settore dei trasporti, il raggiungimento dei target al 2030 è, come noto, fortemente legato alla capacità di ridurre la domanda di energia, che, al netto delle oscillazioni dell'ultimo biennio, non si è mossa nella seconda parte del decennio sul trend di riduzione auspicato.

Figura 3.13 - Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %)



3.2.1 Settore trasporti

Dopo il crollo del 2020, in deciso recupero i consumi nei trasporti (+16%), seppur parziale rispetto ai livelli pre covid

Come largamente anticipato, la domanda di energia proveniente dal settore dei trasporti è stimata in netta ripresa, oltre il 16% rispetto al 2020, quando aveva mostrato riduzioni sull'anno precedente superiori al 20% (Figura 3.10). Ne emerge che, sebbene siano stati recuperati ben 5 Mtep dei 9 "persi" nel 2020, il "recupero" rispetto ai livelli pre covid non sia completo (circa -10% sul 2019), in modo coerente con la ripresa complessivamente parziale sia del traffico veicolare che soprattutto di quello aereo (si veda oltre).

Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno (-0,7 Mtep rispetto al I trimestre 2020, coinvolto solo a marzo dalle limitazioni agli spostamenti), nel II trimestre la domanda di energia è stimata in aumento di 3 Mtep, +50% sul II trimestre 2020, quando i consumi si erano quasi dimezzati sull'anno prima per il crollo del traffico nei mesi della I ondata pandemica. Altri 2 Mtep di "recupero" sono poi maturati nella II metà dell'anno, per la quale si rileva una variazione tendenziale superiore al 10% nel III trimestre, più marcata nel IV trimestre, oltre il 20% sullo stesso periodo 2020.

In un'ottica di più ampio respiro (Figura 3.10), dopo i decisi cali degli anni della crisi economica, il settore trasporti si è poi mosso lungo un sentiero di moderata ripresa nella seconda metà del decennio passato (circa l'1% medio annuo, al netto della revisione statistica del 2018). Il crollo dei volumi del traffico stradale ed aereo del 2020 ha poi bruscamente riportato la domanda di energia sui livelli di fine anni '80, e al di sotto di oltre 6 Mtep rispetto ai minimi del 2013 (più del 15% in meno), prima che la parziale ripresa dei volumi di traffico ridimensionasse tale divario, che a fine 2021 resta tuttavia ancora negativo (-4% sul 2013).

In parziale ripresa il trasporto stradale, nella seconda metà dell'anno sui livelli pre crisi, molto meno quello aereo

In termini di prodotti, nel 2021 si registra una decisa ripresa dei carburanti per aviazione rispetto ai livelli minimi del 2020, di circa mezzo Mtep (+28%, Figura 3.14).

Dopo il -65% di inizio anno (che si confrontava con il I trimestre 2020, solo in parte interessato dalla prima ondata pandemica), la ripresa ha riguardato in particolare il II trimestre, +200% (escludendo gli usi militari) rispetto alla primavera 2020 di sostanziale blocco dei voli, ma è proseguita anche nella II metà dell'anno, durante il quale i consumi di jet fuel sono quasi raddoppiati rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Come emerge dalla Figura 3.14, nonostante la netta ripresa a fine 2021 i consumi per aviazione risultano ancora decisamente inferiori rispetto ai livelli pre covid, di quasi 3 Mtep (-57% circa), un dato sostanzialmente coerente con la riduzione del traffico aereo: le movimentazioni negli aeroporti italiani a fine 2021 rappresentano infatti circa la metà di quelle del 2019 (dati Assoeroporti). I risultati dell'ultimo biennio interrompono dunque il lungo periodo di variazioni positive, del 7% m.a. nel triennio '16-'18, del 4% nel 2019 (Figura 3.14)

In riferimento al trasporto stradale, dopo il risultato decisamente negativo del 2020 (meno 18% sul 2019), nel 2021 i consumi settoriali sono stimati in decisa ripresa tendenziale, quasi del 17%, recuperando dunque oltre 4,5 Mtep dei 6 "persi" nel corso del 2020, restando quindi ancora al di sotto dei livelli 2019 (di oltre il 3%, Figura 3.14).

L'andamento dei consumi nel corso del 2021 sembra inoltre coerente con la ripresa del traffico veicolare, stimato sulla base dei dati AISCAT complessivamente di oltre il 20% sul 2020, quando era diminuito di oltre un quarto rispetto all'anno precedente; le variazioni sarebbero state meno sostenute per quanto riguarda i soli veicoli pesanti, +15% sul 2020 (quando era diminuito del 12% sul 2019). Anche i secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR, Figura 3.16), in lieve riduzione

tendenziale a inizio anno, è poi risultato in decisa ripresa nel II trimestre, per il risultato di aprile (tre volte superiore rispetto ad aprile 2020, interessato dal lockdown su scala nazionale), ma importante anche a maggio e giugno (+58% e +15% rispettivamente le variazioni tendenziali). Anche per i mesi estivi i dati ANAS evidenziano una ripresa tendenziale di circa il 6% medio, nuovamente in aumento a fine anno, +30% in media rispetto all'autunno 2020, di nuovo calo del traffico.

Più nel dettaglio dei carburanti per autotrazione (Figura 3.15), le vendite di gasolio motori, dopo il netto calo del 2020 (-4 Mtep sul 2019), sono in deciso recupero nel 2021 (+3,2 Mtep), restando tuttavia ancora al di sotto rispetto alle vendite del 2019 (-0,7 Mtep). Dopo la variazione marginale di inizio anno (-1%), e il rimbalzo tendenziale del II trimestre (+50% circa), anche nel III trimestre i dati MITE evidenziano un aumento delle vendite superiore al 7%, anche più marcato nel IV (+17%). Nella II metà dell'anno le vendite di gasolio mostrano quindi un pieno recupero anche rispetto ai livelli pre covid (+3% sul II semestre 2019). L'andamento dei consumi di gasolio in Italia risulta inoltre coerente con quello del traffico veicolare pesante: l'IMR dell'ANAS per i soli veicoli pesanti indica infatti per il I trimestre un marginale calo tendenziale dei volumi di traffico (in calo a gennaio ma in ripresa a marzo), in decisa ripresa nel secondo (+70% ad aprile, +20% circa a maggio e giugno), ancora in aumento, ma più moderato, nel III e IV trimestre.

Nel 2021 è stata più forte la ripresa delle vendite di benzina, +22% sul 2020: dopo il calo del I trimestre (meno 6%) e il +60% nel II, nel III e IV trimestre le vendite sono aumentate del 12% e +31% rispettivamente. Anche in questo caso nella II metà dell'anno le vendite di benzina hanno superato i livelli del II semestre 2019 (+6%), ma per l'intero 2021 il recupero sui livelli pre covid non è completo (-4%). Nel 2020 il traffico leggero si era infatti ridotto più del doppio rispetto a quello pesante, con cali delle vendite di benzina del 21% sul 2019.

In ripresa infine anche il GPL autotrazione, di oltre l'8% nel 2021, dopo il meno 12% del 2020 sull'anno precedente.

Figura 3.14 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sin, ktep), e aereo (asse dx, ktep)

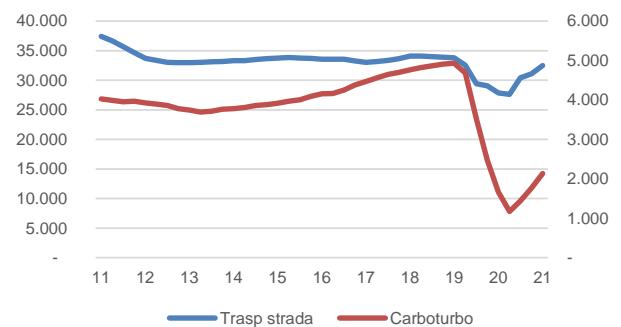
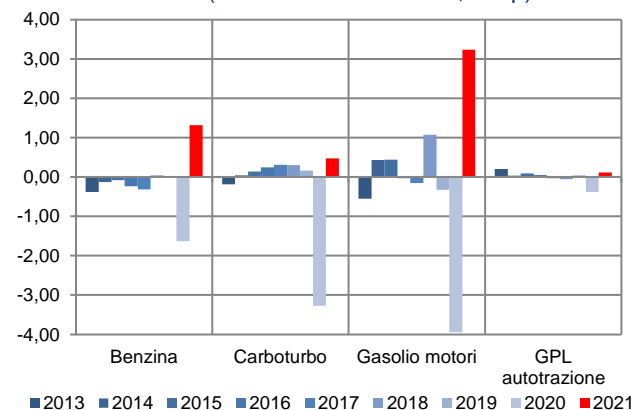


Figura 3.15 - Consumi di benzina, carburante, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep)



3.2.2 Settore Industria

In decisa ripresa i consumi del comparto industriale, nell'insieme del 2021 tornati sui livelli pre covid, seppur in attenuazione nella II metà dell'anno; su la domanda sia di gas che elettricità

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso del 2021 sarebbero in decisa ripresa tendenziale, di oltre il 7% sul 2020, quando era diminuito della stessa entità rispetto al 2019 (Figura 3.10). Così come per gli altri settori, circa la metà di tale risultato sarebbe maturato nel corso del II trimestre, durante il quale il fabbisogno di energia sarebbe cresciuto di oltre il 20% rispetto alla primavera 2020, quando si registrarono riduzioni tendenziali di circa un quinto, per le restrizioni alle attività produttive per il contenimento della I ondata pandemica. Anche nel I e nel III trimestre le variazioni tendenziali sono stimate positive, sebbene più contenute, del 5% in media. Marginale infine la variazione tendenziale degli ultimi mesi dell'anno, da un lato perché i livelli di attività e consumi nel corso della II ondata pandemica dell'autunno 2020 risentirono solo in parte delle misure di limitazione, dall'altro perché per il IV trimestre 2021 si stima un rallentamento della crescita dei consumi coerente con la frenata dell'indice di produzione industriale, per problematiche di approvvigionamento e caro energia (si veda cap.2).

In termini di commodity, circa la metà dell'incremento dei consumi del 2021 è da ricondurre alla domanda elettrica (responsabile d'altro conato della metà circa del mix settoriale). Secondo le stime Terna basate sull'indice IMCEI⁷ i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione, dopo il calo del 2020 (meno 7% sul 2019), sarebbero infatti cresciuti del 10% circa nel 2021. Al +10% del I trimestre è infatti seguito un aumento più sostenuto nel II trimestre, +28% (in primis per la decisa ripresa di aprile, +60%). Anche nel III trimestre le elaborazioni sui dati Terna evidenziano una ripresa tendenziale dei consumi elettrici settoriali di quasi il 10%, in decisa attenuazione invece nel quarto (+2% la media mensile).

Anche la domanda di gas settoriale è complessivamente in aumento nel 2021, di circa il 7% sul 2020, dopo il deciso calo dell'anno precedente: dopo il +5% del primo trimestre (dati SNAM), ed il più deciso 20% del II (per il +45% di aprile), nel terzo trimestre la variazione tendenziale è sempre positiva, seppur decisamente più contenuta (+3%), trascurabile infine nel IV.

In calo invece la domanda di prodotti petroliferi, principalmente per le lavorazioni in raffineria, ma trascurabile l'impatto sul totale dei consumi settoriali, dato che incidono per circa un decimo sul fabbisogno annuo settoriale.

Il rimbalzo dei consumi industriali meno sostenuto rispetto alla ripresa dei principali driver

Allargando l'analisi ad un orizzonte più ampio, la Figura 3.17 mostra come, dopo il periodo di costanti riduzioni negli anni della crisi economica fino ai minimi del 2014-2015, i consumi settoriali si sono poi mossi su una traiettoria di variazioni complessivamente trascurabili negli anni a seguire, prima che la pandemia li riportasse al di sotto di tale soglia, e per oltre il 35% al di sotto di quelli 2005.

Così come osservato nel 2020, in cui il calo dei consumi avveniva a fronte del crollo dell'indice di produzione (-11% sul 2019), anche la ripresa dei consumi settoriali del 2021 sembra coerente con la ripresa della produzione industriale, in aumento di quasi il 12% sull'anno precedente (per i soli beni intermedi la ripresa è anche più decisa, +15%, si veda par. 2.2). Dalla Figura 3.17 si osserva anche come il progressivo disaccoppiamento tra produzione e consumi energetici, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni successivi seppur a fasi

alterne, abbia proseguito anche nell'ultimo biennio, durante il quale le variazioni dei consumi sono stimate meno decise rispetto a quelle dei driver del settore.

Figura 3.16 – Traffico veicolare sulla rete ANAS (IMR) e consumi di energia per trasporto stradale (var. tendenziali %)

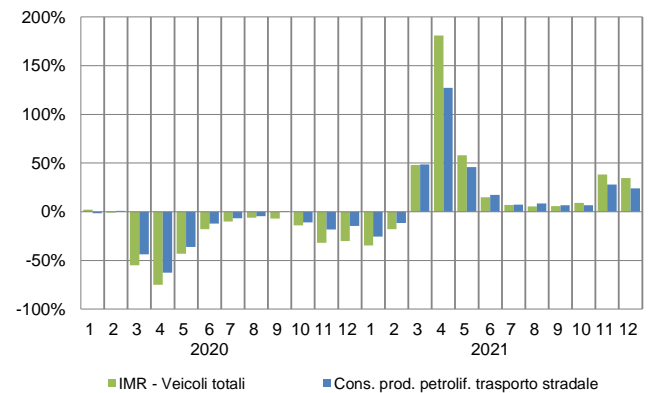
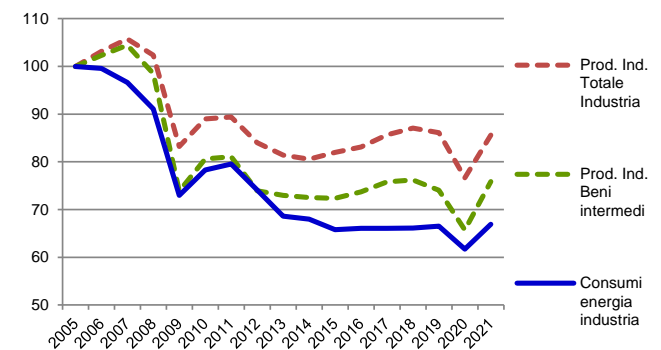


Figura 3.17 - Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)



⁷ L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori

'cemento, calce e gesso', 'siderurgia', 'chimica', 'meccanica', 'mezzi di trasporto', 'alimentari', 'cartaria', 'ceramica e vetraria', 'metalli non ferrosi'.

3.2.3 Settore civile

Consumi del civile in aumento, incide il clima più rigido e la ripresa dei servizi

Così come rilevato per i settori dei trasporti e dell'industria, anche la domanda di energia nel settore civile nel 2021 è stimata in ripresa rispetto all'anno precedente, mostrando tuttavia incrementi tendenziali più contenuti, così come lo era stato il calo nel 2020 (Figura 3.10).

Nel corso del 2021 i consumi di energia del settore civile sono stimati infatti in ripresa di circa il 5% sul 2020 (circa 2 Mtep in più), quando erano diminuiti di circa il 4% sull'anno precedente per i decisi cali del I semestre, su cui aveva agito sia il fattore clima che il risultato negativo dei servizi, mentre nella II parte la spinta negativa proveniente dai servizi si era ridimensionata e la variabile climatica aveva agito in direzione opposta. Secondo i dati Eurostat, infatti, una buona parte della riduzione dei consumi del 2020 è da imputare ai servizi, fortemente penalizzati dalle limitazioni per il contenimento della pandemia, che hanno indotto una riduzione del 9% sui consumi settoriali sul 2019.

La ripresa dei consumi stimata per il 2021 è da ricercare quindi sia nella ripartenza di molte attività che del fattore clima.

Buona parte dell'aumento dei consumi sul 2020 sarebbe infatti maturato nel corso del II trimestre (oltre il 15% rispetto alla primavera 2020), mentre negli altri trimestri le variazioni tendenziali, seppur positive, sono stimate sensibilmente inferiori (+3% in media).

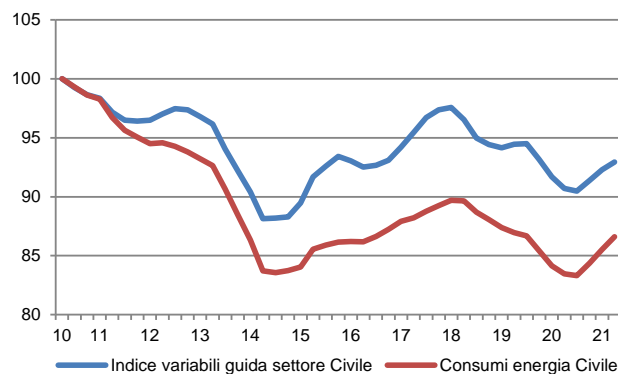
In termini di commodity l'aumento della domanda di energia sarebbe da imputare in larghissima parte alla maggiore domanda di gas naturale (responsabile di circa la metà del fabbisogno annuo del settore), in crescita di circa l'8% sul 2020. Secondo i dati SNAM; i consumi di gas sulla rete di distribuzione sono cresciuti in modo deciso nel II trimestre, +1 Mtep (+30% tendenziale), ma anche negli altri trimestri in media del 5% (complessivamente di un altro Mtep), in modo coerente con le temperature mediamente più rigide rispetto al mite 2020 sia ad inizio anno, che ad aprile e maggio (-2° rispetto agli stessi mesi 2020), che a dicembre (+8% la domanda di gas, -1° rispetto al dicembre 2020).

In aumento anche i consumi elettrici, responsabili di buona parte dei consumi dei servizi: secondo stime ENEA basate sui dati Terna dell'IMCEI, la domanda elettrica del civile sarebbe cresciuta di oltre il 3% (mostrando incrementi assai più marcati nel II trimestre) rispetto al 2020, quando era diminuita di circa il 6% sull'anno precedente (dati Eurostat), da imputare quasi esclusivamente al settore dei servizi (oltre il -10%), mentre il residenziale sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente.

L'andamento dei consumi nel 2021 risulterebbe inoltre sostanzialmente in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un netto impulso all'aumento dei consumi (+5% rispetto alla spinta fornita nel 2020), in particolare nel II trimestre, quando alla spinta positiva del fattore clima si è aggiunto il contributo della componente servizi (+12% tendenziale il Valore aggiunto settoriale). Negativa invece per l'intero periodo la spinta proveniente dal sensibile aumento dei prezzi. Anche nel 2020 l'andamento dei consumi era risultato complessivamente coerente con quello dell'indice sintetico delle variabili guida, anche allora oltre al fattore climatico un ruolo decisivo lo aveva avuto la riduzione del valore aggiunto dei servizi (meno 8% sul 2019), solo in modo marginale ridimensionati dal calo dei prezzi.

Come emerge dalla Figura 3.18 nel corso dei primi anni del decennio passato i consumi di energia si erano tuttavia ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore (escludendo le FER termiche), mentre nel successivo periodo driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente parallela, ad indicare quindi un deciso rallentamento del processo di disaccoppiamento, come confermato dai risultati dell'ultimo biennio.

Figura 3.18 - Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)



4. Decarbonizzazione

Rimbalzo senza precedenti delle emissioni di CO₂. La distanza dal target 2030 è salita al 35%

Nel 2021 le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale (da combustione) sono stimate pari a circa 307 Mt, in aumento di oltre l'8,5% rispetto al 2020, quando erano diminuite di oltre l'11% sul 2019. Nel 2021 sono dunque state "riassorbite" quasi 25 MtCO₂ delle 35 di riduzione del 2020 (circa il 70%). L'incremento delle emissioni risulta lievemente maggiore di quello della domanda di energia primaria (v. cap. 3), per la crescita particolarmente accentuata di petrolio e carbone (più carbon intensive del gas).

Buona parte dell'aumento (oltre il 50%) si è concentrato nel II trimestre, durante il quale le emissioni sono aumentate del 25% sulla primavera 2020 (quando erano diminuite della stessa entità sull'anno precedente), ma la crescita è continuata anche nella II metà dell'anno, sebbene meno robusta: +3% nel III trimestre, oltre il 10% nel IV. Sul IV trimestre ha inciso in primis il deciso aumento dei consumi di petrolio nei trasporti (in ripresa rispetto all'autunno 2020, colpito dalla II ondata pandemica), ma anche il maggiore ricorso al gas (per il clima e per il calo dell'import elettrico) e al carbone nella termoelettrica.

Dopo che nel 2020 le emissioni erano scese ampiamente al sotto dei minimi di lungo periodo del 2014, il deciso rimbalzo del 2021 le ha riportate su livelli di poco inferiori sia a quelli del 2019 (-3%), che ai minimi del 2014 (-5%; **Figura 4.1**). Un anno fa le 282 Mt CO₂ emesse nel 2020 erano distanti poco più del 10% dall'obiettivo fissato nel PNIEC (circa 250 Mt). A fine 2021, dopo l'abbassamento dell'ambizione a meno di 200 Mt, la distanza dall'obiettivo 2030 corrisponde al 35% delle emissioni 2021.

L'aumento delle emissioni per larga parte ai settori non-ETS, in decisa ripresa dopo il crollo del 2020; più contenuto l'aumento nei settori ETS

Oltre i 3/4 dell'aumento di emissioni del 2021 è riconducibile ai settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora), per i quali si stima un aumento di circa 19 Mt (+10% sul 2020; **Figura 4.2**), che le ha riportate al di sopra delle 190 Mt. Nel 2020 il calo dell'attività produttiva e soprattutto il crollo dei volumi di traffico per il contenimento della pandemia avevano infatti portato ad un deciso calo delle emissioni settoriali, pari a circa 23 Mt (-12%), buona parte delle quali (oltre l'80%) recuperate nel 2021.

Come emerge dalla **Figura 4.1**, dopo i decisi cali della I metà del decennio scorso (-3% m.a.) di crisi economica, e il successivo periodo 2015-2019 di variazioni complessivamente marginali, il risultato del 2021 riporta i livelli di emissioni settoriali a circa -20% rispetto ai livelli massimi del 2005, dopo che la crisi del 2020 li aveva spinti a quasi il -30%. Il deciso rimbalzo del 2021 (tra l'altro non pienamente "esaurito" se si considera che il traffico su strada è inferiore ai livelli pre covid, mentre quello aereo ancora decisamente penalizzato) riporta dunque la traiettoria delle emissioni settoriali ad allontanarsi dai target al 2030, tra l'altro recentemente rivisti al rialzo dal pacchetto Fit for 55 (-55% le emissioni di GHG rispetto al 1990, mentre per i settori ETS il target è alzato al -61%, rispetto al 2005 e per i non-ETS l'obiettivo assegnato all'Italia è una riduzione del 43,7% rispetto al 2005, oltre 10 p.p. in più rispetto al target precedente).

E' stata invece più modesta la ripresa delle emissioni nei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), pari a circa 5 Mt, +5% circa sul 2020, quando si erano invece ridotte del 10% sull'anno precedente, oltre che per le implicazioni della crisi sanitaria anche per l'accelerazione del phase out del carbone nella generazione elettrica. La **Figura 4.1** evidenzia infatti come, a valle del lungo periodo di forti riduzioni negli anni della crisi

economica, e il successivo triennio (2015-17) di variazioni complessivamente marginali, le emissioni settoriali già nel 2018-19 si erano ridotte a un ritmo importante (circa il 5% in media), poi ulteriormente accentuato nel 2020, tanto da arrivare a fine 2020 al -40% rispetto ai massimi del 2005. Diversamente da quanto sostenuto per i settori non-ETS, la ripresa delle emissioni nel settore ETS stimata per il 2021 (per la ripresa delle attività produttive e della produzione termoelettrica) ridimensiona solo in parte la distanza negativa dai livelli massimi del 2005, e non allontana eccessivamente la traiettoria delle emissioni settoriali dai nuovi target 2030.

Figura 4.1 - Emissioni del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

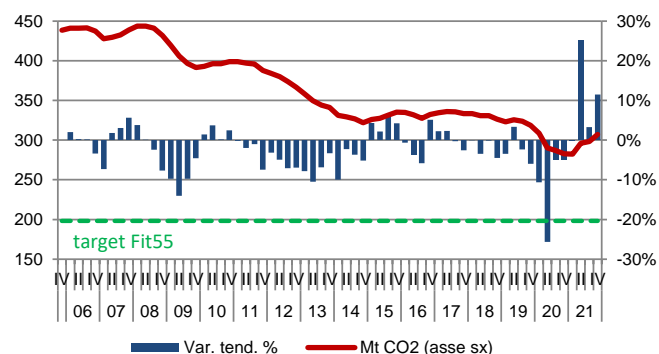


Figura 4.2 - Emissioni dei settori ETS e non ETS (variazioni su anno precedente, %)

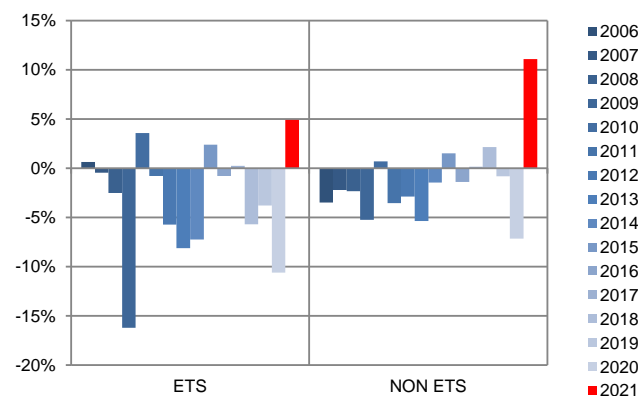
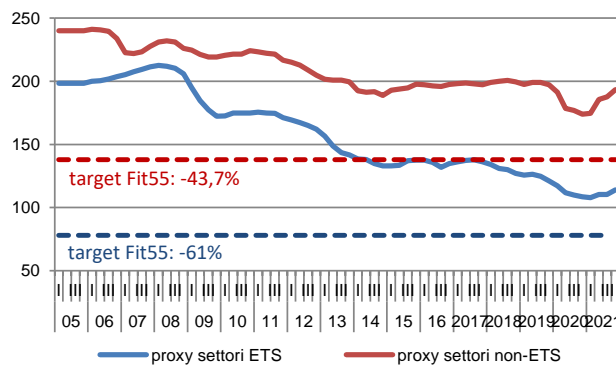


Figura 4.3 - Emissioni dei settori ETS e non ETS nell'anno scorrevole (somma ultimi 4 trimestri. Mt e obiettivi 2030) variazioni su anno precedente, %)



In ripresa le emissioni del settore di generazione, dopo i decisi cali del 2020; a spingere sono l'aumento della produzione nazionale (per l'aumento della domanda) e la quota di termica

Dopo il deciso calo del 2020 (-10% sul 2019), nel corso del 2021 le emissioni di CO₂ del sistema di generazione elettrica sono stimate in aumento, seppur meno rispetto agli altri settori (si veda oltre), del 3-4% rispetto al 2020, in linea con il -4% medio annuo del periodo 2016-19 (Figura 4.4). Dopo i primi nove mesi di variazione complessivamente marginale, le emissioni settoriali sono stimate infatti in decisa ripresa nel IV trimestre (Figura 4.5), quasi il 15% tendenziale, spinte sia dal calo delle importazioni nette che dal risultato negativo dell'idroelettrico.

Per analizzare meglio il risultato del 2021, in Figura 4.5 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, della quota di produzione termica sul totale e dell'intensità carbonica della produzione termica. Emerge come complessivamente l'aumento del 2021 sia da ricercare soprattutto nella spinta positiva proveniente dall'aumento della produzione totale e, in misura minore, dalla quota di produzione termica. Nel dettaglio:

- Nell'insieme dei dodici mesi la produzione nazionale è cresciuta rispetto ai livelli del 2020 di circa il 2,4%, meno della metà dunque rispetto alla domanda elettrica sulla rete, dato il risultato complessivamente positivo delle importazioni nette (+30% sul 2019), fornendo quindi un impulso positivo all'aumento delle emissioni settoriali. Nel 2020 da tale componente aveva invece favorito la riduzione delle emissioni (meno 4%), data la contrazione della domanda. Come emerge dalla figura, la produzione nazionale è cresciuta in modo particolarmente sostenuto nel corso del IV trimestre (+9% tendenziale), dato il risultato negativo delle importazioni che, contrariamente ai precedenti tre trimestri (+66% sul periodo gennaio settembre 2020), sono diminuite in modo deciso (-25%).
- Nell'insieme del 2021 la produzione termica ha rappresentato il 65% della produzione totale, in aumento di circa 1 pp rispetto alla quota del 2020, spingendo quindi la ripresa delle emissioni settoriali. Come emerge dalla Figura 4.5, la produzione termica è cresciuta in modo particolare nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno, rappresentando ben il 72% della produzione totale, quattro p.p. in più rispetto allo stesso periodo sia 2020 che 2019, dato il risultato negativo delle FER (-4% tendenziale, per la minore produzione idroelettrica, -25%). Nel corso del 2020 la produzione termica aveva coperto complessivamente il 64% della produzione nazionale, 2 pp in meno rispetto al 2019, contribuendo quindi alla riduzione delle emissioni sull'anno precedente.
- Nel corso del 2021 l'intensità carbonica della produzione termoelettrica nazionale è stimata sugli stessi livelli del 2020; nonostante l'aumento della quota di gas nel mix di produzione e il calo del petrolio, si stima un incremento dei consumi di carbone, più carbon intensive. Il risultato del 2021 rappresenta una frenata del trend di riduzione del precedente biennio, durante il quale si è registrata una decisa accelerazione del phase out del carbone. Il ricorso al carbone, che rappresenta ormai meno del 5% del mix di generazione, è cresciuto di oltre il 10% nel 2021, ma resta comunque al di sotto dei livelli pre covid del 2019. Dalla figura emerge come il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano, iniziato negli anni novanta con il progressivo ridimensionamento del petrolio, è poi proseguito nello scorso decennio a ritmi sostenuti per l'ampio ricorso al gas naturale e la progressiva diminuzione dei solidi. Negli ultimi mesi la rinnovata competitività del carbone (v. cap. 2) e le tensioni geopolitiche hanno temporaneamente frenato questo processo.

Figura 4.4 - Emissioni di CO₂ nel settore della generazione elettrica (2005=100)

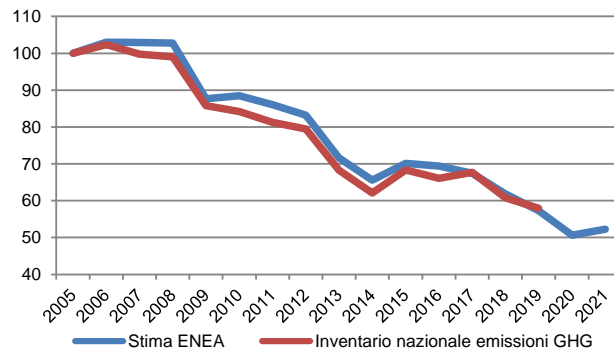


Figura 4.5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

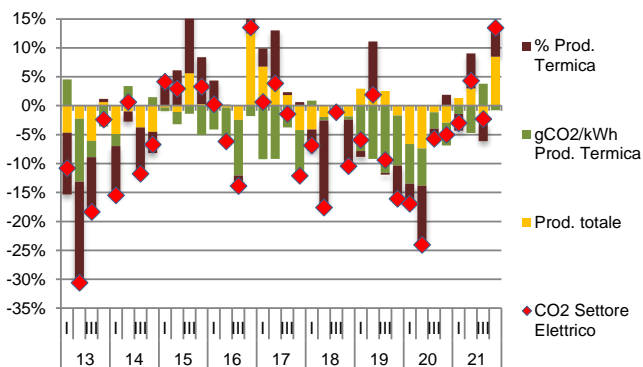


Figura 4.6 - Produzione elettrica su base annua da solare, eolico e idro (var. su anno precedente, GWh)

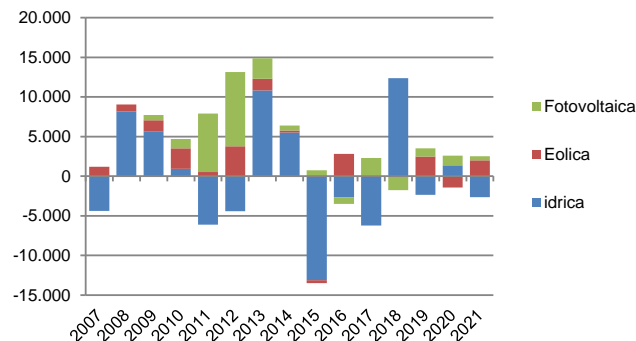


Figura 4.7 - Emissioni di CO₂ per settori (var. tendenziale, MtCO₂)



Dopo i cali del 2020, l'aumento delle emissioni nel 2021 è da ricercare principalmente nella ripresa dei consumi nei settori di impiego finale, circa la metà dalla ripresa dei trasporti

Secondo le elaborazioni ENEA, oltre la metà delle 24 Mt di CO₂ aggiuntive rispetto ai livelli 2020 sarebbe imputabile al settore dei trasporti, per il quale si stima una ripresa di circa il 17% sul 2020, quando era diminuito del 20% sull'anno precedente (Figura 4.7).

In un'ottica più ampia, le emissioni settoriali a fine 2021 risulterebbero inferiori di oltre il 20% rispetto ai massimi del 2005, in decisa attenuazione rispetto al 2020, quando il divario era di un terzo. La Figura 4.9 evidenzia anche il trend di accelerazione negli anni della crisi economica, oltre al salto del 2020, in larga parte recuperato già nel 2021 (si veda oltre). I trasporti sarebbero a fine 2021 responsabili di circa un quinto della riduzione cumulata delle emissioni dal 2005 (Figura 4.8). Anche al settore civile si deve una decisa fetta dell'aumento delle emissioni del 2021 (il 20% circa), per l'incremento del 6% circa sul 2020, dato sia dalla ripartenza del settore dei servizi che dai maggior consumi di gas per usi riscaldamento (si veda cap.3). Dalla Figura 4.8 emerge inoltre come le emissioni settoriali, diminuite a ritmi mediamente meno sostenuti degli altri comparti (-1% m.a.), abbiano fornito un apporto non trascurabile alla riduzione cumulata delle emissioni dai massimi 2005 (circa il 10% del totale).

Le attività industriali sarebbero infine responsabili per il 10% circa dell'aumento delle emissioni del 2021 sull'anno precedente (Figura 4.7), data la ripresa delle attività produttive dopo il forte calo del 2020 (NB: le emissioni derivanti all'aumento dei consumi elettrici industriali sono contabilizzate nel settore della trasformazione). Le emissioni settoriali nell'ultimo decennio e mezzo hanno proceduto su un trend di riduzione quasi costante, ad un ritmo complessivamente superiore al 2% m.a., ma decisamente più marcato durante gli anni della crisi economica, arrivando a fine 2021 ben oltre al di sotto del 2005.

Complessivamente la Figura 4.8 evidenzia come, dai livelli massimi del 2005 (quasi 470 MtCO₂ da combustione diretta per usi energetici, dati CRF), le emissioni del sistema energetico nazionale si siano ridotte a fine 2020 di oltre 10 MtCO₂ l'anno in media, mostrando cali decisamente più marcati durante gli anni della crisi del 2008-2014, ma anche come il drammatico crollo del 2020 abbia contribuito per circa un quinto del totale emissioni evitate nell'intero orizzonte di analisi, prima del rimbalzo del 2021.

In forte rialzo le emissioni nei trasporti, spinte dalla ripresa del traffico, anche più sostenuto di PIL e produzione industriale

Le emissioni del settore trasporti sono stimate complessivamente in aumento di circa il 17% sul 2020, restando tuttavia comunque inferiori ai livelli pre covid. Gran parte del calo delle emissioni è maturato nel corso del II trimestre, durante il quale erano cresciute del 50% rispetto allo stesso periodo 2020, quello più duramente penalizzato dalle limitazioni alla mobilità. Anche nella seconda metà dell'anno si stima un aumento della CO₂ del 7% nel III trimestre, di oltre il 10% nel IV trimestre (in modo coerente con l'andamento dei consumi, decisamente più sostenuti rispetto a quelli di fine 2020, colpito dalla nuova ondata pandemica).

La ripresa di consumi ed emissioni settoriali sembra inoltre coerente con i dati di traffico (si veda par. 3.2), ma anche con la ripresa dell'economia nazionale e delle attività produttive, che risultano tuttavia meno decise rispetto ai dati di traffico: PIL e indice di produzione industriale sono infatti in aumento rispettivamente del 7% e 12% circa sul 2020.

In riferimento ad un orizzonte più ampio, la Figura 4.9 mostra un disaccoppiamento tra l'andamento di consumi/emissioni del settore e quello del PIL, sia negli anni di crisi economica che nel successivo periodo 2016-19 (escludendo il 2018). Il 2020 sembrava indicare in questo senso una accelerazione di tale

disaccoppiamento, con un calo dei consumi/emissioni quasi doppio rispetto a quello del PIL, su cui incideva tuttavia in maniera decisiva il crollo del traffico sia stradale che aereo, come testimonia la ripartenza del 2021.

Figura 4.8 - Emissioni di CO₂ per settori (riduzione rispetto ai livelli del 2005, MtCO₂)

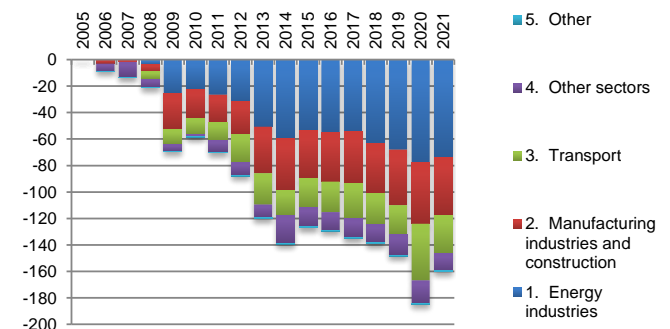
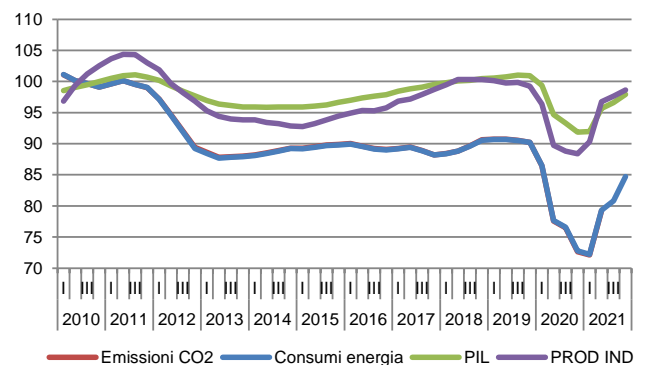


Figura 4.9 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100)



Dopo il crollo del 2020, in parziale ripresa il mercato dell'auto nel 2021 (+5%), ma decisamente inferiore ai livelli pre covid

Elemento di preoccupazione per la decarbonizzazione del settore dei trasporti è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare (Figura 4.10). Nel 2020 il mercato delle nuove immatricolazioni aveva infatti subito un crollo senza precedenti, per effetto delle restrizioni e più in generale dalla crisi economica che ne è derivata: meno di 1,4 milioni di nuove immatricolazioni, il 28% in meno rispetto al 2019.

Nell'insieme del 2021 le nuove immatricolazioni sono state 1.458.249 unità (dati ANFIA), un dato migliore rispetto al 2020, oltre 76 mila vetture in più (+5,5%), ma comunque inferiore rispetto ai livelli pre Covid del 2019 per oltre 458 mila vetture (-24%).

Dopo la ripresa dei primi tre mesi del 2021 (+29% tendenziale) ed il risultato positivo del II trimestre (+85% rispetto allo stesso periodo del 2020, quando il mercato rimase praticamente fermo, in particolare ad aprile, appena 4 mila vetture vendute), nella II parte dell'anno si registrava infatti un nuovo calo tendenziale, del 27% circa nel III trimestre, del 30% nel IV.

Secondo una nota ANFIA del 1 ottobre 2021, i cali sarebbero influenzati dal perdurare della crisi dei semiconduttori, responsabile di rallentamenti e blocchi nella produzione e ritardi nelle consegne, insieme al rapido esaurimento delle risorse dell'ecobonus, e l'attesa di nuovi incentivi, che può aver influito negativamente sulla domanda.

In una ottica di più ampio respiro (Figura 4.10), dopo il lungo periodo di variazioni negative negli anni della crisi del 2008, durante il quale le vendite annue erano passate da 2,5 milioni del 2007 ad 1,3 milioni del 2013, ed i successivi quattro anni di parziale ripresa (poco meno di 2 milioni nel 2017), nel successivo biennio 2018-19 il mercato del nuovo si è poi assestato su 1,9 milioni di immatricolazioni, ma il crollo del 2020 lo ha bruscamente riportato poco sopra ai minimi del 2013, dai quali si discosta di poco il dato di fine 2021 (+12%).

I dati ANFIA relativi al primo bimestre 2022 confermano il calo del mercato dell'auto, con appena 218 mila autovetture immatricolate, oltre il 21% in meno rispetto allo stesso bimestre 2021, un calo superiore al 30% rispetto ai livelli pre covid del 2018 e 2019 (oltre 331 mila vetture in media).

Crescono le immatricolazioni di vetture ibride ed elettriche

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni, nel 2021 sono ancora in calo le vendite di auto diesel del 29% rispetto al 2020, quasi 130 mila vetture in meno, mostrando cali particolarmente marcati nella seconda parte dell'anno (oltre il 50% in meno rispetto al II semestre 2020). Anche nel 2020 la riduzione del segmento diesel era stata decisa, con ben 311 mila vetture in meno del 2019 (-41%), più marcata rispetto alla contrazione dell'intero mercato (meno 28%). Dalla Figura 4.10 emerge come la contrazione del diesel fosse in atto già nel 2019 (meno 22%) e nel 2018 (meno 12%), seppur a ritmi meno sostenuti, a favore delle alimentazioni a benzina.

Nel 2021 in riduzione anche le vendite di autovetture a benzina, meno 85 mila vetture rispetto al 2020 (-16%). Dopo la crescita costante nel quinquennio 2015-19 (+16% medio annuo), per la ripresa del mercato dell'auto prima e per il ridimensionamento del diesel poi, nel 2020 si era registrato un deciso calo delle nuove immatricolazioni di autovetture a benzina, oltre 330 mila vetture in meno rispetto al 2019 (meno 39%).

Dopo le riduzioni del 2020 (meno 28% sul 2019), nel 2021 sono invece complessivamente in ripresa le vendite di auto a GPL e a metano (+10%).

Dopo il risultato positivo del 2020 (222 mila vetture, più del doppio rispetto al 2019), le nuove immatricolazioni di auto ibride nel 2021 sono oltre 422 mila, quasi il doppio rispetto all'anno precedente.

Conteggiando nelle vendite di auto ad alimentazione tradizionale, benzina e gasolio, anche quelle ibride, emerge come nel complesso le nuove immatricolazione ad

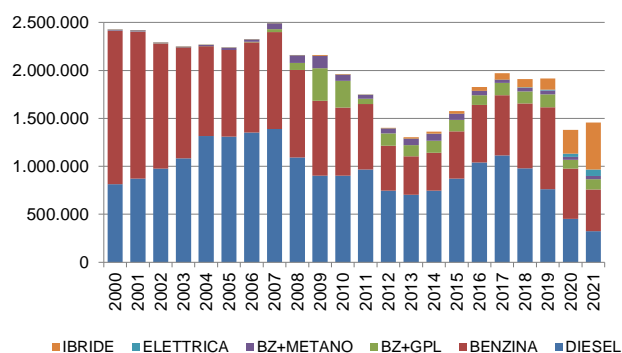
alimentazione gasolio e benzina siano complessivamente sugli stessi livelli del 2020 (1,2 milione di vetture), ma del 31% in meno sul 2019, con differenze notevoli per le due alimentazioni. Per quanto riguarda la benzina (e ibride benzina), nel 2021 le nuove immatricolazioni hanno superato le 802 mila unità, superiori del 12% sul 2020, - 15% sul 2020.

Le nuove vetture diesel (tradizionali e ibride) sono pari a 380 mila nel 2021, inferiori del 21% sul 2020, del 50% sul 2019.

Sono invece più che raddoppiate rispetto alle 59 mila del 2020 le nuove immatricolazioni di auto elettriche (pure e plug in), quasi 138 mila nel 2021.

La quota di mercato delle nuove immatricolazioni elettriche ed ibride è quindi rapidamente passata dal 2% del 2015-16 a quasi il 7% nel 2019, al 20% nel 2020 (grazie anche alle decise contrazioni delle alimentazioni tradizionali, oltre che dagli incentivi per la mobilità sostenibile), al 38% del 2021.

Figura 4.10 - Nuove immatricolazioni di autovetture per alimentazione



Dinamiche di lungo periodo delle emissioni e dei loro driver

Per cogliere l'impatto della pandemia e la successiva ripresa di attività e consumi sulla dinamica delle emissioni di CO₂, la Figura 4-11 mostra i risultati della scomposizione di Kaya applicata a quattro archi temporali:

- Nel triennio 2016-2019 le emissioni mostravano un tasso di riduzione superiore all'1% m.a., principalmente per il calo di intensità carbonica dell'energia fossile e dell'intensità energetica del PIL e meno per la quota di fossili sulla primaria (in calo ad un ritmo meno sostenuto). L'insieme di questi contributi avrebbe condotto a cali superiori al 2% m.a., ma la crescita del PIL (+1% m.a) ha ridimensionato il calo effettivo della CO₂.
- nei quattro trimestri del 2019 la figura mostra un'accelerazione del trend di riduzione (circa il 2,5% sul 2018), in primis per il calo dell'intensità energetica e dell'intensità carbonica delle fossili (entrambe oltre il -1%), parzialmente compensate dalla modesta crescita del PIL.
- Per il 2020 si stima una decisa riduzione delle emissioni di circa il 12% sull'anno prima, imputabile in primis alla decisa riduzione del PIL pro-capite (meno 9%). Anche la componente quota di energia fossile ha favorito la riduzione, seppur in maniera meno sostenuta (-2% date le riduzioni nei trasporti), più modesto il contributo dell'intensità energetica del PIL.
- nei quattro trimestri del 2021 la figura evidenzia come la decisa ripresa delle emissioni (oltre l'8%, sul 2020) sia spiegabile in gran parte con la ripresa del PIL pro-capite (+6,6%); anche l'intensità energetica del PIL ha favorito la ripresa delle emissioni (+1,5% circa, incide la ripresa del traffico), mentre dalle altre tre componenti una variazione complessivamente marginale.

Allargando lo sguardo, in Figura 4.12 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente dell'identità di Kaya alla variazione m.a. della CO₂ degli ultimi tre anni.

Dalla figura emerge come, dopo gli anni della lunga recessione fino ai minimi del 2014, il tasso medio annuo triennale di riduzione delle emissioni sia andato attenuandosi, fino ad arrivare a variazioni positive nel 2017 e nella I parte del 2018, per poi oscillare su variazioni marginalmente negative nel successivo anno e mezzo. La crisi sanitaria del 2020 ha quindi portato a una nuova e decisa riduzione delle emissioni, passate dal meno 1% medio annuo (calcolato sui tre anni precedenti) di fine 2019 ad oltre il -5% a fine 2020, in buona parte già "recuperate" a fine 2021 (-2%) per la ripresa del traffico (seppur ancora parziale) e delle attività produttive.

Il PIL pro capite, nonostante risulti in decisa attenuazione (dal -2% medio di fine 2020-inizio 2021 ad appena -0,5% a fine 2021) ha rappresentato comunque una componente chiave della riduzione delle emissioni dell'ultimo anno e mezzo, contribuendo nel IV trimestre a circa un quarto della riduzione complessiva dell'ultimo triennio (al netto della quale il calo della CO₂ sarebbe stato più contenuto, -1,6% medio annuo).

Oltre un quarto del calo delle emissioni negli ultimi dodici trimestri è poi imputabile alla riduzione della quota di fonti fossili sull'energia primaria, sebbene in forte attenuazione rispetto alla spinta fornita nel precedente triennio.

Spinta decisiva anche dall'intensità carbonica delle fonti fossili che, nonostante la frenata del 2021 (per la ripresa del carbone), nell'ultimo triennio è comunque in calo dello 0,5% m.a. circa.

Più modesto il contributo della riduzione dell'intensità energetica del PIL, in progressiva attenuazione dal -1% circa di metà 2020 a -0,2% di fine 2021 (incide il fattore traffico).

In aumento la capacità da FER, spinta dal FV

La capacità elettrica installata a fine 2021 di impianti solari, eolici ed idroelettrici è complessivamente pari a 56 GW (dati Terna), in aumento di circa 1,2 GW rispetto ai livelli di fine 2020, quando era cresciuta di appena 720 MW sull'anno precedente,

molto meno rispetto al +1,2 GW del 2019 e allo 0,9 GW/anno medio del biennio precedente.

Il risultato del 2020, su cui ha influito la pandemia, era da ricercare in primis nella prestazione negativa dell'eolico, cresciuto nell'anno solare di appena 120 MW, decisamente meno rispetto ai 470 MW/anno del biennio 2019-18 e ai 300 MW/anno del biennio ancora precedente. Secondo i dati Terna, la capacità eolica installata a fine 2021 in Italia è pari a 11,1 GW, quindi 300 MW aggiuntivi sul 2020, un aumento più deciso rispetto al risultato negativo del 2020, ma comunque inferiore alla media dei precedenti quattro anni.

A fine 2021 la potenza di impianti solari è invece pari a 22,2 GW, +800 MW rispetto ai livelli dell'anno prima, una crescita decisa se confrontata con i 540 MW di nuova capacità del 2020, i 700 MW del 2019 e i 400 MW medi del triennio ancora precedente.

Per quanto riguarda l'idroelettrico, la capacità installata a fine 2021 è pari a 22,7 GW, superiore di circa 100 MW rispetto al 2020, quando era cresciuta in maniera meno sostenuta.

Figura 4-11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue

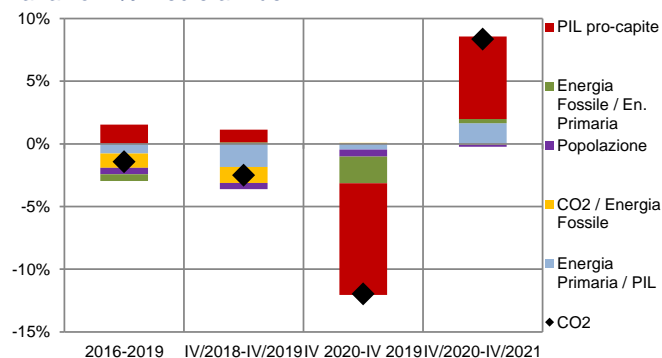


Figura 4.12 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

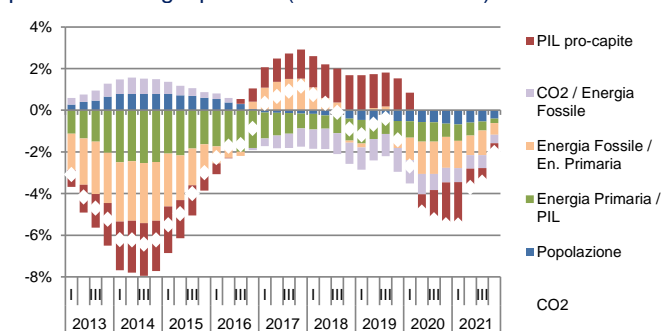
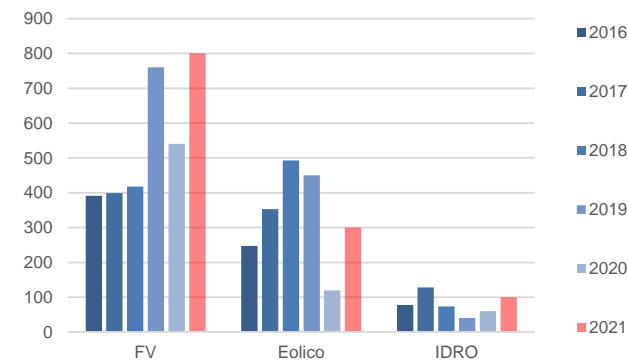


Figura 4.13 – Nuova capacità elettrica da FER in Italia (MW)



5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Nel 2021 è tornata a salire la quota OPEC sulla produzione mondiale

Nel 2021 sul mercato petrolifero si è assistito al ritorno a una condizione di eccesso di domanda, tornata ad aumentare più delle previsioni di inizio anno, mentre la produzione non OPEC ha ripreso a salire solo lentamente e i paesi OPEC+ hanno seguito una strategia di aumenti solo molto gradualmente. Ciononostante la produzione OPEC ha rappresentato la prima e più importante fonte di ripresa dell'offerta (+0,8 Mb/g in media d'anno), tanto che nel quarto trimestre l'aumento rispetto a un anno prima è stato pari a 3 Mb/g e tale da riportare la produzione OPEC ai livelli di inizio 2020 (oltre i 33 Mb/g). Per la prima volta da molti anni la quota OPEC sul mercato petrolifero mondiale è dunque tornata a salire nel 2021, sebbene solo di pochi decimali (Figura 5-1). Si tratta di una rottura delle tendenze prevalenti nel mercato petrolifero almeno a partire dalla metà dello scorso decennio, tendenze che si erano ulteriormente accentuate nel 2020, quando, per sostenere le quotazioni del greggio dopo lo shock di domanda della primavera 2020, i paesi OPEC+ avevano adottato drastici tagli produttivi, vedendosi contrarre la propria quota del mercato mondiale di oltre due punti percentuali in un solo anno. La produzione non Opec+ è invece stimata nell'ultimo trimestre 2021 superiore di quasi 3 Mb/g rispetto allo stesso periodo del 2020, mentre nella media dovrebbe attestarsi su valori di poco inferiori ai 64 Mb/g (meno di 1 Mb/g in più rispetto al 2020). La dinamica del mercato petrolifero nel 2022 è ora avvolta nella massima incertezza, per cui è pressoché impossibile proiettarne l'evoluzione. Nello scenario presentato in Figura 5-1, che non riflette ancora le possibili conseguenze della guerra in Ucraina (fonti International Energy Agency e US Energy Information Administration), nel 2022 la quota OPEC potrebbe vedere un ulteriore passo avanti, perché la produzione OPEC aumenterebbe di quasi 3 Mb/g, mentre la pur forte accelerazione della produzione non-OPEC (fino a quasi 67 Mb/g) implicherebbe comunque una riduzione della quota di mercato.

Forte ripresa delle importazioni di greggio, balzo del peso della Libia, secondo fornitore italiano

In questo quadro le importazioni di greggio italiane nel 2021 sono tornate ad aumentare in misura notevole (+12%), fino a 56 Mt (dalle 50 Mt del 2020), un livello che resta comunque ancora ampiamente inferiore a quello del 2019, e negli ultimi due decenni rappresenta il secondo valore più basso dopo quello del 2020.

Riguardo alla distribuzione dei fornitori di greggio italiano la dinamica del mix è stata coerente con il dato globale, con un forte incremento del peso dell'import dai paesi OPEC, dalla Libia in particolare, che ha visto la sua quota salire dal 7% a oltre il 18%, più che compensando i cali delle quote dell'Arabia Saudita e dell'Iraq. Nel complesso le importazioni dai paesi OPEC rappresentano ora circa il 52% del totale, ben undici punti percentuali in più rispetto al 2020 (unico anno, nell'ultimo quinquennio, nel quale la quota OPEC è scesa ampiamente al di sotto del 50%).

Il primo fornitore italiano è rimasto comunque l'Azerbaijan (23% dell'import totale), in leggero aumento la quota di import dall'Europa, mentre sono in calo le quote delle altre aree geografiche, cioè Arabia Saudita, altri del Medio Oriente, America (prevalentemente USA), area ex-URSS.

In calo la produzione interna di greggio

La produzione di greggio italiana ha continuato a mantenere una sua dinamica indipendente da quella dei consumi petroliferi. Nel 2021 è rimasta costantemente su livelli leggermente inferiori rispetto all'anno precedente, per chiudere l'anno a 5,2 Mt (-3,7%), un valore comunque ampiamente superiore a quello di due anni fa (+1 Mt, pari al +25%).

E' notevole come il dato italiano sia perfettamente in linea con quello dell'insieme dei Paesi UE (a 27), dove nel 2021 la produzione interna ha visto un calo del 4,7%.

Nello specifico dei principali paesi europei i cali sono stati compresi tra il -5% della Germania e il -15% della Gran Bretagna, dove la produzione interna è scesa al di sotto delle 40 Mt, minimo ultradecennale.

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2022 proiezioni IEA e EIA-DOE)

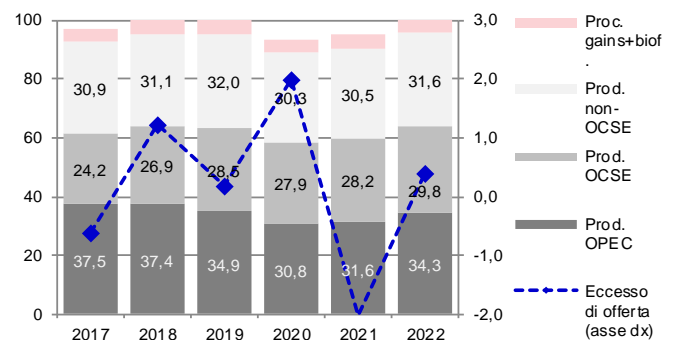


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

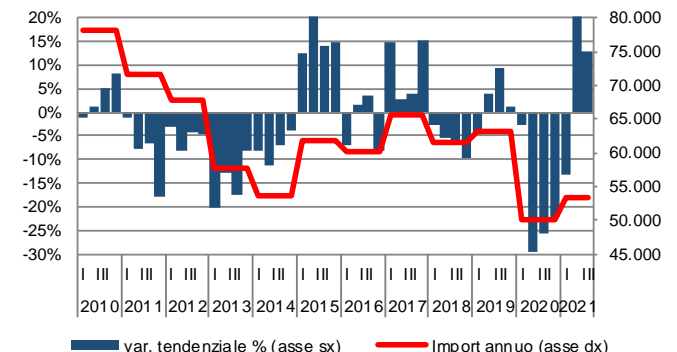
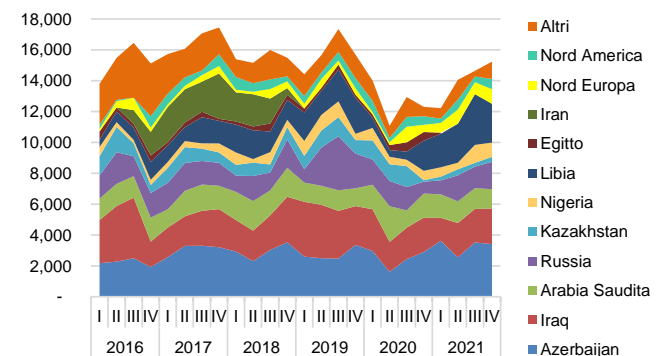


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



In risalita il crack spread dei principali prodotti raffinati. Il balzo del gasolio con la guerra in Ucraina è un segnale di criticità

Nel 2021 i margini dei principali prodotti petroliferi hanno registrato un miglioramento significativo, per l'allentamento delle tensioni sul mercato petrolifero verificatosi a partire da luglio e per la ripresa della domanda, anche superiore alle aspettative, grazie in particolare alle vaccinazioni di massa che hanno fatto rimbalzare la domanda dei trasporti.

Sia il crack della benzina sia quello del diesel si sono collocati in media d'anno al di sopra dei 10 \$/bl. Nel caso della benzina si tratta del valore più alto dal 2017, con un aumento sul 2020 del 170%. Nel caso del diesel l'aumento è stato invece del 13%, e il valore medio annuo rappresenta comunque il secondo valore più basso dell'ultimo decennio.

Nel 2021 è invece rimasta ancora parzialmente diversa la situazione del jet fuel, il prodotto più colpito dalla pandemia, con conseguenze notevoli sulla redditività dell'intero settore della raffinazione.

Nel complesso nel 2021 i margini sui distillati medi sono rimasti su valori inferiori a quelli della benzina, ancora penalizzati dall'ampio eccesso di offerta, con conseguente accumulo di scorte, prodotti nel 2020 a seguito del crollo della domanda di jet fuel in particolare. Con la pur parziale ripresa del traffico aereo, per quanto in Europa decisamente più lenta che negli Stati Uniti, diesel e gasolio hanno preso una traiettoria di graduale recupero della marginalità, restando però ancora ben al di sotto dei livelli pre-pandemici. Questa tendenza dovrebbe continuare a consolidarsi nei mesi successivi, con l'atteso ulteriore recupero dei volumi di traffico aereo, che nelle stime della IEA dovrebbe riportare la domanda di jet fuel oltre i 5 Mb/g (sebbene ancora inferiori di oltre 3 Mb/g rispetto ai livelli pre-pandemia, che non saranno raggiunti prima della fine del 2022).

La situazione del mercato è comunque ora drasticamente cambiata con la guerra in Ucraina: il crack spread del diesel è salito a livelli record (oltre i 50 \$/bl), perché il mercato è alla disperata ricerca di fonti di approvvigionamento alternative al diesel russo, di cui l'Europa è importatrice netta. I livelli di prezzo raggiunti dal diesel sono ora tali da iniziare a provocare una qualche distruzione della domanda.

Margini di raffinazione in marginale ripresa ma ancora negativi nell'area del Mediterraneo

I margini di raffinazione hanno beneficiato dei suddetti miglioramenti della marginalità dei prodotti, che fino ad agosto si è combinata con la fase ribassista dei prezzi del greggio, ma sono poi stati penalizzati dalla ripresa delle quotazioni del greggio e nell'ultima parte dell'anno dal balzo del prezzo del gas, input fondamentale della raffinazione.

In media d'anno i margini europei, sia dell'Europa Nord occidentale sia dell'area del Mediterraneo, hanno avuto incrementi marginali, e restano su valori storicamente molto bassi, insufficienti a garantire la profittabilità dell'attività.

Nell'area del Mediterraneo il margine di riferimento è rimasto ancora in territorio leggermente negativo, sebbene negli ultimi due trimestri sia passato in positivo dopo ben cinque trimestri consecutivi su valori negativi: il margine di raffinazione di riferimento EMC (calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, che lavora una carica composta da 50% grezzo Brent e 50% grezzo Urals) si è attestato in media d'anno a -0,2 \$/bl, contro i -0,6 \$/bl del 2020.

Il margine di raffinazione riferimento per ENI (Standard Eni Refining Margin), invece, ha continuato a collocarsi su valori molto negativi (-2,2 \$/bl) anche nell'ultimo trimestre dell'anno, in netto peggioramento sul trimestre precedente a causa dell'aumento del costo del metano. I margini di raffinazione del 2021 sono considerati i "peggiori degli ultimi dieci anni".

Figura 5-4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

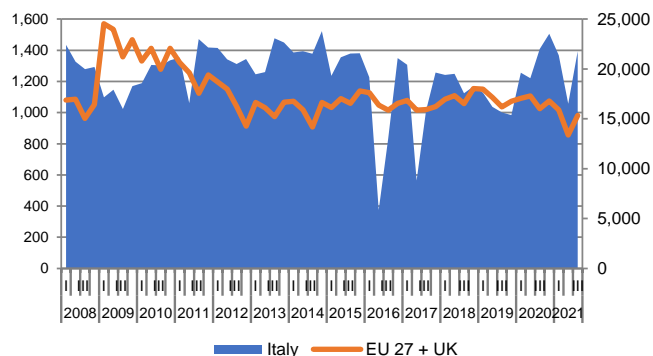


Figura 5-5 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

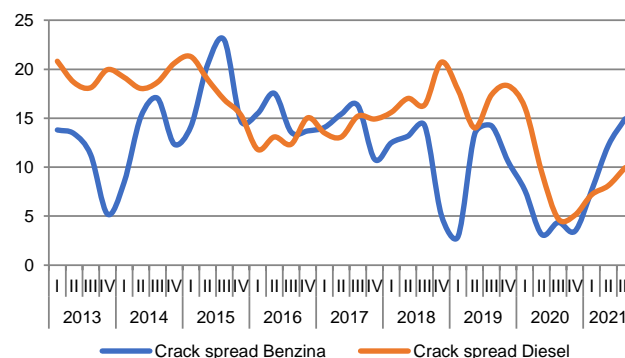
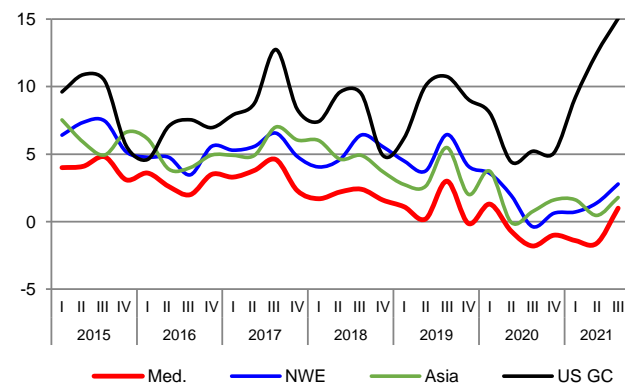


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)



Nel 2021 è tornato ad ampliarsi il premio dei greggi leggeri sui greggi pesanti

Nel 2021 il differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet è tornato a collocarsi stabilmente su livelli negativi. Nel quarto trimestre dell'anno il differenziale Ural-Brent è sceso a -1,6 \$/bl, dai -2,2 del trimestre precedente, ma in media annua si è attestato a -1,8 \$/bl, contro i -0,6 \$/bl del 2020, anno nel quale per diversi mesi lo spread era risultato addirittura positivo.

A contribuire all'ampliamento dello sconto dell'Ural MED nel corso dell'anno è stata fondamentale la progressiva risalita della produzione OPEC+, cui si è aggiunto il livello relativamente poco favorevole dei margini dei distillati medi, che sono prodotti da greggi sour.

Questa evoluzione del differenziale Ural-Brent è un dato teoricamente utile ai margini delle raffinerie più complesse, che traggono il loro guadagno dall'acquisto di materia prima a minor costo, ovvero greggio di qualità medio-bassa, e rivendono i prodotti raffinati generati dalle efficienti tecniche di raffinazione. Queste raffinerie hanno particolarmente sofferto i tagli produttivi OPEC+, che da un lato hanno sostenuto le quotazioni del greggio, dall'altro hanno tolto dal mercato una grande quantità di greggi medio-pesanti e ad alto contenuto di zolfo, generando un calo dell'offerta ed un conseguente aumento del loro prezzo. D'altra parte, l'andamento dei margini di raffinazione nel corso mostra che evidentemente l'andamento del differenziale Ural-Brent non è stato sufficiente a riportare i margini europei su livelli soddisfacenti.

I dati preliminari circa lo sconto Ural-Brent nei primi due mesi del 2022 mostrano un deciso forte allargamento dello sconto, in particolare a febbraio, evidentemente in coincidenza con l'approssimarsi dell'inizio della guerra in Ucraina e l'estensione delle sanzioni verso la Russia.

In risalita (dai minimi decennali) tasso di utilizzo degli impianti e lavorazioni di greggio

Nel 2021 è tornato a salire il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione europei (N.B.: dati parziali, riferiti ai primi dieci mesi dell'anno), grazie al pur parziale miglioramento della situazione del mercato dei prodotti. In particolare, i dati relativi all'Italia segnalano un tasso di utilizzo degli impianti in aumento di circa undici punti percentuali rispetto al 2020. L'Italia, che partiva da una situazione già difficile prima della crisi pandemica, e che nel 2020 aveva ridotto il tasso di utilizzo degli impianti in linea con gli altri paesi europei (fino al minimo decennale del 64%), nel 2021 sembra invece aver registrato un aumento superiore di quello degli altri principali paesi europei, dove gli incrementi sono stati inferiori al 5%.

I dati ancora parziali relativi all'insieme dei paesi europei per il quarto trimestre dell'anno mostrano ora un tasso di utilizzo degli impianti in Italia solo di poco inferiore alla media Europa OCSE, in entrambi i casi superiore all'80%.

I dati relativi alle lavorazioni di greggio sono coerenti con quelli relativi al tasso di utilizzo degli impianti. In tutti i principali Paesi europei si è registrata una risalita dai valori minimi decennali toccati tra fine 2020 e inizio 2021, anche se gli ancora depressi margini di raffinazione e crack spread sui distillati medi continuano a rappresentare un freno alla risalita delle lavorazioni.

Anche nel caso delle lavorazioni la risalita italiana sembra essere stata maggiore di quella registrata negli altri Paesi europei. Il valore assoluto delle lavorazioni italiane è stato di circa 61 Mt, che resta comunque il terzo valore più basso di questo secolo, dopo i 55 Mt 2020 e i 59 del 2014.

Tra gli altri Paesi si segnala la conferma che la Francia sembra essere stata il Paese più colpito dalla crisi e risulta ora quello con il minore tasso di utilizzo degli impianti (in media d'anno pari ad appena il 60%).

Figura 5-7 – Differenziale tra i greggi Ural e Brent (\$/bl)

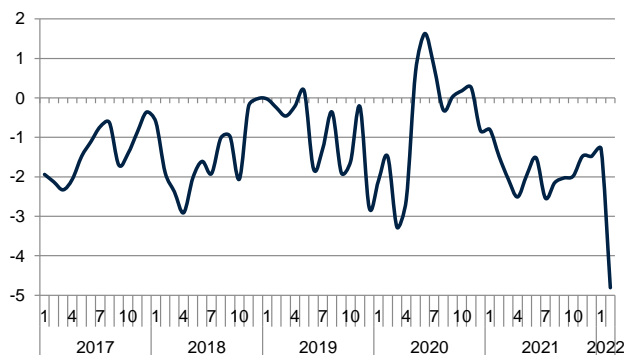


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%)

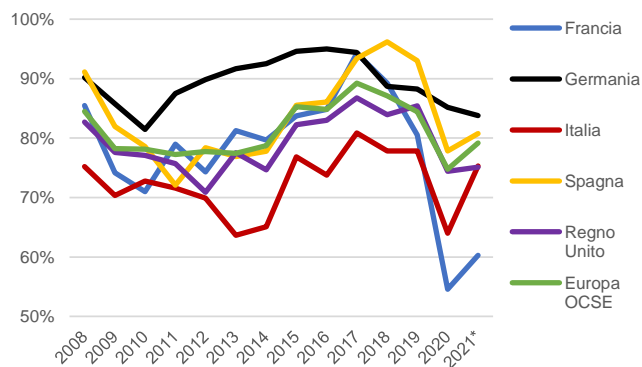
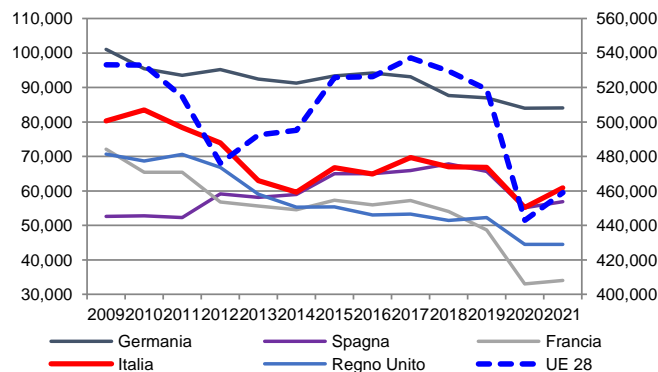


Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



Nell'ultima parte del 2021 è tornato a salire l'export netto di gasolio

Nel 2020 la crisi della domanda di prodotti petroliferi ha fortemente colpito il settore della raffinazione, costretta a ridurre in modo drastico l'attività. Ne è derivato un significativo cambiamento dell'equilibrio tra importazioni ed esportazioni, con una riduzione da un lato delle esportazioni nette di gasolio, dall'altro delle importazioni nette di carboturbo. Questo trend è sembrato stabilizzarsi ancora nella prima parte del 2021 (Figura 5-10), ma l'ultimo trimestre dell'anno sembra segnalare invece una netta inversione di tendenza

Le esportazioni di gasolio sono tornate a superare nel trimestre le 2 Mt, mentre le importazioni sono scese al minimo (su base trimestrale) dal 2014. Questi dati di fine anno hanno determinato un deciso cambiamento anche del quadro consuntivo annuale. Le esportazioni nette di gasolio nell'anno, che nei primi nove mesi risultavano sui minimi dal 2014, dunque perfino inferiori al 2020, nell'insieme del 2021 risultano ora in aumento del 19% sul 2020.

Una implicazione di rilievo di questi ultimi dati è che potrebbero segnalare un'interruzione della tendenza di medio-lungo periodo verso il superamento della peculiarità italiana di essere l'unico Paese europeo con un rapporto tra produzione e consumo di gasolio superiore a 1 (Figura 5-11). Se tre mesi fa il rapporto in questione si collocava esattamente a 1, minimo decennale, il consuntivo di fine anno è ora pari a 1,03. Nei prossimi mesi è prevedibile che l'equilibrio degli scambi internazionali dei prodotti petroliferi, e del gasolio in particolare, potrebbe essere alterato in modo notevole dagli effetti delle sanzioni alla Russia.

Altro dato interessante dell'ultimo trimestre 2021 è la ripresa delle importazioni nette di carboturbo, tradizionalmente il primo prodotto petrolifero importato in Italia. Quasi azzerate a partire dal secondo trimestre 2020 a seguito del blocco dei voli nazionali ed internazionali, le importazioni di carboturbo hanno ripreso molto lentamente, con un balzo proprio nel quarto trimestre a oltre 300 kt. Nel complesso del 2021 le importazioni nette di carboturbo sono rimaste comunque inferiori all'anno passato, perché nel primo trimestre 2020 l'Italia aveva ancora importato oltre 500 kt, 440 kt in più di quelle importate nel primo trimestre 2021.

Il rapporto tra produzione e consumo di benzina, invece, che nel 2020 ha avuto un'impennata che ha portato la produzione a più che doppiare i consumi interni, è ora tornato sulle medie di lungo periodo, e resta il più alto insieme a quello della Spagna.

Figura 5-10 – Esportazioni nette di prodotti petroliferi (kt)

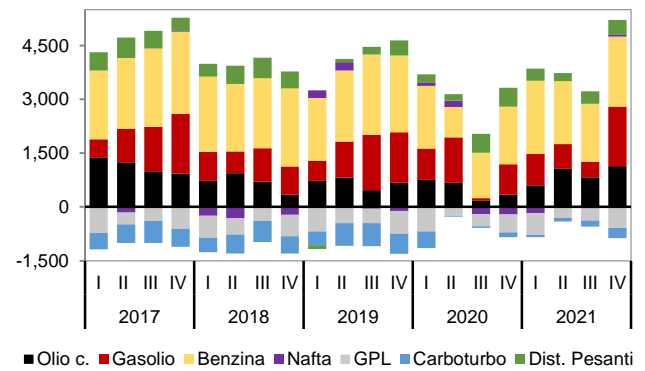


Figura 5-11 – Rapporto tra produzione e consumo di gasolio – media mobile a 4 termini

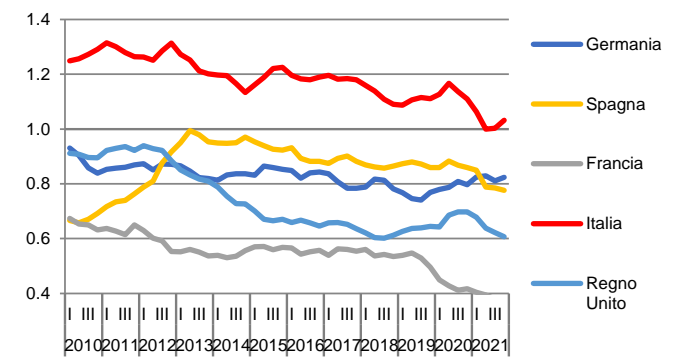
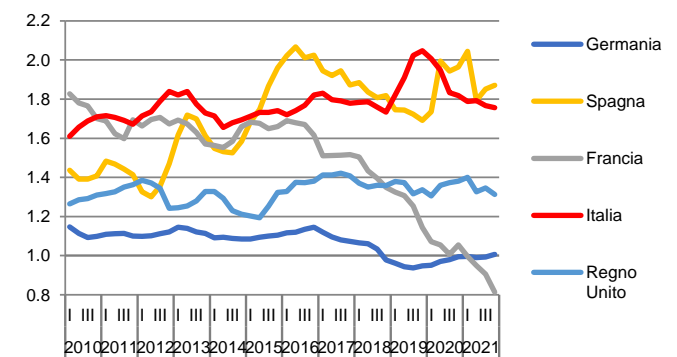


Figura 5-12 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina – media mobile a 4 termini



5.2. Sistema del gas naturale

Mercati asiatici come driver mondiali sul lato della domanda

Elemento dominante del 2021 è stato la conferma dei mercati asiatici come driver e market mover mondiali, sia in termini di quantità sia di prezzi. In particolare, una ripresa economica post pandemia decisamente più robusta e sostenuta che altrove – in particolare in Cina - ha comportato un forte rimbalzo della domanda; quest'ultimo è stato poi sostenuto anche da concomitanti condizioni climatiche particolarmente fredde che hanno colpito nella prima parte dell'anno l'intero emisfero settentrionale con tempistiche sfalsate cominciando appunto, per prima, dall'area asiatica. La domanda asiatica si è poi dimostrata più rigida ai prezzi rispetto a quanto avvenuto nell'area europea, ossia disposta ad assecondare aumenti dei prezzi molto maggiori ed anche rapidi pur di essere soddisfatta: ciò ha generato nel corso di quasi tutto il 2021 una forbice positiva tra i quelli asiatici ed europei, tale da far sì che i mercati asiatici divenissero un polo di attrazione privilegiata e prioritaria dei flussi di export. Ne è conseguito un forte assorbimento dell'offerta complessiva nell'ambito di una situazione di carenza di quest'ultima e di conseguente necessità di razionamento. Nel prosieguo dell'anno la domanda è poi rimasta sostenuta anche grazie a precise strategie di molti operatori rivolte ad acquistare anticipatamente gas in vista dell'inverno 2021-22, per non replicare la situazione di scoperto avvenuta nell'inverno precedente.

Offerta in crescita ma insufficiente a tenere il passo della domanda

Sul lato dell'offerta, le esportazioni globali di GNL sono cresciute nel periodo gennaio-novembre 2021 a 450 miliardi di m³ rispetto ai 427 del 2020 e ai 424 del 2019: tale incremento è risultato il saldo netto tra nove Paesi (a cominciare dagli Stati Uniti, ma anche Egitto, Malesia), che hanno aumentato complessivamente il proprio export di circa 38 mld m³, ed altri dieci che lo hanno diminuito per circa 22 mld (principalmente Nigeria, Norvegia, Trinidad&Tobago). L'adeguamento rispetto alla maggior richiesta è stato pertanto parziale e limitato, continuando inoltre a risentire dei ridimensionamenti produttivi e logistici dovuti ai precedenti lockdown con conseguenti strozzature, interruzioni, riduzioni e irregolarità di varia natura nelle forniture. Nel complesso, il volume globale di GNL perso a causa di interruzioni pianificate o non pianificate è ammontato a 53 miliardi di m³, equivalente a quasi il 9% della capacità di fornitura potenziale complessiva e superiore del 44% rispetto alla media 2015-2020. In definitiva sia la domanda sia l'offerta mondiale di GNL sono cresciute, ma la prima nel complesso più velocemente della seconda: sancendo così la nuova configurazione strutturale del mercato globale.

La nuova configurazione del mercato europeo

Per quanto riguarda specificamente il mercato europeo, anche la struttura di quest'ultimo è profondamente cambiata per adeguarsi ai mutamenti dei flussi di domanda ed offerta mondiali: da tradizionale mercato di bilanciamento e compensazione dell'eccesso strutturale di offerta – funzione tradotta in un sistematico accumulo di stoccaggi e nel sostegno a prezzi comunque in diminuzione – nel 2021 l'Europa si è viceversa vista stretta nella morsa di un triplice restringimento ed irrigidimento sul lato dell'offerta. Innanzitutto una diminuzione dell'import di GNL poiché i principali flussi di export (in particolare quelli degli Stati Uniti) sono stati in buona parte dirottati a soddisfare la domanda sui mercati asiatici, attirati ed assorbiti con prezzi a premio rispetto a quelli europei pur anch'essi crescenti; inoltre è proseguita la contestuale e progressiva diminuzione della produzione domestica di gas, processo peraltro di lungo termine riguardante una molteplicità di Paesi, Olanda in primis col giacimento di Groningen di ormai

imminente chiusura; infine si è aggiunto il calo delle importazioni nette da gasdotti (principalmente dalla Russia, non compensate dagli incrementi da Norvegia, Nord Africa e Azerbaijan). Assumendo l'anno 2019 come riferimento di "normalità pre pandemica", le suddette tre diminuzioni sono ammontate rispettivamente a circa 14, 16 e 15 miliardi di m³, per un totale di 45: una riduzione che si è tuttavia riflessa in modo nettamente più contenuto – per appena un quarto - su quella dei consumi impliciti del 2021 (sempre rispetto al 2019) pari a 11,7 miliardi di m³, poiché la differenza - circa 27 miliardi di m³ - è stata sopperita grazie al ricorso agli stoccaggi. I primi mesi del 2021 hanno registrato un imponente e rapido utilizzo delle scorte, essendo passate direttamente da un massimo storico stagionale pari a quasi 100 miliardi di m³ ad ottobre 2020 fino al minimo storico di appena 30 miliardi nell'aprile successivo: evento che ha sancito l'inversione strutturale sul mercato da eccesso di offerta ad eccesso di domanda.

Figura 5-13 – Importazioni mensili di gas in Cina – media mobile a 3 mesi, variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (milioni di Sm³)

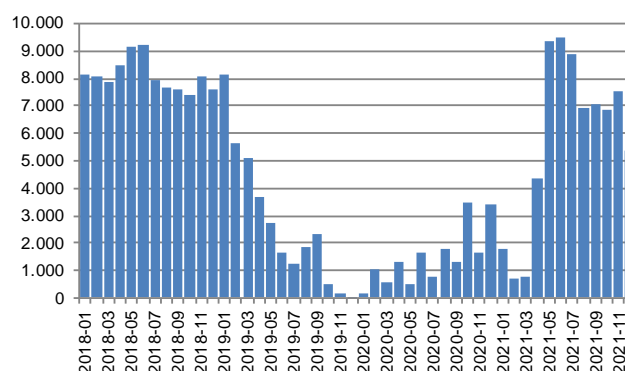


Figura 5-14 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

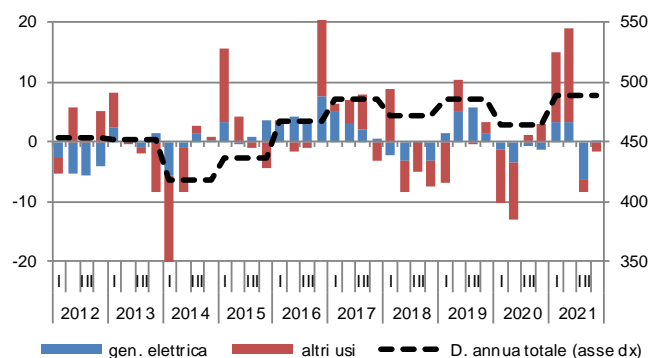
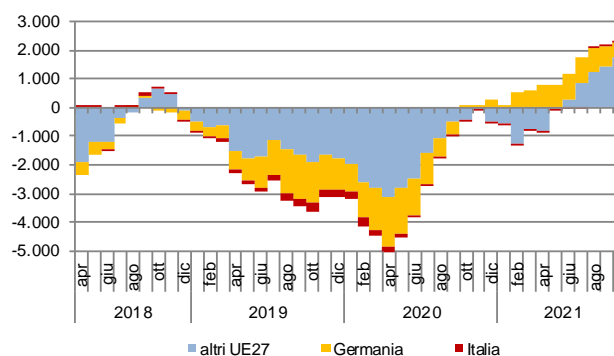


Figura 5-15 – Consumi di carbone nella generazione elettrica in Germania, Italia e altri UE – media mobile a 3 mesi, var. rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (Mtep)



Consumi europei di gas ai nuovi record annuali

Nel 2021 i consumi di gas in Europa sono ammontati a 488,6 mld m³ (vedi Figura 5-14), in aumento del 5,2% rispetto ai 464,5 del 2020. Si tratta del nuovo record storico annuale, superiore – anche di poco, 2-3 mld m³ corrispondenti in percentuale a meno dell'1% - ai valori di picco preandemico registrati nel 2017 e nel 2019. Il dato assume ancor più rilievo in considerazione del nuovo contesto di carenza di offerta e di conseguente effetto compressivo sulla domanda: da un lato per le difficoltà di approvvigionamento da un lato, dall'altro lato per l'aumento dei prezzi (con la connessa retroazione negativa sulla domanda stessa e l'incentivazione allo switch su altre fonti). In altri termini, si può affermare che la domanda di gas europea ha mostrato una notevole resilienza, confermando la strutturale pluriennale del suo trend positivo anche in presenza di condizioni di mercato praticamente ribaltate nel volgere di un anno.

I valori annuali necessitano tuttavia di essere scomposti, sia in termini temporali che settoriali.

Sotto il primo profilo, mentre il primo semestre 2021 ha registrato un incremento tendenziale del 14,4% sull'anno precedente (circa 34 mld m³ in termini assoluti), il secondo ha fatto invece registrare una diminuzione (-4,4%), in valori assoluti circa 10 mld m³ quasi tutti concentrati nel terzo trimestre.

L'andamento è nettamente differenziato anche per settore: a fronte di consumi per la generazione elettrica quasi invariati (appena 0,5 mld m³ in più, appena lo 0,4%), quelli negli altri usi – industriale e residenziale – si sono incrementati del 6,6%, circa 23,6 mld m³ in valori assoluti. I due settori sono stati tuttavia abbastanza omogenei e sovrapponibili nell'andamento tendenziale annuale (forte espansione nel primo semestre e successiva contrazione nel secondo), con un conseguente andamento oscillatorio – prima nettamente positivo e poi negativo – rispetto alle rispettive medie decennali.

Riguardo al rapporto dei consumi di gas rispetto al Pil, le prime stime Eurostat per quest'ultimo indicano a consuntivo 2021 una crescita del 5,2% sia nell'area euro sia nell'UE 27, dunque esattamente sovrapponibile a quella complessiva dei consumi di gas naturale. La sovrapponibilità sussiste tuttavia soltanto a livello annuale, avendo avuto in termini trimestrali una correlazione estremamente variabile: nettamente positiva nel primo semestre, per poi sostanzialmente invertirsi (diventando negativa) nel terzo trimestre, e infine neutra nel quarto: per quest'ultimo, le stime indicano un rialzo dello 0,3% per il P.i.l. dell'area euro e dello 0,4% per l'EU27, a fronte di consumi di gas sostanzialmente invariati o leggermente negativi. La lettura ipotizzabile è di una correlazione dei consumi di gas piuttosto marcata rispetto alla crescita ma ancor più rispetto alla competitività economica del gas stesso: con quest'ultima in grado di essere più che compensativa. La conferma proviene dai consumi europei di carbone (vedi Figura 5-15), i quali dopo un intero biennio in territorio profondamente negativo dovuto soprattutto alle politiche strutturali di dismissione e al suo fortissimo decremento di competitività (stretta tra prezzi del gas ai minimi storici e prezzi dei diritti di emissione, viceversa, su costanti nuovi massimi), hanno visto un 2021 improntato a un netto ritorno al suo ricorso, dapprima essenzialmente solo in Germania, poi – specie nel secondo semestre – in pressoché tutta l'area continentale.

Importazioni di GNL in Europa in diminuzione

Le importazioni di GNL in Europa sono ammontate nel 2021 a 94,6 mld m³, in diminuzione del 7,7% dai 102,5 mld dell'anno precedente e dell'11,7% rispetto al 2019 (Figura 5-16). Se la contrazione avvenuta nel 2020 era stata principalmente imputabile a quella dell'attività economica – ossia agli effetti recessivi della pandemia globale - il 2021 ha mostrato invece come elemento caratterizzante il disaccoppiamento dell'import di GNL rispetto alla crescita del P.i.l., sancendo così

l'interruzione del suo trend strutturale antecedente al Covid 19 pur comunque restando in termini assoluti su valori assolutamente superiori a quelli registrati fino al 2018 compreso.

L'ultimo trimestre ha segnato un discreto recupero tendenziale rispetto al corrispondente trimestre 2020 (8,7 mld m³ contro 7, pari a +24,3%); d'altro canto, la diminuzione concentrata essenzialmente nel primo e nel terzo trimestre (rispettivamente -28,7 e -17,6%) ha altresì mostrato la notevole elasticità dell'import rispetto ai prezzi del GNL, riducendosi in maggior misura proprio in corrispondenza delle fasi di più intenso aumento di questi ultimi.

La conferma indiretta è data dalla perfetta correlazione inversa mostrata dall'import rispetto al differenziale tra i prezzi sulla piazza europea ed asiatica (spread tra GNL Japan e TTF), anch'esso soggetto a fortissime oscillazioni che hanno caratterizzato l'intero 2021. Lo media annuale dello spread è risultata pari a 4 €/MWh, inferiore a quella sia del 2020 (4,7€) sia del 2019 (4,9 €): tuttavia la sua volatilità annuale è risultata altissima, passando dall'essere fortemente positivo nel primo trimestre (media 12,2 €/MWh) per poi quasi azzerarsi nel secondo, diventare negativo nel terzo (-2,7€) ed infine risalire nell'ultimo (5,8 €).

Poiché nel corso del 2021 la crescita economica, pur tra fisiologiche oscillazioni, si è sempre mantenuta univocamente positiva, si può quindi affermare che i consumi di GNL si siano dimostrati - nell'ambito di quelli globali europei di gas – come la componente più sensibile ai prezzi e meno alla crescita economica.

In ottica di lungo periodo il ridimensionamento dell'import di GNL del 2021 lo riporta a livello annuale ad essere pienamente compreso nel range di lungo periodo (Figura 5-17)

Figura 5-16 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

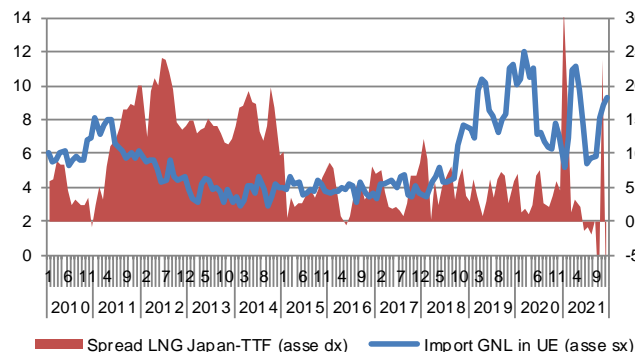
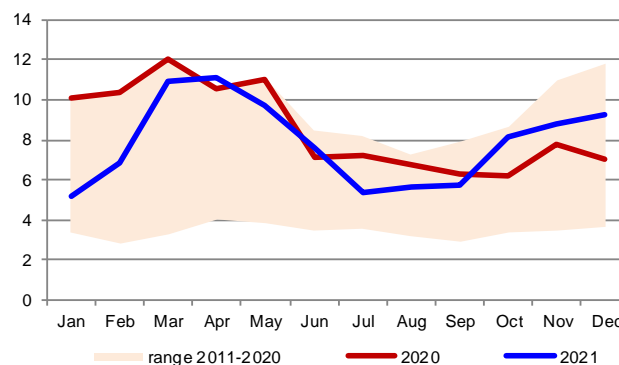


Figura 5-17 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)



Record dell'export USA di GNL, con andamento altalenante ma in decisa crescita a fine anno

Le esportazioni statunitensi di GNL in Europa hanno registrato nel 2021 il record storico di 29,08 mld m³, in aumento del 28,8 % rispetto ai 22,6 mld del 2020 (Figura 5-18). L'andamento nel corso dell'anno è stato piuttosto altalenante, con una significativa riduzione nel terzo trimestre poi seguita nel trimestre successivo da un sostanziale raddoppio. L'andamento tendenziale (anno su anno) è risultato sempre nettamente positivo (con incrementi compresi tra il 38 ed il 98%) tranne che nel primo trimestre allorchè ha fatto registrare, viceversa, una contrazione pari al 23,7%. Proprio la riduzione tendenziale del primo trimestre e quella assoluta del terzo sono praticamente coincise col forte allargamento dello spread TTF/LNG, ossia con le fasi di dirottamento dell'export americano dai mercati europei a quelli asiatici. In ogni caso a consuntivo annuale l'incremento delle importazioni europee dagli Stati Uniti, a fronte di una contestuale e significativa diminuzione di quelle complessive, le hanno confermate come il fattore di bilanciamento del mercato nel nuovo contesto di eccesso di domanda: sostituendo in tale ruolo l'Europa che lo era – attraverso l'uso degli stoccaggi – nel precedente contesto di eccesso di offerta.

Domanda annua di gas in Italia ai massimi dell'ultimo decennio

La domanda complessiva di gas in Italia nel 2021 è ammontata a 76,24 mld m³ (Figura 5-20), in aumento del 7,8% rispetto al 2020. Il quarto trimestre, con consumi pari a 23,05 mld m³, ha segnato un aumento tendenziale del 9% rispetto a un anno prima, mostrando così la ripresa del processo di recupero dalla contrazione del 2020, che aveva conosciuto una temporanea battuta d'arresto nel terzo trimestre.

I valori registrati nel 2021 risultano inoltre superiori anche a quelli del 2019, assumibili come riferimento pre-pandemico, dimostrando così il completo riassorbimento della contrazione provocata dallo shock Covid19..

A livello settoriale, i consumi industriali sono aumentati in media su base tendenziale del 6,4% rispetto al 2020, mentre quelli nella generazione termoelettrica del 6,1%: questi ultimi soprattutto negli ultimi due mesi dell'anno con un'impennata che li ha portati al maggior scostamento dalla media decennale rilevato su questo orizzonte temporale (Figura 5-21). Il settore industriale aveva fatto invece registrare la maggior espansione nei consumi nel terzo trimestre, portandosi al maggior scostamento positivo dalla media storica degli ultimi 4 anni.

Figura 5-18 – Esportazioni di GNL USA in Europa e Italia (milioni di m³)

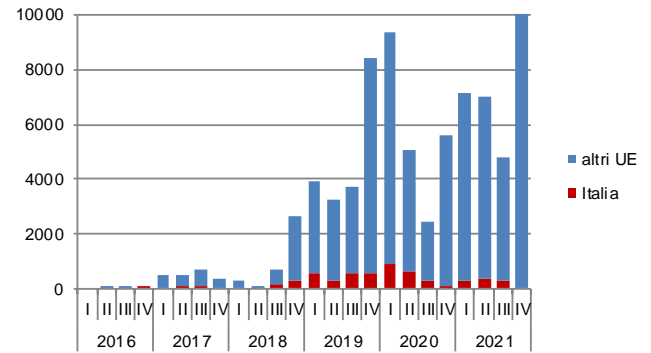


Figura 5-19 – Esportazioni mensili di gas della Russia nell'anno scorrevole (milioni di Sm³ – somma ultimi 12 mesi)

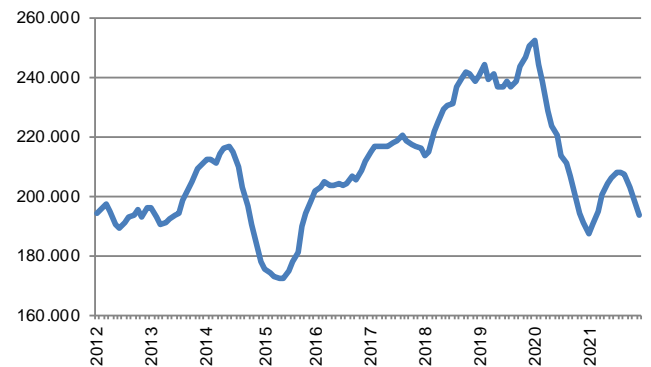


Figura 5-20 - Domanda di gas naturale in Italia (MSm³)

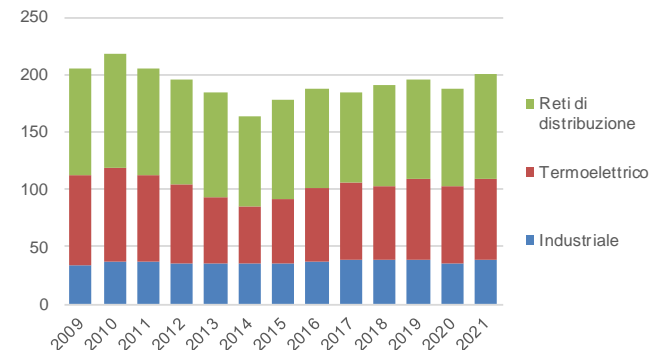
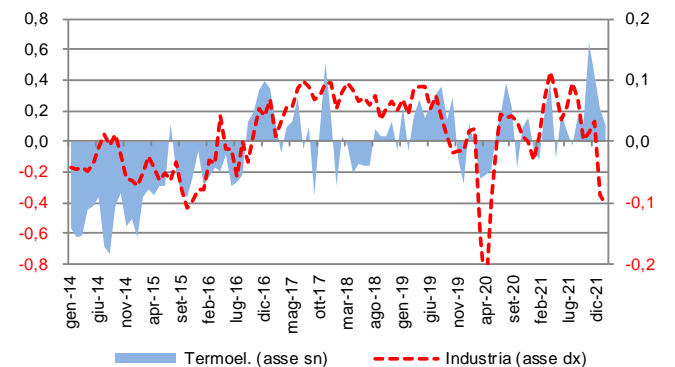


Figura 5-21 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)



Approvvigionamenti: ulteriormente sostituzione del GNL con il gas algerino

Per quanto riguarda le importazioni, nel 2021 sono ammontate a 71,62 mld m³ rispetto a 65,94 del 2020, in aumento dell' 8,6% (Figura 5-22). Dopo un terzo trimestre invariato, l'ultimo trimestre dell'anno ha registrato un incremento tendenziale del 17% rispetto al corrispondente periodo 2020. In termini di provenienza geografica il 2021, a fronte di una sostanziale stabilità del gas russo (intorno a 28,3 mld m³), che rimane la prima fonte, ha visto un fortissimo incremento del gas algerino (+76% da 12,2 a 21,2 mld m³): l'import algerino in termini assoluti è andato calando di trimestre in trimestre mantenendosi però su incrementi altissimi su base tendenziale rispetto ai corrispondenti periodi dell'anno precedente, fino all'ultimo trimestre quando è invece avvenuto il contrario, ossia un rimbalzo in valori assoluti accompagnati ad una certa attenuazione ("soltanto" il 14%) in termini tendenziali. L'import di GNL è sceso nel 2021 del 22,5% (da 12,6 a 9,8 mld m³), su valori comparabili a quelli antecedenti il 2019: la flessione è stata particolarmente marcata in tutti i trimestri dell'anno tranne nel secondo, in corrispondenza con un temporaneo restringimento – prossimo allo zero - dello spread rispetto al PSV. Si è così ripristinata, su base anche annuale, la gerarchia delle fonti di approvvigionamento che vedeva il gas di provenienza algerina come riserva dopo quello russo.

Il gas proveniente dal Nord Europa, sia per problematiche tecniche (la messa fuori servizio di una delle due linee del gasdotto TENP e conseguente strozzatura della capacità in uscita), sia per l'aggiungimento dell'import ai prezzi maggiormente aumentati – quelli spot - scende di ben il 75,7% su base annua da 8,5 a 2,1 mld m³ retrocedendo a fonte ormai di fatto marginale, almeno sul breve-medio periodo. Si riduce anche il gas libico (-27,5%, da 4,6 a 3,2 mld m³), mentre si definisce a regime il contributo annuale del TAP dopo la simbolica entrata in funzione a fine 2020, nella misura di 7,2 mld m³. Si riduce di circa 700 mln m³ (-19%) la produzione nazionale.

In ottica di lungo periodo i valori giornalieri delle immissioni media in Italia per punto di entrata (Figura 5-23) vedono la Russia stabile anno su anno a 77 mln m³, appena sopra la media decennale (76); un fortissimo incremento dell'Algeria che si proietta in modo marcato da 33 a 58 mln m³, ossia da sotto a sopra la media (collocata a 43 mln); il GNL scende da 34 a 27 mln m³, mantenendosi comunque ancora sopra la media di lungo periodo (23 mln); il Nord Europa crolla a 6 mln m³ da 23, valore che era già inferiore alla media (25). Infine, il contributo giornaliero del TAP ammonta a circa 20 mln m³.

Concentrazione delle fonti di approvvigionamento nonostante il TAP

Sotto il profilo della diversificazione geografica delle fonti, nel 2021 l'incidenza del gas algerino passa a sfiorare il 30% dal 18,2 dell'anno precedente, a fronte del contributo russo che scende dal 42,9 al 39,4%, pur restando prima fonte di approvvigionamento e restando invariato in termini assoluti. Il GNL, che già nel 2020 si era visto quasi appaiare dal gas algerino come fonte di riserva, scivola nettamente dal 19,1 al 13,6%. Crolla in misura ancora maggiore l'incidenza del gas nordeuropeo (dal 13 al 2,9%) e, in misura minore, anche il gas libico (da 6,7 a 4,5%). Il Tap quantifica il suo primo contributo annuale esattamente nella misura del 10%. Infine, la quota della produzione nazionale rispetto al totale (formato dalla somma dell'import e della produzione stessa) si riduce dal 5,5 al 4,2% definendo in modo ancora più incisivo – per differenza – l'entità e l'incremento della già fortissima dipendenza italiana dall'estero per il gas naturale.

Nel complesso, a consuntivo dell'intero 2021, sono rilevabili alcune precise tendenze annuali. Innanzitutto una diminuzione del contributo per tre fonti principali: in particolare quelle nordeuropea, asiatica e russa, sia pure con intensità nettamente differenziata (rispettivamente forte, media e

leggera). In secondo luogo una sensibile ascesa dell'importanza del gas algerino; ed infine la significatività sostanziale del contributo del TAP.

L'effetto combinato di tali tendenze ha portato il TAP a tamponare i flussi in diminuzione e, contestualmente, a bilanciare in termini di sicurezza geopolitica l'accresciuta incidenza del gas algerino, divenuta tuttavia comunque tale da comportare un deciso peggioramento dell'indice complessivo di sicurezza. Mentre nel 2020 la soglia del 70% del totale dell'import era raggiunta sommando le prime tre fonti (Russia, Algeria e GNL, con queste ultime due abbastanza equivalenti), nel 2021 per la stessa soglia è stato sufficiente quasi soltanto il contributo di Russia ed Algeria, esplicitando così in modo palese una maggior concentrazione / minor diversificazione. Questo ha rappresentato il peggior presupposto possibile nel momento in cui poi nel 2022 il gas russo, che si è sempre caratterizzata come una prima fonte di approvvigionamento stabile ed affidabile, è divenuto una fonte di approvvigionamento da sostituire.

Figura 5-22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori annuali (MSm³)

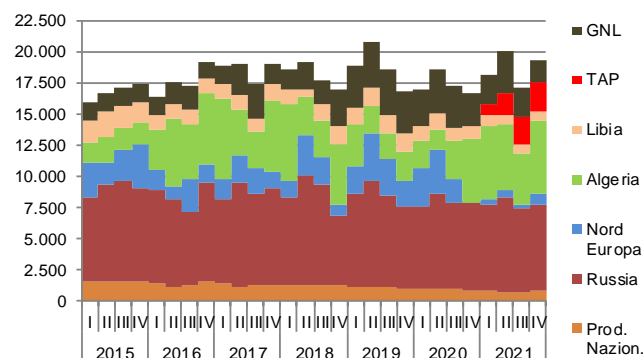


Figura 5-23 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2020 e valori medi del 2021 e 2020 (MSm³)

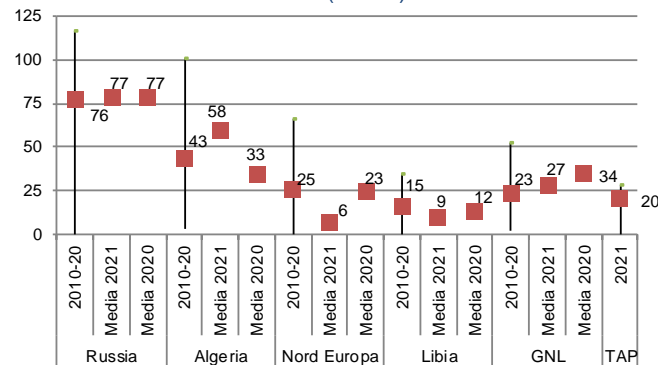
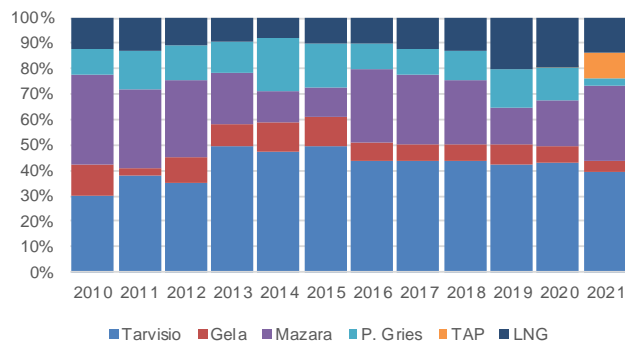


Figura 5-24 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori annuali (%)



Sicurezza: gas sempre più centrale nel sistema energetico. Complicato il rispetto della regola N-1. Il ruolo degli stoccaggi

Nel caso del gas si è accentuata ulteriormente la potenzialmente problematica centralità del gas naturale importato nel sistema energetico, una peculiarità italiana peraltro fondamentalmente strutturale e di difficile superamento nel breve periodo. Su questa peculiarità si è poi ora innestata la guerra in Ucraina, che ha reso non più solo estrema l'ipotesi di indisponibilità della maggiore infrastruttura di importazione (cioè quella che trasporta il gas russo). Uno degli indicatori standard utilizzati dalla Commissione Europea per valutare la resilienza del sistema gas dei diversi Paesi membri è l'indice N-1, che misura la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali e indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, cioè in Italia il punto di interconnessione di Tarvisio che trasporta il gas russo. Nella sua "versione standard" l'indice fornisce oggi un quadro relativamente rassicurante⁸. Ma le attuali condizioni eccezionali del mercato del gas impongono di riconsiderare i parametri inclusi nella formula N-1, con un'analisi di sensitività a partire dalla considerazione dei flussi effettivamente disponibili ai diversi punti di entrata. In questo caso già il Piano di Azione Preventiva italiano di fine 2019 concludeva che il margine di sicurezza risulterebbe precario, mentre una valutazione aggiornata ad oggi mostra come in uno scenario pessimistico porta a un valore dell'indice a fine inverno, con stoccaggi al 30%, di poco superiore al 90%.

I dati del 2021 confermano la necessità di una particolare attenzione alla sicurezza del sistema gas, anche perché i consumi complessivi di gas si sono collocati sui massimi dell'ultimo decennio. Inoltre, nell'inverno appena concluso la domanda di gas della termoelettrica ha raggiunto punte giornaliere vicine ai massimi storici, mentre la domanda totale è rimasta molto al di sotto dei massimi grazie al clima relativamente mite che ha frenato la domanda del residenziale. Ma in uno scenario pessimistico di punte di domanda molto elevate e ipotesi conservative sull'effettiva disponibilità delle infrastrutture il sistema avrebbe avuto difficoltà a far fronte all'indisponibilità della prima fonte di approvvigionamento. Resta inoltre su livelli storicamente bassi il livello degli stoccaggi (Figura 5-26), e il raggiungimento di livelli di riempimento rassicuranti per l'inizio della stagione dei prelievi si presenta come una sfida non facile nell'attuale situazione del mercato.

Si rafforza la convergenza PSV-TTF

Nell'ultimo anno a ridurre le importazioni dal Nord Europa ha contribuito anche l'accelerazione nel processo di convergenza, a lungo atteso, tra il prezzo del gas al PSV e quello al TTF. Iniziato a fine 2020, nel 2021 ha registrato inizialmente movimenti altalenanti, ma dal terzo trimestre, in concomitanza con il rally del prezzo del gas, è tornato a rafforzarsi, tanto che il PSV si è trovato spesso ad essere quotato perfino a sconto rispetto al TTF.

Nell'anno lo spread ha dapprima intrapreso una fase di leggero riallargamento, risalendo a una media di 0,5 €/MWh nel primo trimestre e di 0,8 €/MWh nel secondo, comunque livelli pari a 1/3 e la metà dei corrispondenti periodi di un anno prima, come anche lontani dalla forbice 1,8-2,8 €/MWh (pari a circa il 10% del prezzo) durata per 6 anni consecutivi. Poi nei mesi estivi si è invece verificata una nuova fase di forte convergenza, culminata a fine agosto col riallineamento dei due prezzi e l'azzeramento dello spread, passato spesso su valori anche negativi (a giugno si è registrato un valore mensile negativo per la prima volta da marzo 2013, pari a -0,38 €/MWh, che si è poi confermato anche a luglio; tanto che il gasdotto Transitgas a

Passo Gries ha registrato significativamente flussi in uscita per 66 milioni di m³ contro flussi in entrata per soli 6 milioni). A dicembre, però, e ancora a gennaio 2022, in corrispondenza delle circostanze assolutamente eccezionali degli ultimi mesi, che hanno portato i prezzi a valori impensabili, lo spread è tornato ad allargarsi in modo notevole.

Figura 5-25 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

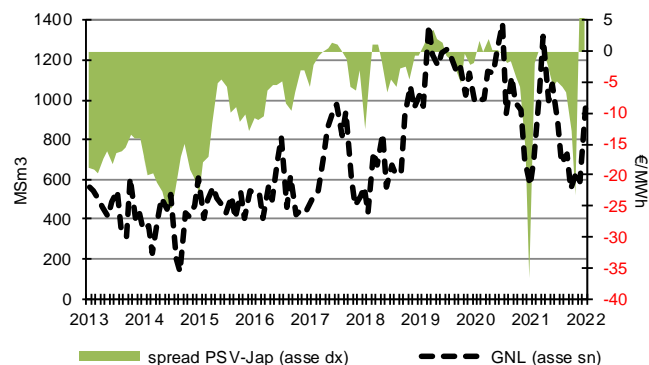


Figura 5-26 – Tasso di riempimento stoccaggi italiani (%)

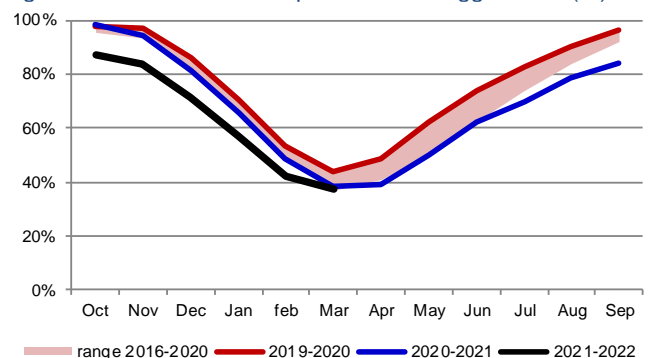
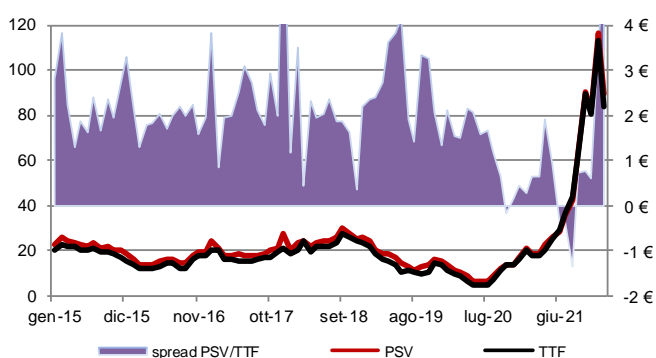


Figura 5-27 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



⁸ Per un'analisi dettagliata si rimanda al n. 4/2021 dell'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano.

5.3. Sistema elettrico

Domanda di elettricità in decisa ripresa (+5,1%) trainata dall'industria, resta ancora al di sotto del livello 2019

La richiesta di energia elettrica in Italia si è attestata nel 2021 a circa 318,1 TWh, in aumento del 5,1% (15,3 TWh) rispetto al 2020. Anche nell'ultimo trimestre dell'anno si è registrato un aumento tendenziale superiore al 3%, nonostante i forti aumenti dei prezzi dell'elettricità. Su base annua l'incremento è stato inferiore a quello dei consumi di energia primaria, ma va considerato che nel 2020, in maniera speculare, la riduzione della domanda elettrica era stata inferiore a quella dei consumi primari. Ancora nella prima parte dell'anno la domanda di elettricità si è sovrapposta a quella dei valori minimi degli ultimi dodici anni, ma da giugno in poi si è invece sempre collocata ben al di sopra di questi minimi, a dimostrazione del superamento degli effetti della crisi del 2020 (Figura 5-28). A dicembre la richiesta è risultata maggiore di quasi il 6% rispetto ad un anno prima.

A trainare la domanda per tutto l'anno, e ancora a fine anno, è stata l'industria: l'Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali di Terna in tutti i mesi del 2021, con l'eccezione dei mesi di gennaio e febbraio, ha registrato valori maggiori di quelli registrati negli stessi mesi del 2019, e con un notevole scarto medio (+5%).

Dal lato della generazione la produzione nazionale è aumentata dell'1,8% rispetto al 2020, coprendo circa 1/3 dell'aumento della domanda (5 TWh). La produzione termoelettrica è aumentata in termini assoluti di 5,2 TWh (+3%), l'eolica di 2,1 TWh (+11,2%) grazie soprattutto alla buona ventosità negli ultimi due mesi dell'anno. Le altre fonti rinnovabili hanno invece avuto tutte performance negative: il fotovoltaico ha perso 0,5 TWh (-1,9%), penalizzato in particolare dallo scarso irraggiamento solare a inizio anno, mentre la generazione idroelettrica ha perso 1,7 TWh (-3,5%), per effetto prevalentemente del notevole calo dell'ultimo trimestre, protratto del resto anche a inizio del 2022 (secondo i dati Terna a gennaio il coefficiente di invaso si colloca al di sotto del minimo 1970-2019).

Complessivamente nell'anno la produzione nazionale (pompaggi inclusi) ha coperto l'87,4% della domanda, in calo di 3 punti percentuali rispetto al 2020 (90,2%). Dietro a questo calo vi è la forte ripresa delle importazioni nette di elettricità, nel 2021 pari a 42,7 TWh, contro i 32,2 TWh del 2020 (+33%). Con riferimento alla generazione termoelettrica, nonostante l'aumento in termini assoluti essa ha coperto il 56,8% della richiesta, un punto percentuale in meno rispetto al 2020, tre punti in più rispetto al minimo storico del 2014.

In termini di potenza prelevata, nel 2021 il picco di domanda mensile si è registrato il 24 giugno alle ore 14, a 55,3 GW, un valore pressoché identico ai 55,4 GW del luglio 2020. La Figura 5-29 mostra come nel 2021 i valori della punta di domanda siano rimasti sempre pienamente all'interno del range minimo-massimo di lungo periodo, con un ritorno verso i massimi del range negli ultimi tre mesi dell'anno. Rispetto al 2019 i valori della punta di domanda mensile sono risultati mediamente inferiori dell'1,6%, con uno scostamento negativo particolarmente pronunciato in estate (nel 2019 la punta superò i 58 GW), ma con uno scostamento invece positivo negli ultimi tre mesi (a dicembre 2021 la punta è stata di quasi 54 GW, a fronte dei 52,3 di dicembre 2019).

Figura 5-28 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

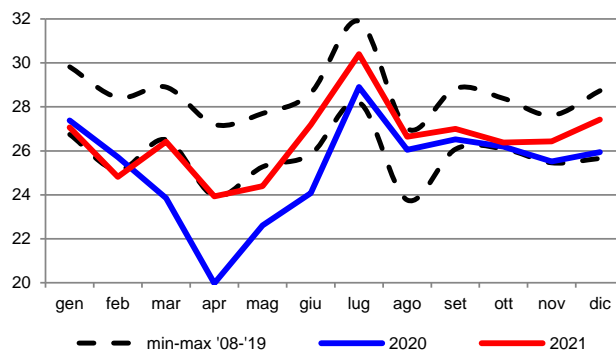


Figura 5-29 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

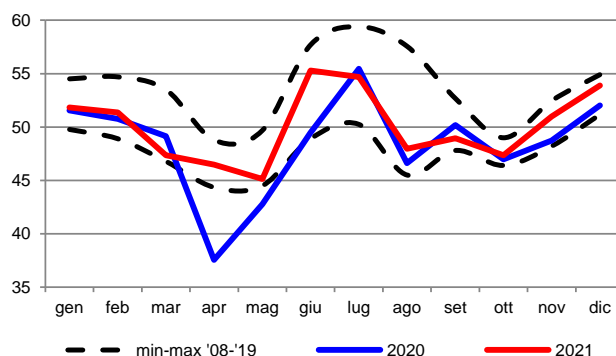


Figura 5-30 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)

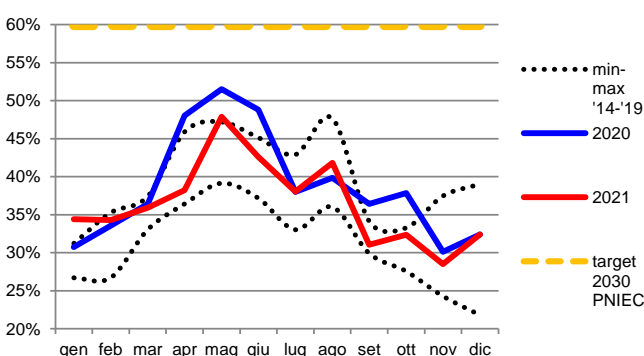
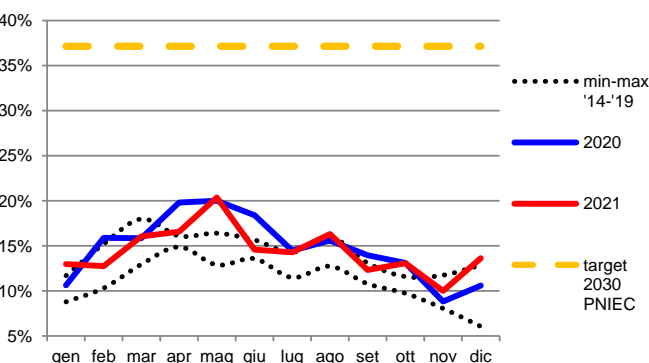


Figura 5-31 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)



Quota di produzione FER ben al di sotto del 2020

Complessivamente, la produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) è stata pari nell'anno a quasi 116 TWh, un dato pressoché identico a quello del 2020. In termini relativi, la quota di FER sulla richiesta elettrica tra gennaio e settembre 2021 è stata pari al 36,4%, un valore invece inferiore al 38,2 del 2020 e dunque ben inferiore al massimo storico del 38,6% registrato nel 2014.

Su base mensile la penetrazione delle FER si è collocata al di sopra dei precedenti massimi mensili solo a gennaio (Figura 5-30), dopo di che è sempre rimasta al di sotto dei valori massimi 2014-2019, con distanze particolarmente marcate nell'ultimo trimestre, a causa della scarsa produzione idroelettrica. In definitiva, la quota di FER sembra tornata a posizionarsi sui livelli degli ultimi anni antecedenti l'anomalia portata dalla pandemia. Anche i dati su base trimestrale confermano questa valutazione: con l'eccezione del primo trimestre la quota di FER sulla richiesta è sempre rimasta ben al di sotto dei massimi storici, perché la ripresa della domanda elettrica, coperta da aumenti di produzione interna ed import, ha ridimensionato il deciso incremento del peso delle rinnovabili osservato nel 2020.

Nel 2020 la quota di produzione delle rinnovabili aveva fissato nuovi massimi mensili a ottobre e soprattutto a maggio, quando aveva superato la quota del 50% (una percentuale comunque ancora lontana dagli obiettivi 2030, che peraltro si riferiscono alla media annua, e sono da rivedere al rialzo alla luce dei nuovi target europei).

Nuovi record per la quota di produzione FRNP su base mensile

Con riferimento alla sola produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), nel 2021 è stata pari a 45,7 TWh, 1,6 TWh rispetto al 2020 (+3,6%). In termini di quota le FRNP hanno coperto il 14,4% della richiesta elettrica (contro il 14,4% del 2020). Dopo il 14% del I trimestre, il 17% del secondo, il 14,3% del terzo, nel IV trimestre la produzione da solare e eolico ha coperto il 12,3% della richiesta, un valore che supera ampiamente l'11,6% del IV trimestre 2020, precedente massimo storico.

Dalla Figura 5-31 emerge come per buona parte del 2021 la curva relativa alla penetrazione delle FRNP su base mensile si sia collocata al di sopra o vicino ai massimi 2014-2019; in particolare a maggio, agosto, ottobre e dicembre, tutti mesi nei quali si sono registrati nuovi record mensili (il 20,4 di maggio è anche il nuovo massimo assoluto). La figura rende d'altra parte evidente come anche i record degli ultimi due anni siano ancora molto distanti dai target PNIEC 2030 (peraltro anch'essi da rivedere al rialzo).

Massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti in netto calo rispetto al 2020

Nel 2021 la massima penetrazione oraria da fonti rinnovabili non programmabili si è confermata su livelli decisamente inferiori a quelli dell'anomalo 2020. Il valore della penetrazione oraria corrispondente al 99,5° percentile (cioè corrispondente allo 0,5% delle ore di ciascun periodo; Figura 5-32), segnala comunque che, al netto dei massimi raggiunti lo scorso anno, la penetrazione delle FRNP è forse tornata su una traiettoria moderatamente crescente. Nel I e nel IV trimestre del 2021 la massima penetrazione di FRNP è infatti risultata la massima mai registrata per quei trimestri, mentre nel II trimestre il dato del 2021 è stato inferiore solo a quello del 2020. Nel III trimestre, però, il dato 2021 (48%) risulta decisamente inferiore sia rispetto al 2020 (52%), sia rispetto ai valori del 2016 e 2017, posizionandosi sostanzialmente in linea con la media del periodo 2014-18.

Allargando l'analisi all'insieme delle rinnovabili, la massima penetrazione da FER (sempre escludendo lo 0,5% delle ore con i valori estremi) è stata pari al 65%, in questo caso un

valore perfino inferiore alla media degli anni pre-pandemia. Va però ricordato che nel secondo trimestre di quest'anno la massima penetrazione oraria delle FER aveva raggiunto un livello inferiore solo al record del 2020, mentre nel primo trimestre aveva rappresentato il nuovo massimo per quel trimestre.

Anche i dati relativi alla massima variabilità oraria della produzione intermittente, calcolati in quota percentuale rispetto al carico totale (al netto del 2,5% delle ore di massima penetrazione; Figura 5-33) sembrano confermare che il 2021 è per un verso un anno di decisa riduzione della penetrazione delle fonti rinnovabili (anche di quelle intermittenti) rispetto ai record del 2020, ma per un altro verso è un anno nel quale sembra riprendere una traiettoria moderatamente crescente, dopo un periodo complessivamente stabile che aveva seguito la rapida ascesa fino al 2014.

La figura mostra infatti come, dopo i livelli record del II trimestre 2020, quando la variazione oraria della produzione intermittente aveva superato il 10% del carico nel 2,5% delle ore del trimestre, l'indicatore in questione sia tornato nel 2021 su livelli appena superiori a quelli pre covid.

Figura 5-32 – Massima penetrazione oraria della produzione da FRNP – valore corrispondente al 99,5° percentile (% sul carico)

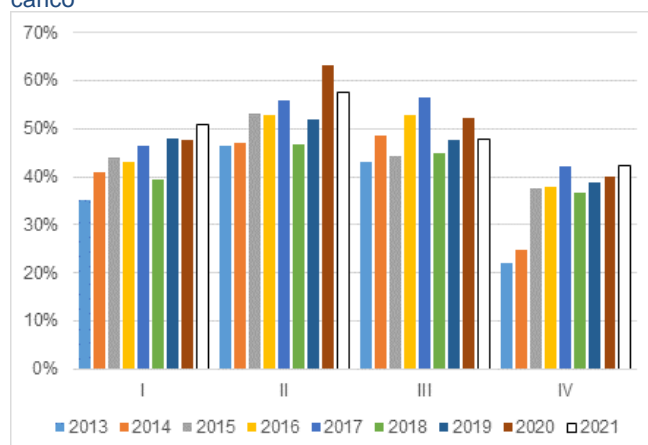
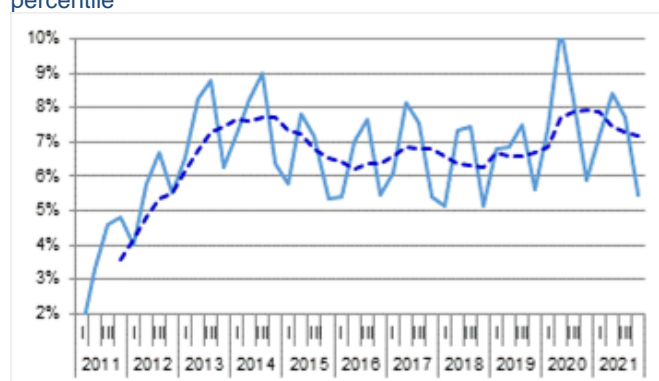


Figura 5-33 – Massima variazione oraria della produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile



Tendenza di lungo periodo alla crescita delle necessità di flessibilità oraria per il sistema elettrico

La Figura 5-34 mostra l'andamento di un indicatore adottato dalla Commissione UE per valutare le esigenze di flessibilità stagionale richieste al sistema elettrico nazionale. L'indicatore misura di quanto la curva della domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da FRNP) differisce da una domanda residua piatta⁹.

Anche da questo indicatore emerge come le esigenze di flessibilità del sistema elettrico nel 2021 siano risultate in decisa riduzione rispetto al picco del II trimestre 2020.

Dalla Figura 5-34 (che mostra i valori dell'indicatore nell'1% delle ore di massima differenza percentuale fra la domanda residua media di ogni mese e la domanda residua media annua), emerge come, rispetto al massimo raggiunto nella primavera 2020 (pari all'11%, che indica la necessità di risorse flessibili quasi doppie rispetto alla domanda residua media), nel 2021 la differenza massima si è collocata tra il 42% del III trimestre, valore più basso degli ultimi anni, e il 55% del II, laddove nel II trimestre del 2020 si era arrivati al 70% (massimo storico)

Nel secondo trimestre si era invece registrata una differenza massima tra domanda residua oraria e domanda residua media giornaliera del 58% (non a caso il cinque aprile, lunedì di Pasqua).

La Figura 5-34 evidenzia come la massima flessibilità giornaliera richiesta dal sistema elettrico sia su una traiettoria di lungo periodo crescente, ma che sembra meno ripida negli anni più recenti (se si esclude l'anomalia del 2020).

Calo deciso per il costo dei servizi del dispacciamento

Nel 2021 i volumi movimentati su MSD sono stati pari a quasi 19 TWh, in calo di 4,9 TWh rispetto al 2020 (-22%), quando i volumi erano cresciuti di 2,6 TWh rispetto al 2019, perché "la maggiore incertezza sull'evoluzione in tempo reale delle immissioni e dei prelievi sulla rete, legata soprattutto al periodo di lockdown, aveva imposto al TSO nazionale un maggior ricorso al mercato" (GME, Newsletter gennaio 2022). In forte calo sono stati soprattutto gli acquisti di Terna nel mercato a salire, mentre le vendite nel mercato a scendere sono rimaste su valori storicamente elevati.

Con il deciso calo delle movimentazioni nella prima parte dell'anno anche il corrispettivo unitario uplift¹⁰ (calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema) ha registrato una decisa inversione di rotta rispetto al 2020, scendendo dai quasi 1,3 c€/kWh del III trimestre 2020 a 0,67 c€/kWh nel I trimestre 2021.

Nella seconda parte dell'anno, e in particolare nell'ultimo trimestre, il forte aumento del PUN ha trascinato con sé anche i prezzi sul mercato dei servizi, sebbene in misura non completa, tanto che prezzi medi ponderati a salire si sono collocati su base annua poco oltre i 200 €/MWh (+60% sul 2020, una crescita nettamente inferiore a quella del PUN). Nell'ultimo trimestre dell'anno anche l'uplift è tornato a salire, chiudendo l'anno a 0,75 c€/kWh, comunque in netto calo sul 2020 (-16%) ma in aumento rispetto al 2019.

⁹ Nel caso di domanda residua piatta nessuna flessibilità sarebbe richiesta alle risorse dispacciabili, perché la domanda residua potrebbe essere soddisfatta completamente da impianti baseload, con output costante durante il giorno". Gli indicatori sono costruiti a partire dalla definizione di flessibilità come "ability of the power system to cope with the variability of the residual load curve at all times EC, Mainstreaming RES Flexibility portfolios Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables, July 2017.

Figura 5-34 - Indicatore delle esigenze di flessibilità giornaliera del sistema elettrico - Massima differenza tra domanda residua media mensile e domanda residua media annua (in % della media annua)

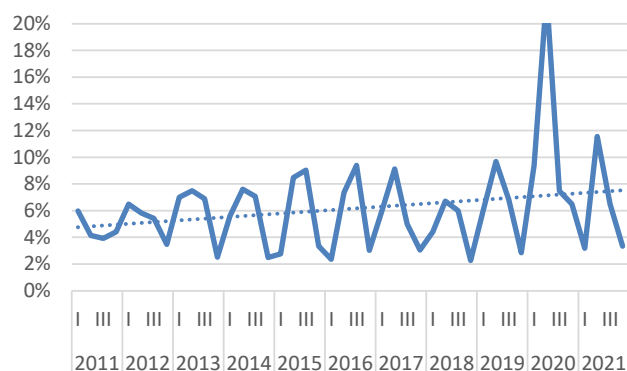
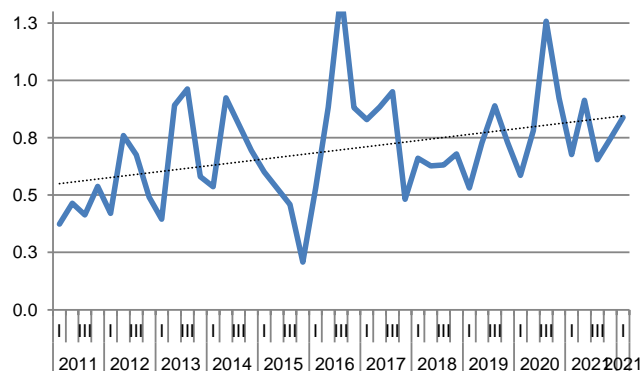


Figura 5-35 - Corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)



¹⁰ 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 acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite minori. Art. 44 a): saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. Art. 44 b): saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Margini di adeguatezza del sistema saranno sempre su valori critici, restano essenziali le importazioni di elettricità

Nella prima parte del 2020 la flessione della domanda aveva contenuti i rischi legati al ridotto margine di adeguatezza del sistema elettrico, che negli ultimi anni si è progressivamente ridotto sottoponendo il sistema ormai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti.

Nel 2021 il valore minimo della soglia che individua l'1% delle ore con il margine più ridotto (22 ore per trimestre) si è registrata nell'ultimo trimestre dell'anno (poco più di 3 GW di capacità in eccesso, pari all'7% della domanda di quell'ora; Figura 5-36).

I valori minimi sono stati registrati tutti in giorni di dicembre, tra le ore 18 e le 19, in corrispondenza di valori anche non elevatissimi della richiesta di elettricità sulla rete, ma e pressoché sempre in corrispondenza di valori estremamente ridotti delle importazioni. Ad esempio, i margini minimi registrati nel 2021 si sono verificati il 20 e il 21 dicembre, quando, sebbene la domanda fosse inferiore di ben 3-4 GW rispetto ai massimi annuali, le importazioni erano invece su valori intorno allo zero. Nell'anno, le 10 ore nelle quali la capacità in eccesso rispetto alla domanda è scesa ai livelli più bassi si sono verificate in corrispondenza di valori medi delle importazioni inferiori a 1 GW (1/5 del loro valore medio annuale). La possibilità di scarsa disponibilità di importazioni è tra l'altro un fattore di rischio accentuato negli anni recenti dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese, con ripercussioni sull'intero sistema elettrico europeo. In effetti proprio nell'ultimo trimestre del 2021 le criticità del parco di generazione nucleare francese hanno determinato una riduzione dell'import netto, per di più in un contesto di scarsa idraulicità, che si è poi ulteriormente ridotta nei primi mesi del 2022.

Si tratta di valutazioni confermate anche dall'ultimo Winter Outlook 2021-2022 di ENTSO-E, che evidenzia da un lato il ruolo essenziale delle importazioni per garantire sufficienti margini di adeguatezza rispetto alla punta di domanda, da un altro lato il persistente rischio di carenza di risorse per la downward regulation in giorni di bassa domanda ed elevata generazione da risorse inflessibili.

Nuovo massimo storici per il PUN, a dicembre su livelli di quasi 5 volte quelli di inizio anno

Nel 2021 la quotazione media del PUN (Prezzo Unico Nazionale) si è attestata a 125,5 euro/MWh (+224% rispetto ai 38,5 €/MWh del 2020, minimo storico), che non solo è il nuovo massimo storico, ma supera il precedente massimo del 66%.

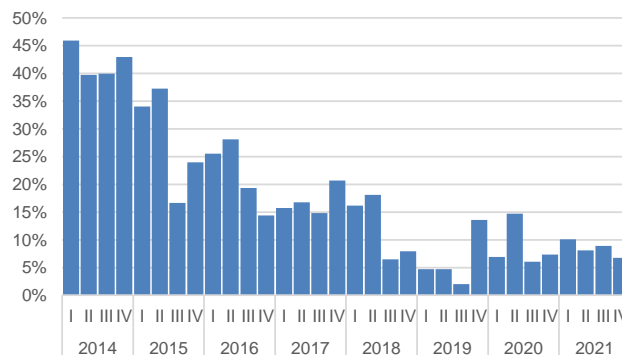
Negli ultimi tre mesi dell'anno la media del PUN è risultata pari a 241,8 euro/MWh, in aumento del 395,6% su base tendenziale. A dicembre il PUN ha più volte aggiornato i massimi storici toccando quota 437,9 euro/MWh il giorno 22 dicembre, e attestandosi a una media mensile di 281 euro/MWh (+421% su dicembre 2020). La quotazione media di dicembre (281 €/MWh) è stata pari a oltre tre volte il precedente massimo storico su base mensile.

Il trend di risalita del prezzo è iniziato nella prima parte dell'anno dal generale recupero dell'economia dal crollo innescato nel 2020 dalla pandemia da COVID-19. Dopo una prima parte del 2021 di aumenti congiunturali più contenuti (+5% in media), il trend di rialzo è poi proseguito a ritmi decisamente più sostenuti a giugno e luglio (+20% in media), fino a superare la soglia dei 100 €/MWh, ma ha poi preso un'accelerazione senza precedenti a seguito del balzo dei costi della generazione termoelettrica, a seguito dell'aumento dei prezzi del gas (+340% il gas al PSV) e dei permessi di emissione (+110%).

In questo quadro ha avuto chiaramente un ruolo decisamente marginale l'andamento della quota di mercato della generazione termoelettrica (posizionata più in alto nell'ordine

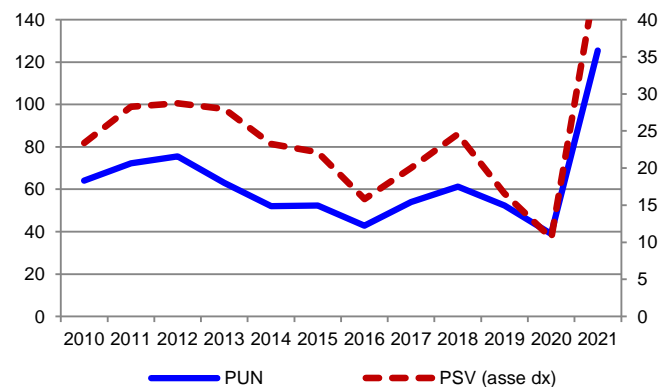
di merito economico rispetto alle rinnovabili e dunque normalmente correlata positivamente con i prezzi), che in media d'anno si è fermata al 56,7%, un valore superiore solo al minimo storico del 2014.

Figura 5-36 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 1° percentile)



Nota: margine di capacità "effettivo", cioè capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) nell'1% delle ore di maggiore criticità (1° percentile).

Figura 5-37 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie annue (€/MWh)



Redditività dei cicli combinati in decisa ripresa nella seconda metà dell'anno

In questo quadro, nel corso della seconda metà dell'anno è velocemente risalita la redditività degli impianti a gas, che ancora a maggio era invece di nuovo precipitata a valori quasi nulli.

In media d'anno il clean spark spread è stato pari a circa 16 €/MWh, in aumento di quasi l'80% rispetto ai 9 €/MWh del 2020. La Figura 5-38 mostra come dai livelli elevati dell'estate 2020 (16 €/MWh a settembre) il clean spark spread sia andato progressivamente riducendosi in concomitanza con la forte accelerazione del prezzo del gas e il trend rialzista dei permessi di emissione, arrivando a 9 €/MWh ad aprile 2021, prima di crollare a maggio. Dal mese di giugno si è però verificata una netta inversione di tendenza, con un trend al rialzo che ha portato il clean spark spread fino a oltre 40 €/MWh a novembre, grazie alla combinazione di aumenti del PUN maggiori di quelli del gas, permessi di emissione stabili e parziale ripresa della quota della termoelettrica.

Infine a dicembre il clean spark spread è stato penalizzato dalla nuova fiammata del prezzo del gas, ma poi all'inizio del 2022, con la nuova ascesa del PUN è tornato ad avvicinare i livelli record di novembre.

Si confermano i segnali di risalita del premio dei prezzi della Borsa elettrica italiana rispetto alle Borse tedesca e francese

Nel 2021 tutti i prezzi dell'elettricità sulle Borse europee hanno registrato rialzi senza precedenti, in linea con quelli registrati in Italia, essendo tutti aumentati tra il 217% della Germania e il 240% della Francia. In conseguenza di questa evoluzione il premio del prezzo italiano rispetto a quello degli altri principali Paesi non è variato in misura significativa in termini percentuali, per cui resta su livelli relativamente bassi in un'ottica di lungo periodo (Figura 5-39), ma si è allargato in modo rilevante in termini assoluti (vedi cap. 2). In Germania il prezzo medio annuo è stato di 97 euro/MWh, anche per una debole produzione eolica, tanto che si è ridotta la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili. E' risultato più elevato il prezzo medio annuo in Francia, pari a 109,2 euro/MWh, per l'estensione dei lavori di manutenzione al parco nucleare, in particolare nel IV trimestre, che hanno portato il gestore della rete a dichiarare l'esistenza di margini di adeguatezza ridotti.

Figura 5-38 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

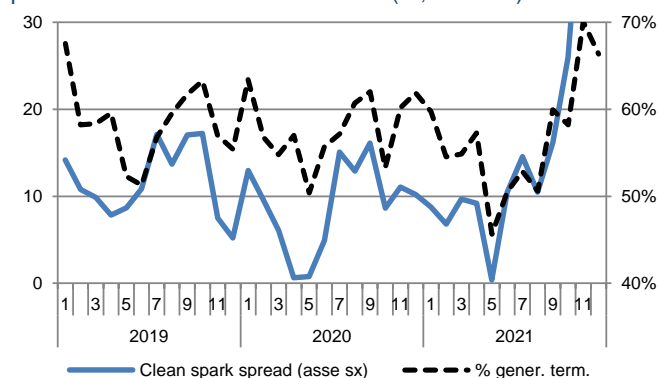
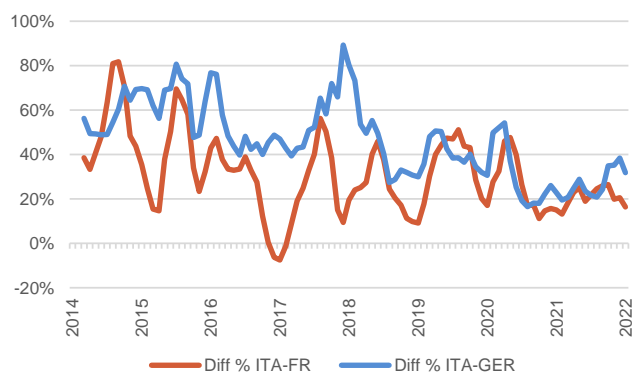


Figura 5-39 – Differenza % fra il prezzo di borsa tra Italia e Germania e Italia e Francia



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

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

Tra ottobre e dicembre ancora aumento dei prezzi. Si registra il massimo storico. Mitigazione degli effetti grazie agli interventi governativi.

Nel quarto trimestre 2021 i prezzi dell'elettricità per le imprese crescono su base congiunturale all'inconsueto tasso del 45%-55% (Figura 6-1). Si tratta del sesto trimestre consecutivo di variazioni verso l'alto, che determina rispetto ad un anno prima un rialzo compreso tra il 50% e il 60%, ma che dal momento della ripresa del livello di attività economica degli ultimi diciotto mesi equivale a prezzi più che raddoppiati. I fattori che spiegano la dinamica paiono gli stessi enunciati a proposito degli aumenti del trimestre precedente, ma in questo caso il ruolo esercitato dal PUN appare drammaticamente evidente, in particolare proprio nel periodo estivo, servito da base per la determinazione delle tariffe per il quarto trimestre (Figura 6-2). La variazione trimestrale della componente "prezzo energia" è pari ad un valore nettamente superiore a quella relativa al "prezzo dispacciamento" (rispettivamente 77% contro 5%, Figura 6-3).

Continua la corsa verso l'alto dei prezzi nel primo trimestre del 2022. Per le imprese aumenti su base trimestrale che variano tra il 38% e il 45% secondo le diverse classi di consumo.

Anche per il primo trimestre dell'anno, a fronte dell'eccezionalità della situazione della congiuntura economica e politica, ci si trova costretti a parlare di aumenti record del prezzo dell'energia elettrica. L'aumento del costo di generazione riflesso nel PUN e quello del prezzo dei diritti d'emissione incidono in misura ancora più rilevante. Per le imprese si stima una variazione su base congiunturale compresa tra il 38% circa e il 45% circa, mentre rispetto a dodici mesi prima il livello dei prezzi è ben più che raddoppiato (Figura 6-1). Si può stimare che un utente non domestico medio-piccolo, con un consumo annuo tra 300 e 1.200 MWh, paghi un prezzo per la fornitura di energia elettrica pari a 32 c€/KWh, contro i 16 c€/KWh di un anno prima. L'andamento del PUN fotografa una corsa verso l'alto, con il raggiungimento di un valore senza precedenti (437 €/MWh) nel giorno del 22 dicembre 2021. Verso la fine di febbraio 2022 il valore del PUN sembra attestarsi al di sotto di 200 €/MWh, ma è indubbia la difficoltà di formulare previsioni anche a breve termine. Di conseguenza, la voce energia cresce del 55% tra il quarto trimestre 2021 e il primo 2022 (Figura 6-3), mentre appare in crescita anche la voce di dispacciamento (+60% la variazione congiunturale, ma in questo caso partendo da una base già bassa). Gli interventi governativi si concentrano sulla attenuazione degli effetti sul sistema economico produttivo, operando sulla progressiva riduzione, fino all'azzeramento degli oneri generali di sistema. Gli interventi governativi avevano già cominciato a svolgere un ruolo di mitigazione nel terzo (stanziamento di 1,2 miliardi di euro in favore della Cassa per i servizi energetici e ambientali) e nel quarto trimestre dello scorso anno (riduzione delle componenti Asos ed Arim e annullamento delle relative aliquote). Al termine del mese di dicembre viene disposto l'annullamento degli oneri di sistema per le imprese con potenza inferiore a 16,5 kW, mentre il 1° febbraio dell'anno in corso il provvedimento viene allargato a tutte le imprese. Per un'impresa classificabile come medio-piccola si può quantificare un risparmio nell'ordine di 6 centesimi di euro per KWh, rispetto a quanto sostenuto un anno prima. Da registrare nel trimestre anche una lieve riduzione della componente per trasmissione, distribuzione e misura.

Figura 6-1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

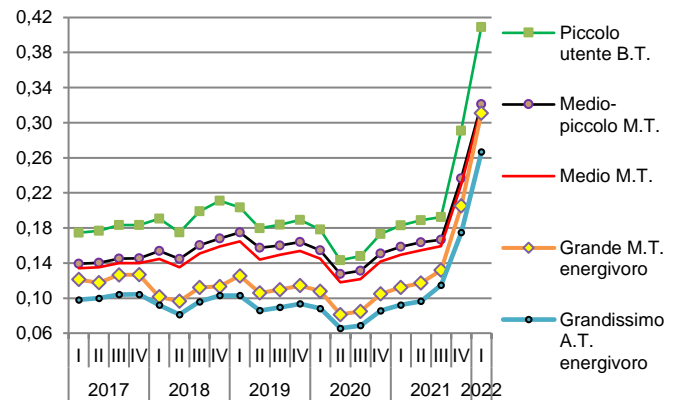


Figura 6-2 - Andamento giornaliero del PUN dal 1° gennaio 2021 al 23 febbraio 2022 (€/MWh).

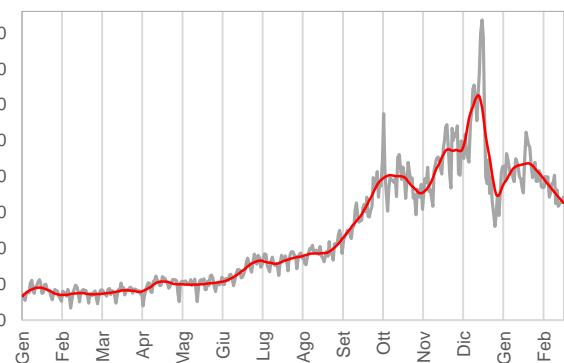


Figura 6-3 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

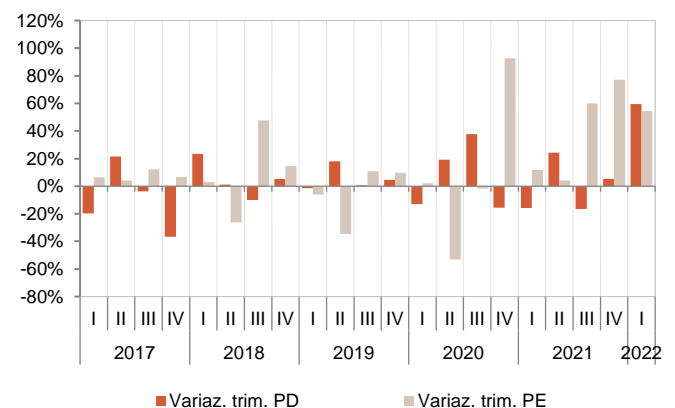
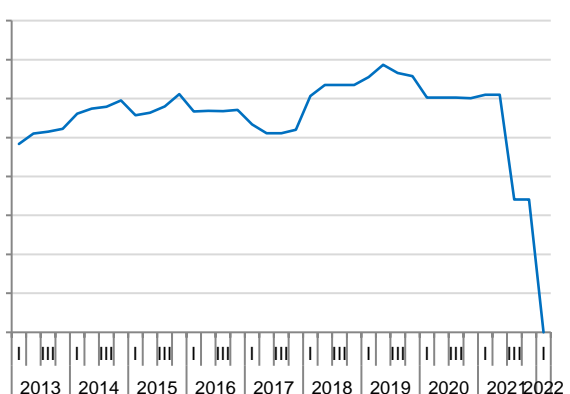


Figura 6-4 - Stima degli oneri di sistema per le utenze non domestiche di medio-piccole dimensioni (c€/kWh).



L'andamento dei prezzi per i consumatori domestici nel primo trimestre dell'anno. Nel primo trimestre aumento del 55% su base congiunturale.

Dalla stima in base alle ultime tariffe fornite da ARERA, che riguardano il trimestre ottobre-dicembre, per i consumatori domestici l'aumento su base congiunturale è prossimo al 55% (da quasi 30 c€/KWh a 46 c€/KWh), mentre quello tendenziale è del 130%, nonostante i rilevanti interventi di mitigazione (5,5 miliardi di euro) che determinano l'annullamento degli oneri di sistema (Figura 6-5). L'80% dei costi della bolletta è attualmente imputabile alla spesa per energia.

La dinamica nel mercato libero negli ultimi due anni.

Il *Monitoraggio sull'evoluzione dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas* curato da Arera, pubblicato ai primi giorni di febbraio del corrente anno, rende possibile esprimere in sintesi alcuni aspetti della dinamica dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato libero per il consumatore domestico tipo nel 2020 e 2021. La Figura 6-6 riporta l'andamento dell'indicatore relativo all'incidenza delle offerte meno vantaggiose (sulla cui costruzione si rimanda alla nota metodologica). Un valore superiore a 1 segnala una maggiore densità delle offerte più care per il consumatore rispetto a quelle meno care. Dall'ispezione della figura si evince come per le offerte a prezzo fisso (che rappresentano al termine del periodo osservato l'84% del mercato) il valore di detto indicatore tenda a rimanere stabile fino al mese di aprile 2021, mentre aumenta vistosamente a partire dal mese di maggio, per poi diminuire a partire dal mese di settembre 2021. Andamento diverso invece per le offerte a prezzo variabile, con un forte peso dei prezzi più elevati (il valore dell'indicatore passa da circa 1,5 a 3 nei due anni considerati). Nel loro insieme i dati suggeriscono come il mercato sia connotato da una notevole dispersione del livello dei prezzi, tanto nel segmento fisso quanto in quello variabile, con una forte presenza numerica di offerte poco competitive, che tende ad aumentare ulteriormente proprio nel periodo dei forti rincari energetici. Una delle prime indicazioni è quella relativa alla evidenza che i consumatori hanno la possibilità di spuntare un prezzo più vantaggioso sul mercato libero soltanto a condizione che sappiano operare una scelta informata, come sottolinea lo stesso rapporto Arera. La seconda indicazione è quella secondo la quale uno dei possibili modi di reagire delle imprese al rialzo dei costi energetici sembrerebbe il maggior ricorso ai contratti a prezzo variabile, rispetto ai quali nondimeno il grado di dispersione sembra ancora più elevato.

Il confronto internazionale per le utenze domestiche.

I prezzi dell'elettricità al dettaglio, in Italia come nel resto della zona euro e dell'UE, continuano a crescere ad un tasso molto più alto rispetto all'indice generale (HICP), essendo anzi i prodotti energetici il principale motore della ripresa inflazionistica (Figura 6-7). Nel nostro paese tale dinamica è più accentuata, con una crescita dell'indice generale dei prezzi in linea con la generalità dei paesi della zona euro, ma con una cospicua accelerazione del prezzo dell'elettricità, dapprima a partire dal trimestre della ripresa economica (IV 2020), quindi, circa un anno dopo, con un ulteriore aumento della pendenza della curva in corrispondenza con l'aumento del costo delle materie prime. La rilevazione mensile HEPI (*Household Energy Price Index*) sulle capitali europee (Figura 6-8) segnala tuttavia che, rispetto alle capitali dei principali paesi europei, a Roma le famiglie pagano l'elettricità ancora nel quarto trimestre del 2021 ad un costo più basso rispetto a Madrid, Berlino e Londra (quest'ultima peraltro in forte crescita). Per il mese di gennaio, ultimo dato disponibile, tuttavia viene stimato un rialzo in soli trenta giorni nell'ordine del 30%.

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

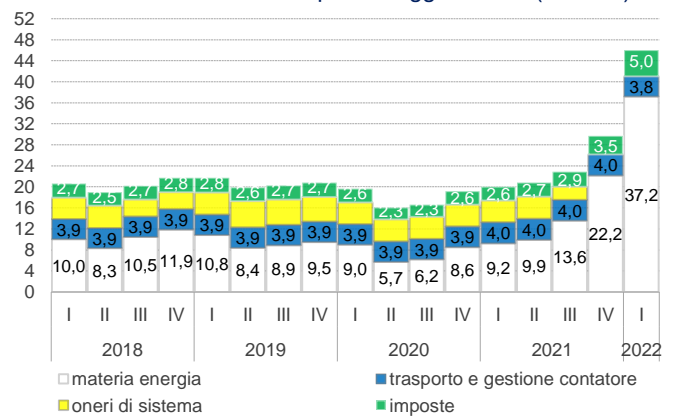


Figura 6-6 - Indicatori di sintesi dell'offerta sul mercato libero per il consumatore domestico tipo.

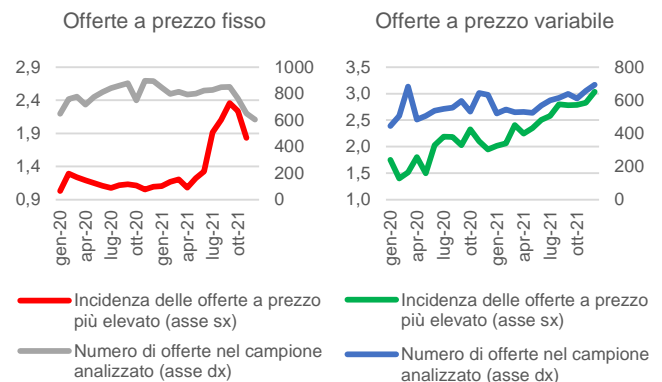


Figura 6-7 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo

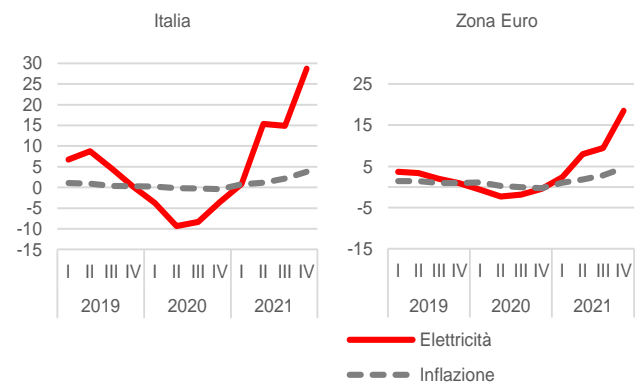
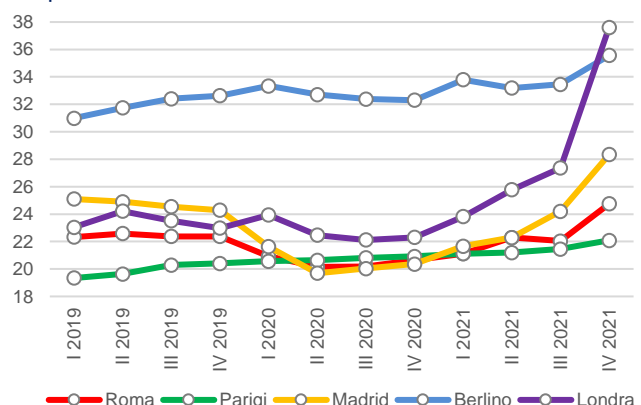


Figura 6-8 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Prosegue l'aumento dei prezzi del gasolio, nel IV trimestre +6% congiunturale; il trend rialzista prosegue nei primi mesi dell'anno nuovo, portano i prezzi sui livelli massimi del 2012

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del IV trimestre del 2021 è stato pari a circa 1,59 €/litro, in aumento di quasi il 6% sul trimestre precedente e di oltre il 25% rispetto allo stesso periodo 2020. Come emerge dalla Figura 6-9, si tratta del quarto incremento congiunturale consecutivo, dopo quello più deciso del I trimestre (+9%) e meno nel II e III trimestre (+5% e +4% rispettivamente). Complessivamente nel corso del 2021 il prezzo medio del gasolio è stato pari ad 1,49 €/litro, il 13% più elevato rispetto all'1,32 €/litro del 2020, quando era diminuito dell'11% sul 2019, per la brusca contrazione della primavera 2020 (-11% la variazione congiunturale). A valle dei decisi rialzi registrati nel corso dell'anno, a fine 2021 il prezzo medio al dettaglio del gasolio risulta anche superiore ai livelli pre covid del 2019 (+8%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-9), dopo il trend di aumento quasi costante dai livelli minimi del 2016 (1,28 €/litro) fino ai massimi del 2018 (1,49 €/litro), ed un 2019 complessivamente stabile (1,48 €/litro), il prezzo medio del gasolio in Italia è poi rapidamente diminuito nella prima parte del 2020 (a metà maggio 1,25 €/litro), per poi stabilizzarsi nella II metà a 1,28 €/litro. I decisi rialzi del 2021 hanno riportato i prezzi a livelli anche più elevati di fine 2018. I dati relativi evidenziano come il trend rialzista non si sia affatto arrestato e stia proseguendo in modo anche più deciso nei primi mesi dell'anno nuovo, spinti anche dalle tensioni geopolitiche, arrivando nella prima settimana di marzo a sfiorare la soglia dell'1,8 €/litro, anche superiore ai livelli massimi del 2012.

La ripresa dei prezzi è stata naturalmente diffusa anche a livello UE, dove il prezzo ha raggiunto nel IV trimestre 1,49 €/litro, +8% in termini congiunturali, un risultato solo lievemente più sostenuto rispetto a quello italiano. Su base annua a livello UE il prezzo medio del gasolio è aumentato del 17% sul 2020 (in modo quindi assai più marcato che in Italia), quando era diminuito di oltre l'11%. Dopo il progressivo incremento del divario tra prezzi italiani e medi UE dal 14,4% del 2017 fino ai massimi di metà 2020 (+16% nel II trimestre 2020), nell'ultimo anno e mezzo c'è stata una progressiva riduzione di tale divario, arrivato a fine 2021 al 7%.

Prezzo industriale in aumento dell'8% nel IV trimestre, del 30% su base d'anno; cresce ancora lo scostamento dalla meda UE

Nel IV trimestre 2021 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,69 €/litro, ancora in netto aumento in termini congiunturali (+11%), dopo i rialzi del 9% in media del II e III trimestre, e del 21% dei primi tre mesi dell'anno. Nel corso del 2021 il prezzo è stato in media pari a 0,6 €/litro, il 30% più elevato rispetto a quello medio del 2020 (0,46 €/litro), quando era diminuito del 22% sull'anno precedente, così come osservato a livello europeo (meno 21%). La Figura 6-10 mostra inoltre come lo scarto tra il prezzo industriale nazionale e quello medio UE sia andato progressivamente diminuendo, passando dai valori positivi del 2014 (più elevato in Italia, del 3%), fino a valori negativi a fine 2019 (meno 3%), per proseguire fino al -5% nel 2020 per arrivare a fine 2021 a -8,4% (-7% la media d'anno, -0,05 €/litro).

Si riduce il peso delle tasse (56,8% a fine 2021), ma resta decisamente superiore rispetto alla media UE (+7 p.p.)

Nel corso del 2021 in Italia (come del resto in UE), si è complessivamente registrata una ripresa congiunturale del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo, l'incidenza della tassazione è pertanto in riduzione, passando dal 66,5% di fine 2020 a 56,8% di fine 2021.

Dalla Figura 6-11 emerge come, dopo il lungo periodo di incrementi fino ai livelli massimi di inizio 2016 (69%), e la riduzione nel successivo biennio (58,3% a fine 2018), l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia è tornata su un trend di crescita moderato nel 2019 (59,8% in media), decisamente più marcato nel 2020, assestandosi nella seconda metà dell'anno oltre il 66,5%, prima di tornare a diminuire nel 2021. Nel confronto internazionale (Figura 6-11), la tassazione nel nostro Paese nel 2021 risulta ben al di sopra dell'incidenza media in UE (52,4%), di ben 7 punti percentuali. un gap in progressiva crescita sia rispetto al triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali), che a quanto osservato nello scorso anno (+4,3% nel primo trimestre 2020, +6,7% nel IV).

Figura 6-9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

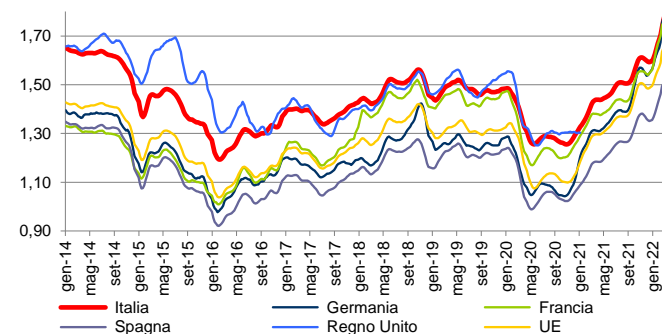


Figura 6-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

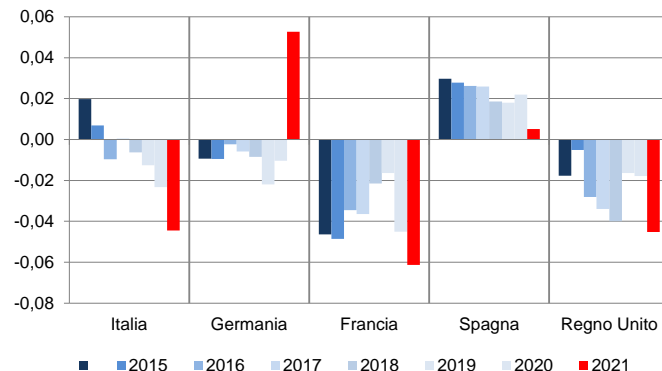
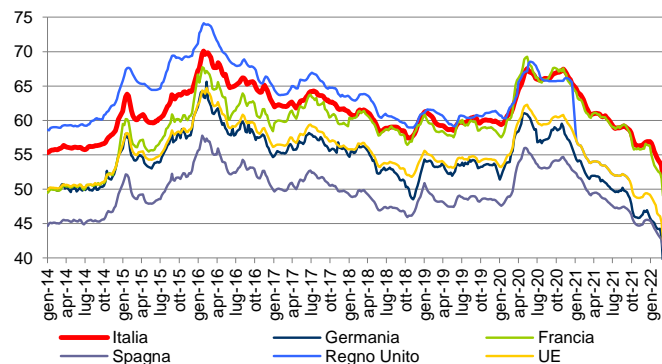


Figura 6-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3. Prezzi del gas naturale

Nell'ultimo trimestre del 2021 continua il trend di forti rincari: +108% su base tendenziale, +47% su base congiunturale.

L'aumento del prezzo del gas naturale per i consumatori italiani che si registra nell'ultima parte dell'anno trascorso è senza precedenti. Le cause vanno individuate tanto nella ripresa delle attività produttive, che in Italia si accompagna soprattutto alla ripresa dei consumi nel settore termoelettrico, quanto in una insufficienza dell'offerta nel mercato globale del gas, anche per via dell'aumento della quota di consumo dei paesi asiatici. Il prezzo al TTF in chiusura d'anno tocca i 90 c€ per metro cubo, un valore che è pari a cinque volte tanto quello registrato appena dodici mesi prima (Figura 6-12). Ad aggravare il quadro è la conferma del trend rialzista del prezzo dei diritti di emissione, con un livello raddoppiato nel corso del 2021 (Figura 6-12). Per i clienti non domestici, prendendo a riferimento la classe di consumo 1.000-10.000 GJ annuo, l'aumento che si registra nel quarto trimestre è il sesto consecutivo, stimato intorno al 43% rispetto al periodo luglio-settembre, dato che equivale ad un raddoppio in soli dodici mesi, a toccare il valore di 17 €/GJ (Figura 6-13). Il peso della materia prima gas tende ad aumentare senza interruzioni a partire dal terzo trimestre del 2020 (Figura 6-14) e nel quarto trimestre cresce del 75% rispetto al terzo. In termini di incidenza delle voci di costo, si stima che l'82% del prezzo per i consumatori industriali della fascia di riferimento sia da addurre ai servizi di vendita, con una leggera riduzione delle componenti di tariffa, distribuzione e misura, mentre il peso degli oneri di sistema viene quasi azzerato in conseguenza degli interventi governativi di contenimento degli effetti economici e sociali del rialzo dei prezzi (Decreto-Legge 27 settembre 2021, n. 130 ("Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale").

Ulteriore aumento dei prezzi nel primo trimestre del 2022. Il livello registrato oggi si stima pari a tre volte quello di un anno fa.

Il quadro precedentemente descritto si ripropone nell'ultima parte dell'anno, arricchito dalle tensioni internazionali sul confine Ucraina-Russia e dalla definitiva acquisizione del rinvio dell'operatività del gasdotto Nord Stream 2. Le quotazioni forward a breve termine del gas presso il TTF per la prima parte dell'anno (Figura 6-12) sottintendono che i fattori che spingono al rialzo il prezzo internazionale persistono alla data attuale. Gli effetti sulla stima dei prezzi relativi al primo trimestre dell'anno sono evidenti, nel segno della conferma del trend al rialzo, se possibile con una ulteriore accelerazione (Figura 6-13). Si stima che in un anno il prezzo del gas per le utenze industriali della classe di consumo 1.000-10.000 GJ annuo sia passato da circa 9 €/GJ ad oltre 27 €/GJ. Il clima di incertezza si riflette anche nell'accelerazione del trend rialzista, come segnalato dalle variazioni congiunturali degli ultimi quattro trimestri (rispettivamente, 7%, 25%, 43% e 56%). Si stima che la componente del costo medio efficiente del mercato sia aumentata di più di quattro volte rispetto al primo trimestre 2021 (Figura 6-14). L'80% del prezzo del gas è oramai imputabile ai servizi di vendita, mentre le altre voci sono in chiara diminuzione (Figura 6-15). In dettaglio, in termini assoluti, soltanto la voce "trasporto e gestione del contatore" è in lieve aumento, mentre quella di "distribuzione" è in riduzione per il trimestre considerato. Sulla riduzione dell'incidenza degli oneri generali di sistema incide invece l'intervento governativo di stanziamento di 480 milioni di euro deciso con la legge di bilancio 2022.

Figura 6-12 Indice TTF, quotazioni forward del gas presso il TTF e prezzo dei diritti di emissione della CO2 (EUA)

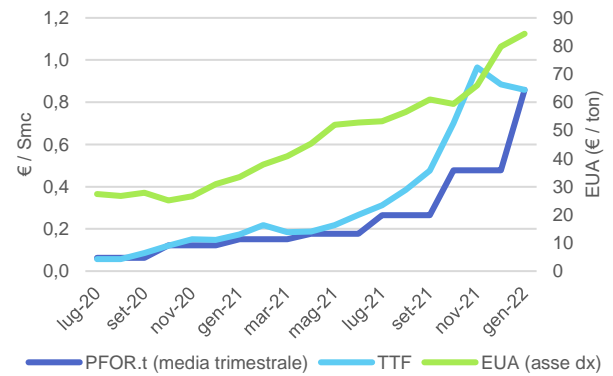


Figura 6-13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

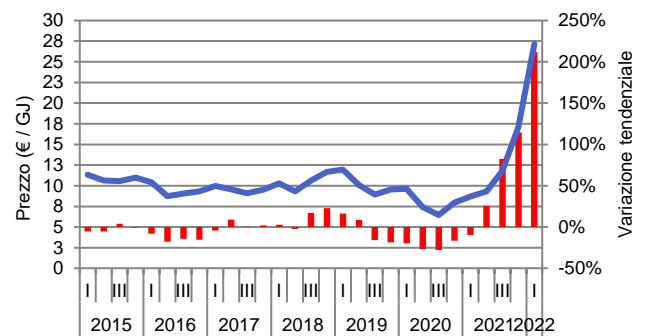


Figura 6-14 - -- Variazione tendenziale del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a.

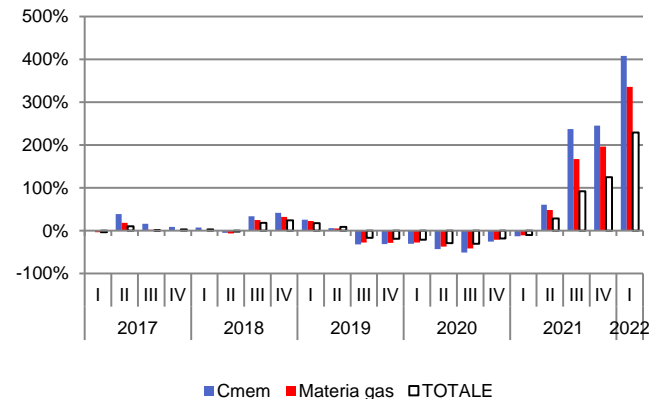
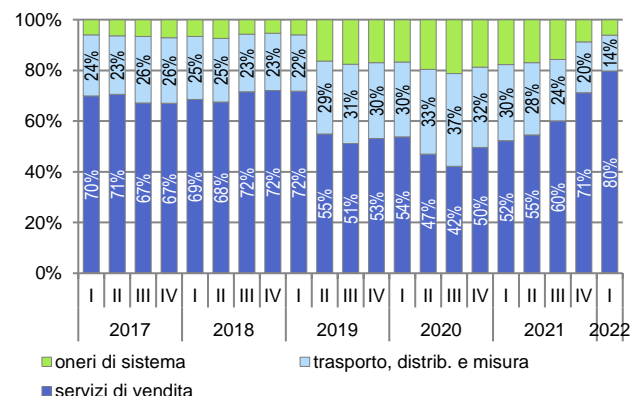


Figura 6-15 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000



Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Differenziale massimo del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura al 40% nel quarto trimestre.

Il costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stimati per il quarto trimestre, in ulteriore aumento ovunque, varia da un minimo di poco più di 2,5 c€/GJ per la zona Nord-Est ad un massimo di 4 c€/GJ per la zona Sud (Figura 6-16). Calabria e Sicilia sperimentano quindi un costo relativo a tali servizi pari al 40% in più rispetto a Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna, dato in aumento anche rispetto ad un anno prima per effetto della ricomposizione delle voci di costo.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese. Le imprese italiane tra aprile e settembre 2021 pagano generalmente un prezzo in linea con la media della zona euro.

L'ultimo dato disponibile al livello europeo è quello fornito dal *Quarterly Report on European Gas Market*, a cura della Commissione Europea, che si riferisce al terzo trimestre 2021, vale a dire quando era già evidente l'aumento generale del prezzo del gas sui mercati internazionali. La comparazione del livello di prezzo praticato ai consumatori industriali nella classe di consumo tra 100.000 e 1.000.000 GJ annui vede le imprese italiane del tutto in linea con le omologhe europee, e in una posizione competitiva leggermente migliore rispetto a quelle francesi e tedesche. Per ottenere informazioni più dettagliate sulle diverse fasce di consumo occorre risalire al dato Eurostat, aggiornato al primo semestre 2021, già oggetto di trattazione nel precedente numero di questa pubblicazione. Più in generale, le imprese dei paesi del nord Europa (in particolare i Paesi Bassi) continuano a pagare un elevato prezzo al netto delle imposte e tasse recuperabili, mentre tra i principali paesi europei il prezzo in Italia è superiore solo a quello della Spagna.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie nel quarto trimestre 2021. Prezzi in rialzo, a tassi molto superiori all'inflazione in tutta la zona euro, con una dinamica accentuata in Italia. Tra dicembre e gennaio a Roma aumento della bolletta del 14%.

A partire dal terzo trimestre del 2020 è evidente l'impennata del prezzo del gas per le famiglie italiane (Figura 6-18). L'aumento supera abbondantemente quello dell'indice generale dei prezzi, ed è anzi uno dei fattori che spingono al rialzo l'inflazione. Il confronto evidenzia anche una dinamica molto più accentuata in Italia che nella zona Euro, anche se per quest'ultimo aggregato naturalmente non va trascurata l'incidenza di un effetto statistico, in quanto valore medio. Come di consueto, a completare il quadro relativo ai prezzi al consumo comparati si riporta anche il dato sulla bolletta delle famiglie nelle capitali europee di cui alla rilevazione campionaria *Household Energy Price Index* (HEPI). Come evidenziato in Figura 6-19, a Roma si paga la bolletta più cara rispetto a Parigi, Madrid Berlino e Londra, con un rialzo molto forte nel quarto trimestre dell'anno trascorso, una volta di più per la crescita accentuata della componente energetica. I dati HEPI coprono anche il mese di gennaio 2022 e indicano un aumento spiccatissimo nell'arco di trenta giorni per tutte le città europee. In particolare, risalta tra tutti il dato relativo a Berlino, con un aumento del 130%, sostanzialmente imputabile alla quota energia, mentre a Roma il rialzo stimato è pari al 14% circa. Per il mese di gennaio la quota imputabile alla componente energetica per le famiglie a Roma sale al 56%, mentre rispetto alla media dei prezzi rilevati nelle capitali dei 27 paesi dell'Unione Europea, tutte le voci di costo sono superiori.

Figura 6-16 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

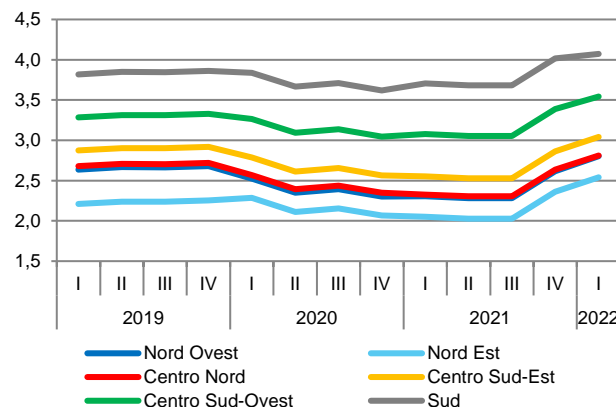


Figura 6-17 - Numero indice del prezzo del gas naturale (media UE 27 = 100) per i consumatori industriali, fascia di consumo 100 - 1 000 GJ.

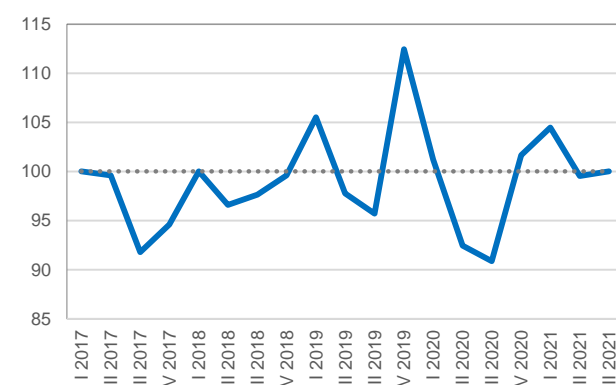


Figura 6-18 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).

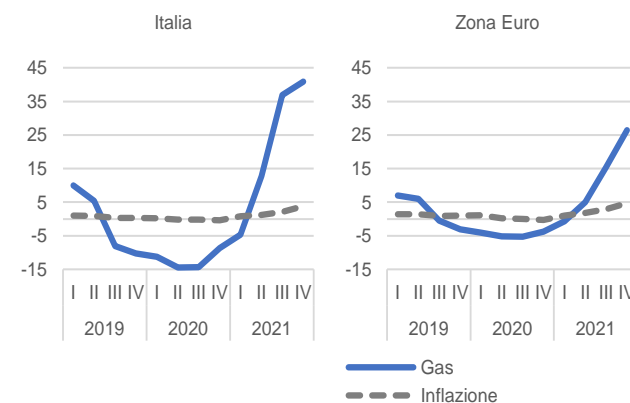
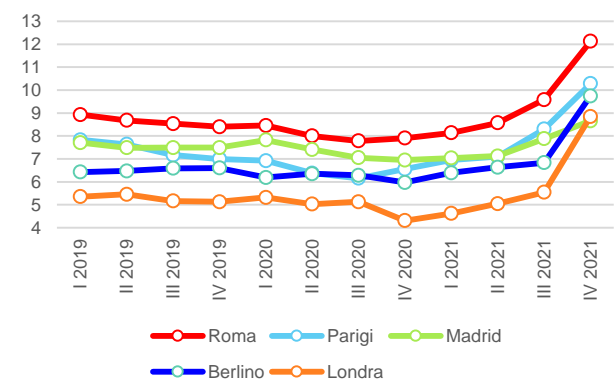


Figura 6-19 - Prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



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

Il deficit commerciale nel comparto low-carbon nel 2021 raddoppia. A pesare maggiormente le importazioni di veicoli ibridi plug-in, gli accumulatori agli ioni di litio e i prodotti del fotovoltaico. Unico settore in avanzo il solare termico.

Nel 2021, al netto del dato relativo al mese di dicembre, non ancora disponibile, il passivo commerciale relativo ai prodotti del comparto *low-carbon* registra un ulteriore record. Figura 6-20 descrive un trend al peggioramento, con amplificazioni di anno in anno. In termini monetari, il deficit raggiunge la cifra di oltre 2 miliardi e 300 milioni di euro, il doppio del valore riportato l'anno precedente. I prodotti che segnalano la più forte dipendenza dall'estero sono quelli degli accumulatori agli ioni di litio (con un saldo che passa da -400 milioni di euro a quasi -900 milioni di euro), i veicoli ibridi *plug-in* (da -370 milioni di euro a quasi -600 milioni di euro) e i prodotti del fotovoltaico (da -40 milioni a 400 milioni di euro), in particolare per un marcato aumento delle importazioni delle celle fotovoltaiche (che passano da circa 300 milioni di euro a circa 600 milioni di euro). Per il settore eolico, il cui contributo al saldo negativo è comunque molto meno pesante rispetto ai suaccennati prodotti, si denota per la prima volta negli ultimi cinque anni un saldo negativo, in buona parte da ricondurre all'aumento delle importazioni di generatori eolici, che compiono un balzo nell'anno appena trascorso (da poco più di 20 milioni di euro a più di 120 milioni di euro). L'unico settore che conserva avanzi commerciali sembra essere quello del solare termico (per un valore di 70 milioni di euro). La Figura 6-21 espone in sintesi l'andamento commerciale dei principali prodotti alla luce degli indicatori dell'export, dell'import e dei saldi normalizzati. Per le celle fotovoltaiche l'aumento delle importazioni, insieme ad una flessione delle esportazioni, comporta nell'ultimo anno il passaggio del saldo normalizzato a valori negativi (da +0,05 a -0,37). Per gli accumulatori agli ioni di litio una modesta tendenza al miglioramento dell'export non riesce a compensare lo spiccato incremento delle importazioni, con il risultato di un valore del saldo normalizzato che è il peggiore del quinquennio. Nel caso dei veicoli ibridi *plug-in* tale tendenza è ancora più netta.

Conferma del trend di crescita delle esportazioni per i veicoli elettrici.

E' relativamente ai veicoli elettrici che sembra delinearsi una positiva tendenza degli indicatori. Nel 2021, negli undici mesi considerati, le esportazioni passano da poco meno di 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).

La mappa delle quote di mercato mondiali per gli accumulatori agli ioni di litio. Sostanziale debolezza dei paesi europei.

Gli accumulatori agli ioni di litio rivestono una importanza indiscussa ai sensi della dipendenza tecnologica e commerciale dall'estero, non solo perché per il nostro paese costituiscono come si è visto la quota più rilevante del deficit commerciale del comparto *low-carbon*, ma anche per via della loro ovvia sinergia con la produzione dei veicoli elettrici. Si tratta di un prodotto esportato da pochi paesi, con un mercato fortemente concentrato al di fuori del continente europeo (Figura 6-22). Cina, USA e Giappone detengono una quota dell'export mondiale del 78%. Molto distanziati sono due paesi europei, Repubblica Ceca e Paesi Bassi (rispettivamente con una quota del 6,4% e del 5,3%), Messico (4,7%) e, con quote inferiori al 2%, Regno Unito, Danimarca, Canada, Svizzera, Spagna, Lituania e Portogallo.

Figura 6-20 - Valore del saldo commerciale (mln. €) italiano negli ultimi cinque anni nel comparto low-carbon.

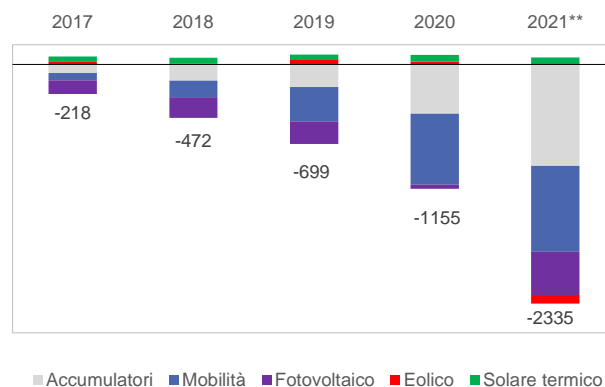


Figura 6-21 - Valore dell'export e dell'import e saldi normalizzati italiani per i principali prodotti low-carbon.

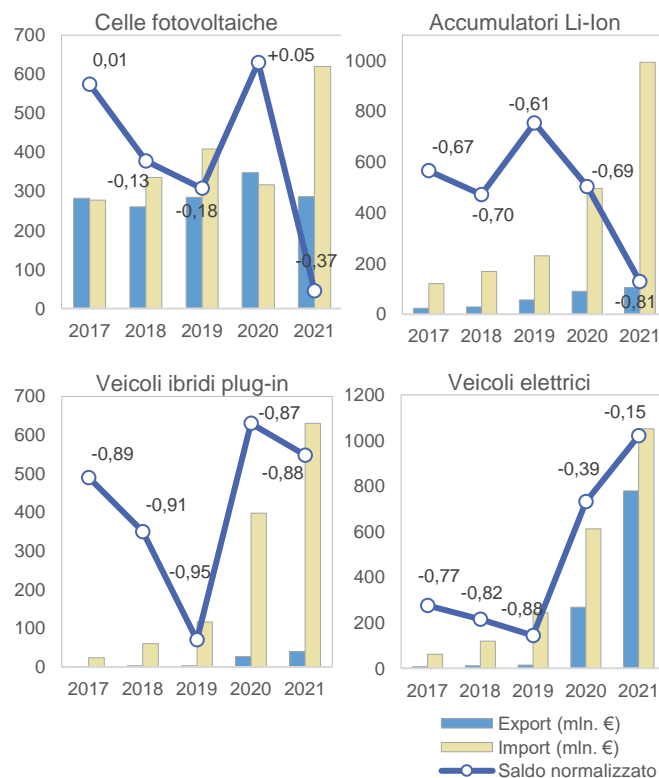
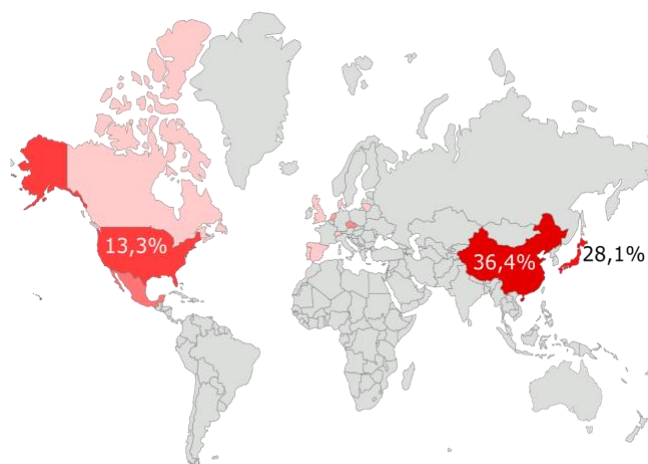


Figura 6-22 - Quote di export mondiale relative agli accumulatori agli ioni di litio nel 2021.



FOCUS – La ripresa della spesa pubblica in ricerca energetica a livello globale ed europeo

Daniela Palma

Sull'onda della crescente rilevanza che nel settore energetico hanno assunto gli investimenti nelle tecnologie low-carbon, il ruolo della spesa pubblica in ricerca si è andato negli ultimi anni rafforzando. Dopo una fase di relativa contrazione negli anni successivi allo scoppio della crisi internazionale del 2008, a partire dal 2016 la spesa pubblica in ricerca energetica ha registrato a livello globale una crescita continua e significativa, che prosegue anche nel 2020 nonostante l'irrompere della crisi pandemica, attestandosi su un valore di poco più di 23 miliardi di \$ 2020 ppp, solo poco al di sotto del picco straordinario del 2009 collegato al forte impulso "fiscale" messo in atto in quell'anno dagli Stati Uniti, e con un incremento del 22% relativamente all'arco dell'intero periodo considerato. Tale espansione ha riguardato tutte le aree di riferimento, con un maggior dinamismo di quella americana (+31%), ma con risultati apprezzabili anche per quella europea (+19%) ed asiatica (+12%) (Figura 6-23). Nel complesso, l'incidenza dell'area americana sul totale della spesa si è assestata su valori di poco superiori al 40%, quasi a parimerito con l'area europea, che si colloca seconda con uno scarto di soli 2-3 punti percentuali. Ma il dato più significativo della recente ripresa della spesa pubblica in ricerca energetica è senz'altro legato all'avvio di un nuovo processo di diversificazione delle risorse stanziare nell'ambito delle tecnologie low-carbon, rispetto al quale si va riconfigurando anche la posizione delle maggiori economie.

Figura 6-23 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica a livello globale (\$ 2020 ppp)

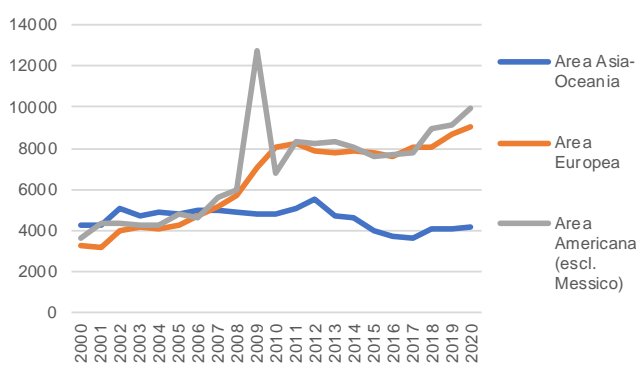


Figura 6-24 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Totale AIE

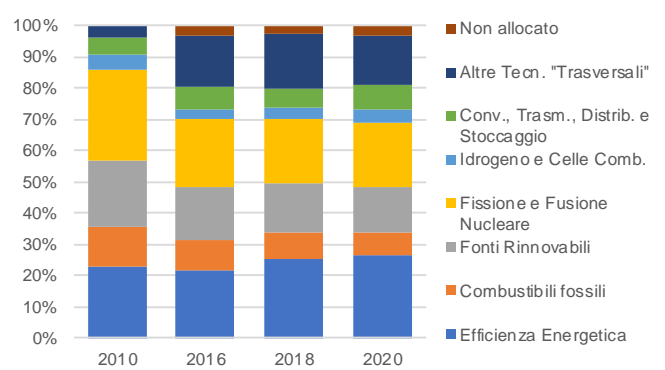


Figura 6-25 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Stati Uniti

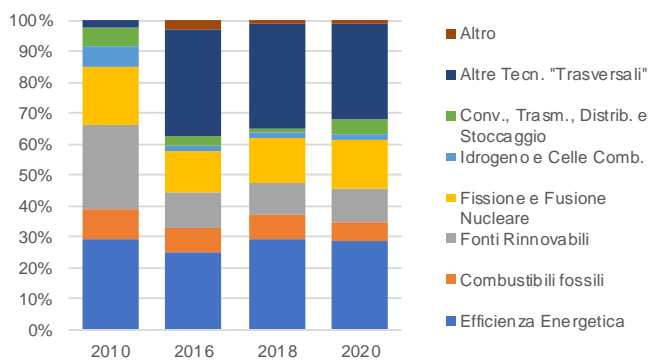
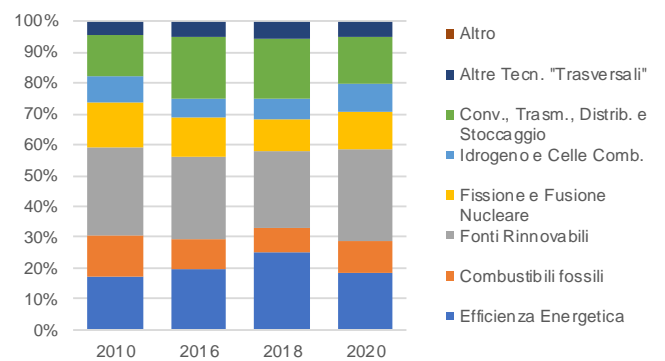


Figura 6-26 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Corea



Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2021

A livello globale si segnala la netta crescita della spesa nel settore dell'efficienza energetica che arriva a rappresentare più di un quarto della spesa totale in ricerca energetica; in quello delle tecnologie per la conversione, distribuzione e stoccaggio, che guadagnano sempre più terreno con incrementi di spicco della spesa a partire dal 2018, arrivando ad una quota dell'8%; e in quello dell'idrogeno e celle a combustibile, che registra una sensibile ripresa della spesa sempre dal 2018, dopo una fase di consistente contrazione (che ne aveva determinato il dimezzamento) verificatasi durante gli anni centrali della crisi internazionale del 2008. Si stabilizza d'altro canto la spesa destinata al settore delle fonti rinnovabili, che si mantengono su una quota del 15%, mentre continua a ridursi quella destinata alle fonti fossili, che si attestano su una quota del 7%. Relativamente stabile rimane infine la quota relativa al nucleare (21%), per il quale si arresta la caduta della spesa (che torna a crescere dal 2017, anche se con incrementi inferiori a quelli registrati per il complesso di tutte le tecnologie), ma che ha ormai più che dimezzato la propria incidenza rispetto all'inizio del nuovo millennio (Figura 6-24). Il delinearsi di questo scenario sottende inoltre importanti sviluppi a livello di aree e paesi, che pur presentando una comune tendenza all'aumento della spesa pubblica in ricerca nelle tecnologie alternative alla produzione di energia da fonti fossili e nucleare, mostrano significative specificità. Particolarmente accentuato è infatti l'incremento della spesa in ricerca nel settore dell'efficienza energetica da parte degli Stati Uniti, che arriva ad incidere per quasi il 30% del totale nazionale della spesa pubblica in ricerca energetica, superando per la prima volta nel 2020 la spesa (fino ad allora maggioritaria) destinata alle tecnologie energetiche "trasversali" (Figura 6-25). Non meno rilevante è comunque la crescita della spesa pubblica per l'efficienza energetica relativa all'area asiatica (Giappone e Corea), che rappresenta un recupero sul fronte dell'investimento in questo settore rispetto ai partner occidentali (Figura 6-26 e Figura 6-27), e che contribuisce alla complessiva ripresa della spesa pubblica in ricerca energetica dopo la forte e protratta contrazione determinatasi in Giappone nel nucleare (cfr Analisi trimestrale 1/2019). Ma è soprattutto nei

settori delle fonti rinnovabili e delle tecnologie per la conversione, trasmissione distribuzione e stoccaggio, oltre che per l'idrogeno e le celle a combustibile, che si è generata la dinamica che ha maggiormente sospinto la crescita della spesa pubblica in ricerca energetica dei due paesi asiatici, con un forte orientamento verso rinnovabili e tecnologie per la conversione, trasmissione distribuzione e stoccaggio per quanto riguarda la Corea (che nel 2020 rappresentano nell'insieme il 45% del totale della spesa) e verso l'idrogeno e le celle a combustibile per quanto riguarda il Giappone (che arrivano a pesare per più del 10% della spesa complessiva, diventando la seconda voce di spesa pubblica in ricerca energetica dopo nucleare ed efficienza energetica). Passando all'area europea i settori che più beneficiano dell'espansione della spesa pubblica in ricerca sono quelli dell'idrogeno e delle celle a combustibile e, sulla linea di una tendenza come visto diffusa, quello dell'efficienza energetica, che anche in questo caso si attesta su una quota superiore al 25% del totale (Figura 6-28). Rilevanti differenziazioni emergono tuttavia a livello di singoli paesi nell'ambito della maggior parte dei settori, e con dinamiche di significativa crescita nel settore delle rinnovabili e della conversione, trasmissione distribuzione e stoccaggio.

Figura 6-27 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Giappone

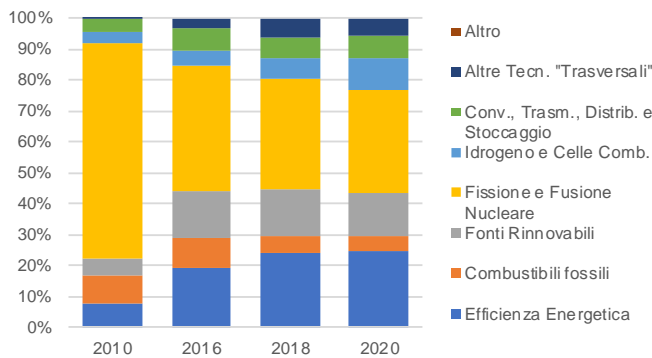


Figura 6-28 - Evoluzione della distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Area Europea (stima AIE)

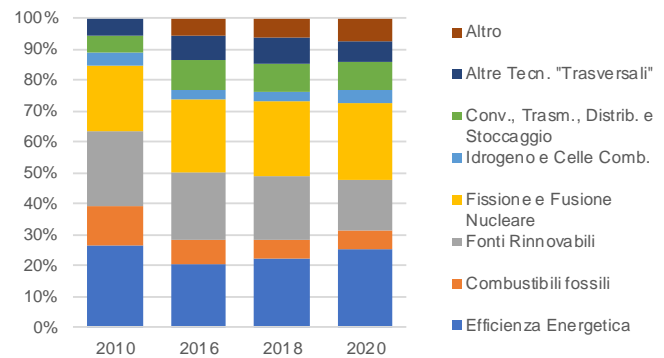


Figura 6-29 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori paesi dell'Area Europea (\$ 2020 ppp)

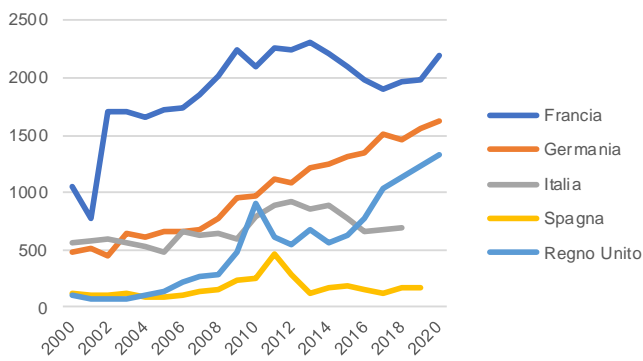
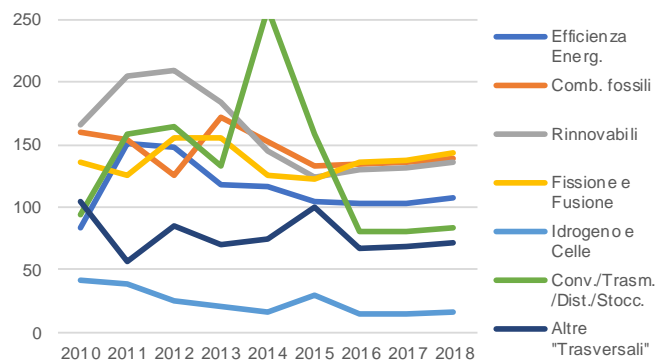


Figura 6-30 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia in Italia (\$ 2020 ppp)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2021

Nelle piccole economie del Nord Europa (Austria, Belgio, Finlandia, Paesi Bassi), tipicamente specializzate nei settori delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, la quota destinata a quest'ultima si colloca ormai su valori compresi tra il 40 e il 50% del totale della spesa pubblica in ricerca energetica con punte di oltre il 60%, fatta eccezione per la Danimarca che è in linea con la media dell'area, confermandosi un caposaldo nelle rinnovabili (con quote superiori al 40%) e presentando quote superiori alla media europea nell'ambito delle tecnologie per la conversione, trasmissione distribuzione e stoccaggio (12% contro 9%). Il settore delle rinnovabili presenta comunque una solida consistenza (superiore all'incidenza relativa all'area europea nel suo complesso) anche in Svezia e nei Paesi Bassi (Tabella 1) e tra i paesi di maggiori dimensioni supera largamente il 50% di incidenza in Spagna, che accentua un processo di concentrazione nel settore già in corso da tempo. Le risorse destinate alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rappresentano inoltre anche una componente rilevante dell'incremento della spesa pubblica in ricerca energetica della Germania – l'incremento più elevato tra le maggiori economie dell'Unione Europea (Figura 6-29) - che aumenta in quest'ambito del 20% rispetto al 2016, arrivando a coprire stabilmente una quota dell'ordine di un quinto del totale della spesa nazionale e diventando il primo settore di investimento, in misura significativamente superiore a quello dell'efficienza energetica. Parallelamente si consolida l'espansione della spesa in ricerca destinata alle tecnologie per la conversione, trasmissione distribuzione e stoccaggio, la cui consistenza è triplicata nel corso dell'ultimo decennio, attestandosi su una quota mediamente superiore al 10% dell'intera spesa pubblica in ricerca energetica del paese nel periodo che va dal 2016 al 2020. Grande rilevanza ha infine l'incremento della spesa relativa alle tecnologie dell'idrogeno e celle a combustibile che si colloca nel 2020 su una quota del 5% della spesa totale, sulla scia della diffusa crescita che la stessa ha conseguito nella maggior parte dei paesi dell'area nord europea (Austria, Belgio, Danimarca, Paesi Bassi). La dinamica della spesa pubblica in ricerca energetica della Germania si contraddistingue quindi non solo per la ragguardevole spinta alla crescita dell'ultimo quadriennio (prosecuzione, peraltro, di una tendenza già in atto), ma anche per il crescente impegno finanziario che ha riguardato l'intero spettro delle tecnologie alternative a quelle per l'uso efficiente dei combustibili fossili e al nucleare, distaccando in questo senso tutti gli altri maggiori paesi europei. Questo tipo di avanzamento non si rileva infatti né in Francia, dove si assiste a una battuta d'arresto della spesa per quanto riguarda il settore delle rinnovabili, e neppure nel Regno Unito, dove è la crescita della spesa nel nucleare a prevalere su quella degli altri settori. In Italia la crescita della spesa fino al 2018 (anno di più recente aggiornamento dei dati) non denota d'altro canto dinamiche

di spicco in particolari settori (Figura 6-30), mentre a livello complessivo dal dato relativo alla sola spesa iscritta nel bilancio pubblico disponibile fino al 2020 (in \$ 2015 ppp) emerge un incremento di quasi il 10% su tutto l'arco del periodo 2016-2020, pari a un quarto di quello registrato per la Germania.

Tabella 1 -

		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Austria	Efficienza Energetica	46,0%	44,4%	47,1%	47,2%	44,2%	50,2%	49,5%
	Combustibili fossili	0,8%	3,5%	1,1%	1,7%	0,4%	1,0%	1,1%
	Fonti Rinnovabili	27,8%	17,2%	21,6%	15,3%	15,3%	15,8%	13,9%
	Fissione e Fusione Nucleare	2,5%	1,0%	1,1%	0,9%	1,2%	1,1%	1,0%
	Idrogeno e Celle Comb.	2,9%	1,3%	2,2%	3,3%	5,3%	6,3%	5,6%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	14,5%	27,9%	22,0%	26,7%	19,1%	13,8%	20,9%
	Altre Tecn. "Trasversali"	5,4%	4,7%	4,9%	4,9%	14,4%	11,9%	8,1%
	Altro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Belgio	Efficienza Energetica	0,0%	33,1%	26,1%	27,2%	32,9%	29,0%	41,3%
	Combustibili fossili	0,0%	1,1%	0,4%	0,0%	0,5%	0,1%	1,2%
	Fonti Rinnovabili	0,0%	10,9%	9,0%	10,2%	6,7%	10,2%	6,9%
	Fissione e Fusione Nucleare	100,0%	47,4%	52,5%	45,5%	44,7%	40,3%	40,6%
	Idrogeno e Celle Comb.	0,0%	0,8%	0,7%	1,2%	1,2%	3,0%	1,7%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	0,0%	5,5%	7,3%	12,9%	8,7%	12,4%	6,5%
	Altre Tecn. "Trasversali"	0,0%	1,2%	1,3%	2,6%	5,4%	4,3%	1,8%
	Altro	0,0%	0,0%	2,6%	0,3%	0,0%	0,6%	0,0%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Danimarca	Efficienza Energetica	14,4%	19,6%	20,0%	22,6%	14,4%	27,5%	24,3%
	Combustibili fossili	2,4%	3,1%	0,9%	3,6%	1,0%	0,1%	5,2%
	Fonti Rinnovabili	46,4%	47,6%	46,9%	33,6%	50,1%	41,5%	30,9%
	Fissione e Fusione Nucleare	1,6%	1,8%	2,8%	3,4%	0,0%	0,0%	0,0%
	Idrogeno e Celle Comb.	18,0%	9,8%	8,6%	11,5%	11,4%	17,9%	3,8%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	11,3%	14,8%	17,4%	21,3%	21,3%	9,4%	12,2%
	Altre Tecn. "Trasversali"	5,8%	0,8%	3,4%	0,1%	1,7%	3,0%	0,0%
	Altro	0,0%	2,6%	0,0%	3,9%	0,0%	0,5%	23,6%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Finlandia	Efficienza Energetica	59,6%	57,4%	55,2%	49,4%	49,6%	62,7%	
	Combustibili fossili	2,2%	2,8%	2,0%	2,5%	2,1%	1,8%	
	Fonti Rinnovabili	15,5%	15,8%	17,8%	18,0%	22,1%	14,5%	
	Fissione e Fusione Nucleare	5,8%	9,0%	8,5%	16,3%	11,1%	6,4%	
	Idrogeno e Celle Comb.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	5,6%	5,4%	6,2%	6,3%	5,6%	6,7%	
	Altre Tecn. "Trasversali"	11,2%	9,5%	10,3%	7,5%	9,6%	7,9%	
	Altro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Francia	Efficienza Energetica	16,4%	15,9%	17,1%	15,4%	17,3%	14,4%	19,0%
	Combustibili fossili	14,5%	8,1%	5,8%	4,4%	3,5%	2,8%	3,1%
	Fonti Rinnovabili	12,7%	16,8%	15,9%	13,4%	13,1%	12,7%	12,1%
	Fissione e Fusione Nucleare	41,8%	45,5%	44,1%	48,6%	48,0%	53,1%	47,4%
	Idrogeno e Celle Comb.	5,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,8%	4,2%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	2,9%	5,1%	4,4%	4,9%	5,5%	5,1%	5,3%
	Altre Tecn. "Trasversali"	5,8%	4,9%	9,0%	9,6%	8,9%	8,1%	8,8%
	Altro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Germany	Efficienza Energetica	20,7%	13,1%	11,1%	12,5%	13,4%	18,0%	16,4%
	Combustibili fossili	4,3%	3,4%	4,3%	4,3%	4,4%	1,7%	2,6%
	Fonti Rinnovabili	30,7%	22,8%	20,1%	22,1%	19,7%	21,4%	19,9%

	Fissione e Fusione Nucleare	32,8%	23,6%	22,6%	20,0%	20,2%	19,0%	17,7%
	Idrogeno e Celle Comb.	4,1%	2,2%	1,6%	2,1%	2,6%	3,9%	4,9%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	4,4%	9,7%	11,7%	12,7%	10,6%	11,2%	9,4%
	Altre Tecn. "Trasversali"	3,0%	4,5%	7,0%	6,0%	5,3%	4,6%	4,0%
	Altro	0,0%	20,8%	21,6%	20,4%	23,9%	20,1%	24,9%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Italia	Efficienza Energetica	10,7%	13,7%	15,4%	15,4%	15,4%		
	Combustibili fossili	20,3%	17,3%	20,3%	20,3%	20,1%		
	Fonti Rinnovabili	21,0%	16,0%	19,5%	19,5%	19,5%		
	Fissione e Fusione Nucleare	17,3%	15,8%	20,4%	20,4%	20,6%		
	Idrogeno e Celle Comb.	5,3%	3,8%	2,2%	2,2%	2,3%		
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	12,0%	20,6%	12,0%	12,0%	11,9%		
	Altre Tecn. "Trasversali"	13,4%	12,9%	10,1%	10,1%	10,2%		
	Altro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Paesi Bassi	Efficienza Energetica	41,3%	22,8%	35,0%	30,6%	26,2%	45,2%	50,5%
	Combustibili fossili	8,9%	7,3%	4,3%	6,3%	11,5%	3,0%	2,5%
	Fonti Rinnovabili	39,5%	54,1%	48,5%	37,4%	44,5%	28,4%	14,9%
	Fissione e Fusione Nucleare	5,1%	3,6%	3,7%	3,1%	2,8%	2,4%	2,4%
	Idrogeno e Celle Comb.	1,3%	0,5%	0,5%	9,5%	3,6%	5,0%	5,0%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	1,1%	8,6%	5,8%	10,4%	5,7%	7,9%	7,7%
	Altre Tecn. "Trasversali"	2,8%	3,1%	2,2%	2,3%	3,6%	4,4%	4,3%
	Altro	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	2,1%	3,7%	12,7%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Spagna	Efficienza Energetica	17,6%	9,1%	11,4%	16,7%	12,4%	21,4%	
	Combustibili fossili	0,0%	9,6%	1,4%	0,0%	0,9%	2,6%	
	Fonti Rinnovabili	57,3%	49,7%	48,5%	34,7%	62,9%	52,2%	
	Fissione e Fusione Nucleare	0,0%	2,4%	11,0%	0,3%	0,9%	1,4%	
	Idrogeno e Celle Comb.	7,5%	5,6%	2,7%	2,0%	4,4%	10,2%	
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	9,6%	23,6%	22,0%	2,6%	17,4%	10,9%	
	Altre Tecn. "Trasversali"	8,0%	0,0%	2,3%	43,8%	1,1%	0,3%	
	Altro	0,0%	0,0%	0,7%	0,0%	0,0%	1,0%	
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Svezia	Efficienza Energetica	33,1%	25,9%	38,7%	44,6%	55,8%	40,6%	48,4%
	Combustibili fossili	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	0,3%	0,9%	3,0%
	Fonti Rinnovabili	45,2%	22,5%	25,7%	16,0%	22,2%	21,4%	20,0%
	Fissione e Fusione Nucleare	4,3%	0,3%	0,6%	0,0%	0,9%	0,5%	1,1%
	Idrogeno e Celle Comb.	1,4%	0,8%	0,5%	0,0%	1,0%	0,4%	1,3%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	6,4%	10,0%	7,9%	8,7%	9,1%	6,7%	6,7%
	Altre Tecn. "Trasversali"	9,5%	10,8%	17,4%	11,8%	10,6%	18,5%	16,9%
	Altro	0,0%	29,4%	8,8%	18,9%	0,0%	10,9%	2,6%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Regno Unito	Efficienza Energetica	33,9%	20,7%	21,9%	26,9%	26,8%	23,8%	26,5%
	Combustibili fossili	10,7%	4,4%	5,5%	5,1%	2,6%	3,0%	4,3%
	Fonti Rinnovabili	32,8%	18,4%	25,3%	15,5%	17,0%	13,8%	12,1%
	Fissione e Fusione Nucleare	13,7%	32,9%	24,3%	24,0%	27,1%	28,4%	34,1%
	Idrogeno e Celle Comb.	3,9%	3,4%	2,8%	1,6%	2,4%	3,7%	4,1%
	Conv., Trasm., Distrib. e Stoccaggio	2,5%	10,3%	11,4%	10,9%	8,3%	7,0%	8,4%
	Altre Tecn. "Trasversali"	2,5%	7,6%	8,8%	10,2%	15,5%	20,1%	7,8%
	Altro	0,0%	2,3%	0,0%	5,7%	0,3%	0,2%	2,7%
	<i>Totale</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
enea.it

Marzo 2022